
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.120.70.187-2014**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И ВЫБОРУ
ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ (УСТАВОК) МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ
УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ПРОИЗВОДСТВА «Siemens AG», ООО НПП «ЭКРА», «АВВ»,
«GE Multilin» и «Alstom Grid»/«AREVA»
ДЛЯ УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ
НАПРЯЖЕНИЕМ 110 – 750 кВ ТИПА РТУ**

Стандарт организации

Дата введения: 23.09.2014

ОАО «ФСК ЕЭС»

2014

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - 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 организации

1. РАЗРАБОТАН: ООО «НПП «Селект».
2. ВНЕСЁН: Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.09.2014 № 411.
4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru.

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

Оглавление

Список сокращений.....	7
Введение	10
Функциональное описание устройств МП РЗА трехфазного УШР (группы однофазных реакторов), присоединенного через один или два выключателя к ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ или к шинам типового РУ напряжением 110 – 750 кВ	18
Приложение А. Поясняющие схемы распределения функций МП РЗА.....	33
Приложение Б. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА УШР напряжением 110 –750 кВ типа РТУ	37
Б1. Функции МП РЗА сетевой обмотки УШР	46
Б1.1. ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения)	46
Б1.2. ANSI 87R&B. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора (с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов), использующая характеристики стабилизации (торможения).	97
Б1.3. ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения)	107
Б1.4. ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита (ПДЗ) сетевой обмотки реактора (COP).....	128
Б1.5. ANSI 50N, 51N. Токовая защита нулевой последовательности сетевой обмотки реактора.....	144
Б1.6. ANSI 50, 50Ns, ANSI 64, MV. Устройство контроля состояния изоляции высоковольтных вводов (КИВ) 330 – 750 кВ сетевой обмотки реактора	152

Б1.7. ANSI 50, 51. Максимальная трехфазная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора	161
Б1.8. ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора	169
Б1.9. ANSI 50BF. УРОВ выключателя ВН реактора	171
Б1.10. ANSI 27. Защита минимального напряжения шин (автоматика ограничения снижения напряжения) ЗМН/АОСН реактора.....	175
Б2. Функции МП РЗА компенсационной обмотки, ошиновки НН УШР и обмотки управления.....	178
Б2.1. ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР).....	178
Б2.2. ANSI 50. Максимальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (МТЗ КОР).....	183
Б2.3. ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности компенсационной обмотки реактора (ТЗОП КОР).....	190
Б2.4. ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР	192
Б2.5. ANSI 50. Максимальная токовая защита на стороне линейных выводов НН реактора (МТЗ НН).....	200
Б2.6. ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности на стороне линейных выводов НН реактора (ТЗОП НН)	201
Б2.7. ANSI 50N. Однофазная максимальная токовая защита обмотки управления реактора (МТЗ ОУ)	202
Б2.8. ANSI 64 (59N). Защита от замыкания на землю в сети НН реактора (контроль изоляции).....	203
Б3. Функции РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП), подключенного к ошиновке компенсационной обмотки УШР (ТМП УШР)	205

Б3.1. ANSI 50. Двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ)	205
Б3.2. ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП)	207
Б3.3. ANSI 50N. Максимальная токовая защита с использованием расчетного тока нулевой последовательности МП УШР (ТЗНП ТМП). Применяется при заземлении нейтрали обмотки ВН ТМП.	209
Б3.4. ANSI 50Ns. Ненаправленная токовая защита от замыканий на землю в сети НН ТМП УШР (чувствительная), выполненная с подключением отдельного измерительного входа устройства к ТТ нулевой последовательности ячейки (ТЗНП ТМП). Применяется при изолированной нейтрали обмотки ВН ТМП УШР.	210
Б3.5. ANSI 50BF. Устройство резервирования отказа выключателя ТМП УШР.	212
Приложение В	215
Приложение В1. Таблица выбора устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG») для УШР напряжением 110 – 750 кВ.....	215
Приложение В2. Таблица выбора устройств МП РЗА серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA») для УШР напряжением 110 – 750 кВ	224
Приложение В3. Таблица выбора устройств МП РЗА серий RExbxx, SPAC («ABB») для УШР напряжением 110 – 750 кВ.....	219
Приложение В4. Таблица выбора устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА») для УШР напряжением 110 – 750 кВ.....	221
Приложение В5. Таблица выбора устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin») для УШР напряжением 110 – 750 кВ	223
Приложение Г	225
Приложение Г1. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG»).....	225
Приложение Г2. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA»)	233

Приложение Г3. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий REx6xx, SPAC («ABB»),.....	250
Приложение Г4. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП«ЭКРА»).....	271
Приложение Г5. Таблица выбора параметровнастройки (уставок) устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin»).....	279
Приложение Д.....	295
Д1. Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG») для УШР–500 кВ	300
Д2. Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA») для УШР–500 кВ	341
Д3. Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий REx6xx, SPAC («ABB») для УШР–500 кВ	352
Д4. Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА») для УШР–500 кВ	366
Д5. Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin») для УШР–500 кВ	373
Приложение Е.....	385
Библиография	386

Список сокращений

ANSI	– международный стандарт классификации функций релейной защиты
ANSI 27	– защита минимального напряжения
ANSI 46	– токовая защита обратной последовательности
ANSI 50	– максимальная токовая защита
ANSI 50BF	– функция (устройство) резервирования отказа выключателя (УРОВ)
ANSI 50N	– токовая защита от замыкания на землю
ANSI 50Ns	– чувствительная токовая защита от замыкания на землю
ANSI 64	– токовая защита от замыкания на землю с контролем по напряжению
ANSI 87R	– продольная дифференциальная токовая защита реактора
ANSI 87R&B	– продольная дифференциальная токовая защита реактора с расширенной зоной
ANSI 87B	– дифференциальная токовая защита шин
АТ	– автотрансформатор
АОСН	– автоматика ограничения снижения напряжения
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь
БНТ	– бросок намагничивающего тока
ВН	– высокое напряжение
ДЗ	– дифференциальная токовая защита
ДЗО	– дифференциальная токовая защита ошиновки
ДЗ СОР	– продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора
ДЗ КОР	– продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора
ДЗШ	– дифференциальная токовая защита шин
ДТФ	– дифференциальный трансформатор тока

ЗМН	– защита минимального напряжения
КЗ	– короткое замыкание
КИВ	– контроль изоляции высоковольтных вводов
КО, КОР	– компенсационная обмотка реактора
КРУСН	– комплектные распределительные устройства собственных нужд
ЛЭП	– линия электропередачи
МП РЗА	– микропроцессорная релейная защита и автоматика
МТЗ	– максимальная токовая защита
МУ	– методические указания
НН	– низкое напряжение
НВВ	– независимая выдержка времени
ОО	– отключающий орган
ОУ	– обмотка управления
ПДЗ СОР	– поперечная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора
ПТТ	– промежуточный трансформатор тока
ППБ	– правила противопожарной безопасности
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
ПТЭ	– правила технической эксплуатации
РЗА	– релейная защита и автоматика
РТУ	– реактор трехфазный управляемый
РУ	– распределительное устройство
САУ	– система автоматического управления
СО, СОР	– сетевая обмотка реактора
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ТЗОП	– токовая защита обратной последовательности

ТМП	– трансформаторно-преобразовательный блок, состоящий из масляного трансформатора и полупроводникового преобразователя
ТН	– трансформатор напряжения
ТО	– токовая отсечка
ТТ	– трансформатор тока
ТТНП	– трансформатор тока нулевой последовательности
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя
УШР	– управляемый шунтирующий реактор

Введение

Настоящий стандарт содержит методические указания (далее – МУ) по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (далее – МП РЗА) для управляемого шунтирующего реактора (далее – УШР), присоединенного на стороне высоковольтных вводов (далее – ВВ) 110 – 750 кВ к линии электропередачи (далее – ЛЭП) или к шинам распределительного устройства (далее – РУ) с типовой схемой соединений.

Настоящий стандарт не является типовым проектом по РЗА присоединения. Все прилагаемые документы (функциональное описание, принципиальные схемы первичных соединений и др.) не имеют необходимой степени детализации, и служат только для иллюстрации предлагаемых технических решений по оснащению рассматриваемого присоединения устройствами МП РЗА типа SIPROTEC («Siemens AG»), MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA»), UR («GE Multilin»), REx6xx, SPAC («ABB») и ШЭ2607/ШЭ2710/БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА»), а также рациональному и полноценному использованию их функций.

Функции МП РЗА, рассматриваемые в настоящем стандарте, приведены в качестве рекомендуемых к применению для УШР напряжением 110 – 750 кВ в различных вариантах. Распределение функций и их дублирование в реальных устройствах МП РЗА должно осуществляться в соответствии с первичной схемой ячейки присоединения, с учетом критериев надежности, требуемых для данного присоединения, и существующих технических возможностей самих устройств МП РЗА.

В качестве защищаемого УШР рассматривается трехфазный реактор (или трехфазная группа однофазных реакторов), имеющий две силовые обмотки: сетевую обмотку реактора (далее – СОР) высокого напряжения, соединенную по схеме «звезда» с заземленной нейтралью и компенсационную обмотку реактора (далее – КОР) низкого напряжения, соединенную по схеме

«треугольник», а также отдельную обмотку управления (далее – ОУ) для подмагничивания магнитопровода (магнитных шунтов) реактора.

Настоящий стандарт содержит следующие разделы:

1. Функциональное описание устройств МП РЗА УШР напряжением 110 – 750 кВ.

2. Поясняющие схемы, иллюстрирующие варианты распределения функций МП РЗА в соответствии с первичной схемой присоединения и размещением измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ) и трансформаторов напряжения (далее – ТН) (Приложение А).

3. Методические указания (рекомендации) по расчету параметров настройки (уставок) МП РЗА УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение Б).

4. Таблицы (рекомендуемые варианты) выбора устройств МПРЗА для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение В).

5. Таблицы выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА отдельных производителей, для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение Г).

6. Примеры расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА отдельных производителей для УШР напряжением 500 кВ (Приложение Д).

7. Принципиальная электрическая схема соединения УШР типа РТУ напряжением 220 – 500 кВ однофазного исполнения (Приложение Е).

Специальные комментарии (описания) к указанным в п. 2 настоящих методических указаний (далее – МУ) поясняющим схемам распределения функций МП РЗА:

1 Листы 1 – 3 Приложения А. Поясняющие схемы распределения функций МП РЗА для УШР напряжением 110 – 750 кВ.

1.1 Лист 1 Приложения А. Поясняющая схема распределения функций МП РЗА для УШР, присоединенного к системам или секциям шин напряжением 110 – 220 кВ через один выключатель.

Для защиты УШР напряжением 110 (220) кВ, присоединенного к шинам (как правило) через один выключатель, используется микропроцессорный комплекс РЗА в состав которого входят:

1.1.1 Устройства МП РЗА сетевой (первичной) обмотки УШР (СОР)

– Продольная дифференциальная токовая защита СОР (в одном комплекте, далее – ДЗ СОР), зона которой включает собственно СОР и ошиновку до ТТ, установленных в цепи его выключателя ВН.

– Поперечная дифференциальная токовая защита СОР (далее – ПДЗ СОР), с измерением суммарного дифференциального тока параллельных полуветвей фазы СОР, и/или с применением суммирующего дифференциального ТТ типа ДТФ (в одном комплекте), для ликвидации витковых замыканий обмотки реакторов, имеющих две ветви (расщепление) в фазах.

– Токовые защиты нулевой последовательности (далее – ТЗНП) на сторонах высоковольтных вводов и нейтрали СОР, подключенные к ТТ встроенным во ввода, соответственно на стороне высокого напряжения (далее – ВН) и нейтрали реактора.

– Максимальные токовые защиты обратной последовательности (далее – ТЗОП) на стороне высоковольтных вводов СОР, подключенные к ТТ, встроенным в высоковольтные ввода реактора (на стороне ВН).

– Функция резервирования отказа выключателя (далее – УРОВ) СОР.

– Автоматика ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) шин ВН для отключения УШР (индивидуальная функция данного реактора).

1.1.2 Устройства МП РЗА компенсационной (вторичной) обмотки УШР (КОР), ошиновки НН УШР и обмотки управления УШР (ОУ УШР)

- Продольная дифференциальная токовая защита КОР (в одном комплекте, далее – ДЗ СОР), зона которой включает собственно КОР.
- Максимальные токовые защиты обратной последовательности КОР (далее – ТЗОП КОР), подключенные к ТТ, встроенным в фазы КОР.
- Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН УШР (далее – ДЗО НН) (функция реализуется только для первичных схем УШР, в которых отсутствует выключатель ввода секции СН реактора, в одном комплекте), зона которой включает ошиновку на стороне НН УШР от ТТ линейных выводов КОР до ТТ в ячейках выключателей ТМП УШР.
- МТЗ и ТЗОП ошиновки НН УШР (далее – МТЗ НН и ТЗОП НН соответственно), подключенные к ТТ, встроенным в линейные выводы КОР.
- Однофазная МТЗ обмотки управления УШР (далее – МТЗ ОУ), подключенная к ТТ в цепи общего заземления ОУ.
- Сигнализация замыкания на землю в сети НН УШР (контроль изоляции).

1.1.3 Устройства МП РЗА трансформаторно – преобразовательного блока УШР (ТМП УШР)

- МТЗ и токовая отсечка (далее – ТО) ТМП УШР, подключенные к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗОП ТМП УШР, подключенные к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗНП на стороне ВН ТМП УШР (при заземлении нейтрали обмотки ВН ТМП), подключенная к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗНП на стороне ВН ТМП УШР (при изолированной нейтрали обмотки ВН ТМП), подключенная к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- УРОВ выключателя ТМП УШР.

1.2 Лист 2 Приложения А. Поясняющие схемы распределения функций МП РЗА для УШР, присоединенного к системам или секциям

шин (или другим смежным присоединениям) напряжением 330 – 750 кВ через два выключателя.

Для защиты УШР напряжением 330 – 750 кВ, присоединенного к шинам через **два выключателя** (как правило), используется микропроцессорный комплекс РЗА в состав которого входят:

1.2.1 Устройства МП РЗА сетевой (первичной) обмотки УШР (СОР)

– ДЗ СОР (в одном или двух отдельных комплектах), зона которой включает собственно СОР.

– ДЗ СОР с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов (в отдельном комплекте), включающей СОР и ошиновку до ТТ, установленных в цепи его выключателей ВН.

– ПДЗ СОР с измерением суммарного дифференциального тока параллельных полуветвей фазы СОР, и/или с применением суммирующего дифференциального ТТ типа ДТФ (в двух отдельных комплектах) для ликвидации витковых замыканий обмотки реакторов, имеющих две ветви (расщепление) в фазах.

– ДЗО ВН УШР (в отдельном комплекте), зона которой включает ошиновку ВН реактора от ТТ, встроенных в высоковольтные ввода реактора до ТТ, установленных в цепи его выключателей ВН.

– ТЗНП на сторонах высоковольтных вводов и нейтрали СОР, подключенные к ТТ, встроенным во ввода, соответственно на стороне ВН и нейтрали реактора (ТЗНП на стороне нейтрали СОР выполняется при наличии требуемой токовой цепи: ТТ по схеме «звезда с нулем»).

– ТЗОП на стороне высоковольтных вводов СОР, подключенные к ТТ, встроенным в высоковольтные ввода реактора (на стороне ВН).

– Устройство контроля изоляции высоковольтных вводов СОР (далее – КИВ), реагирующее на опасные изменения величины и симметрии трехфазной системы емкостных токов протекающих через изоляцию вводов ВН реактора.

- УРОВ каждого отдельного выключателя УШР.
- АОСН шин ВН для отключения УШР (индивидуальная функция данного реактора).

1.2.2 Устройства МП РЗА компенсационной (вторичной) обмотки УШР (КОР), ошиновки НН УШР и обмотки управления (ОУ) УШР

- ДЗ КОР (в одном комплекте), зона которой включает собственно КОР.
- ТЗОП КОР, подключенные к ТТ, встроенным в фазы КОР.
- ДЗО НН УШР (функция реализуется только для первичных схем УШР, в которых отсутствует выключатель ввода секции СН реактора, в одном комплекте), зона которой включает ошиновку на стороне НН УШР от ТТ линейных выводов КОР до ТТ в ячейках выключателей ТМП УШР.
- МТЗ и ТЗОП ошиновки НН УШР, подключенные к ТТ, встроенным в линейные выводы КОР.
- Однофазная МТЗ ОУ УШР, подключенная к ТТ цепи общего заземления ОУ.
- Сигнализация замыкания на землю в сети НН УШР (контроль изоляции).

1.2.3 Устройства МП РЗА трансформаторно – преобразовательного блока УШР (ТМП УШР)

- МТЗ/ТО ТМП УШР, подключенные к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗОП ТМП УШР, подключенные к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗНП на стороне ВН ТМП УШР (при заземлении нейтрали обмотки ВН ТМП), подключенная к ТТ в ячейке выключателя ТМП.
- ТЗНП на стороне ВН ТМП УШР (при изолированной нейтрали обмотки ВН ТМП), подключенная к ТТ в ячейке выключателя ТМП.

- УРОВ выключателя ТМП УШР.

1.3 Лист 3 Приложения А. Поясняющая схема распределения функций МП РЗА для УШР, присоединенного к ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ через выключатель

Для защиты УШР напряжением 330 – 750 кВ, присоединенного к ЛЭП через выключатель, используется микропроцессорный комплекс РЗА в состав которого входят:

1.3.1 Устройства МП РЗА сетевой (первичной) обмотки УШР (СОР)

- ДЗ СОР (в двух отдельных комплектах), зона которой включает собственно СОР.

- ПДЗ СОР с измерением суммарного дифференциального тока параллельных полуветвей фазы СОР, и/или с применением суммирующего дифференциального ТТ типа ДТФ (в двух отдельных комплектах) для ликвидации витковых замыканий обмотки реакторов, имеющих две ветви (расщепление) в фазах.

- ТЗНП на сторонах высоковольтных вводов и нейтрали СОР, подключенные к ТТ, встроенным во ввода, соответственно на стороне ВН и нейтрали реактора (ТЗНП на стороне нейтрали СОР выполняется при наличии требуемой токовой цепи: ТТ по схеме «звезда с нулем»).

- КИВ СОР, реагирующее на опасные изменения величины и симметрии трехфазной системы емкостных токов, протекающих через изоляцию вводов ВН реактора.

- УРОВ УШР.

- АОСН шин ВН для отключения УШР (индивидуальная функция данного реактора).

1.3.2 Устройства МП РЗА компенсационной (вторичной) обмотки УШР (КОР), ошиновки НН УШР и обмотки управления (ОУ) УШР

(Применяемые функции МП РЗА аналогичны приведенным в п. 1.2.2).

1.3.3 Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока УШР (ТМП УШР)

(Применяемые функции МП РЗА аналогичны приведенным в п. 1.2.3).

1.4 Лист 4 Приложения А. Поясняющая схема распределения функций РЗА для УШР, присоединенного к шинам или к ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ (продолжение).

Дополнительные варианты исполнения поперечной дифзащиты реакторов, имеющих две ветви (расщепление) в фазах:

– ПДЗ СОР с измерением суммарного дифференциального тока параллельных полуветвей фазы СОР (в двух комплектах ДЗ реактора);

– ПДЗ СОР с независимым измерением токов полуветвей фазы СОР (в двух отдельных комплектах защиты);

– ПДЗ СОР с применением суммирующего дифференциального ТТ типа ДТФ (в двух отдельных комплектах защиты).

Функциональное описание МП РЗА трехфазного УШР (группы однофазных реакторов), присоединенного через один или два выключателя к ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ или к шинам типового РУ напряжением 110 – 750 кВ

Рассматриваются следующие схемы РУ:

- Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Две рабочие и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Трансформатор – шины 330 – 750 кВ с присоединением УШР через два выключателя.
- Полуторная схема 330 – 750 кВ.

Примечание. Выше приведен не полный перечень типовых схем РУ с возможным присоединением УШР, однако указанные схемы РУ являются достаточными для полноценного и всестороннего рассмотрения функций и особенностей расчетов параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА для УШР.

Таким образом, представленные далее рекомендации и методические указания также вполне применимы и для реакторов, имеющих другие типовые или индивидуальные схемы присоединения (см. также **Приложение А** «Поясняющие схемы распределения функций МП РЗА»).

1 Перечень и краткое описание функций защиты на стороне сетевой (первичной) обмотки УШР, реализуемых в устройствах МП РЗА

1.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора (основной комплект), использующая характеристики стабилизации (торможения) и действующая при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной ТТ, установленными во вводах ВН и вводах нейтрали сетевой обмотки, без выдержки времени, на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

1.2 ANSI 87R&B. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки и ошиновки ВН реактора (резервирующий комплект с расширенной зоной действия на стороне высоковольтных вводов)*, использующая характеристики стабилизации (торможения), действующая при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, установленными в цепи выключателей на стороне высоковольтных вводов реактора и в цепи вводов нейтрали сетевой обмотки, с заданной выдержкой времени, на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

1.3 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита реактора, имеющего расщепленные обмотки (отдельная максимальная токовая защита),** реагирующая на дифференциальные токи фаз *A/B/C*, каждый из которых формируется двумя ТТ, установленными в цепи обеих секций расщепленной обмотки соответствующей фазы реактора на стороне нейтрали реактора и включенными в противофазе. Защита имеет одну или две

ступени по току срабатывания, действующие при появлении тока небаланса (витковое КЗ в расщепленной фазе реактора) без выдержки времени, или с независимыми выдержками времени, на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей реактора.

1.4 ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения), действующая при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, установленными в цепи выключателей на стороне ВН реактора и в цепи высоковольтных вводов сетевой обмотки, без выдержки времени, на:

- отключение выключателей реактора;
- пуск УРОВ выключателей реактора.

1.5 ANSI 50N. Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора, имеет две ступени по току срабатывания, действующие при КЗ на землю в защищаемых зонах с заданными независимыми выдержками времени:

Ступень защиты с первой (меньшей) независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

Ступень защиты со второй (большей) независимой выдержкой времени действует на:

– отключение выключателей смежных присоединений непосредственно, или через схему ДЗШ.

1.6 ANSI 50N. Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне нейтрали сетевой обмотки реактора, имеет две ступени по току срабатывания, действующие при КЗ на землю в защищаемых зонах с заданными независимыми выдержками времени:

Ступень защиты с первой (меньшей) независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

Ступень защиты со второй (большей) независимой выдержкой времени действует на:

– отключение выключателей смежных присоединений непосредственно, или через схему ДЗШ.

1.7 ANSI 50, 51. Максимальная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора, имеет одну ступень по току срабатывания, действующую при однофазных/междуфазных КЗ в защищаемых зонах с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

1.8 ANSI 46. Максимальная токовая защита обратной последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора, имеет одну ступень по току

срабатывания, действующую при **несимметричных КЗ** в защищаемых зонах с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей реактора.

1.9 Контроль изоляции высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора (КИВ-330/750 кВ), реализованный в МП устройстве РЗА, имеющем требуемые свойства и достаточный объем свободно программируемой логики.

Для КИВ используются следующие функции защиты:

1.9.1 ANSI 50, 50Ns. Максимальная токовая защита в трех фазах и чувствительная токовая защита нулевой последовательности (имеют по две ступени по току и времени срабатывания).

Устройство осуществляет непрерывное измерение трехфазной системы токов, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию трех фазных вводов (*A, B, C*) ВН реактора (емкостные токи изоляционного материала вводов в трёх фазах) и емкостного тока нулевой последовательности.

КИВ включает сигнальный, отключающий, измерительный органы и избиратели поврежденной фазы (*A, B, C*).

Предусматривается сигнализация и блокировка действия устройства КИВ на отключение, в случаях:

- повреждений (обрывы) в токовых измерительных цепях устройства КИВ;
- КЗ на землю во внешней сети ВН, при появлении напряжения $3U_0$ в измерительных цепях устройства КИВ.

Предусматривается сигнализация обрыва нулевого провода токовых цепей КИВ.

1.9.1.1 Сигнальный орган КИВ использует функции:

Ступень ТЗНП – реагирующий элемент сигнального органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Сигнальный орган КИВ действует с заданной независимой выдержкой времени срабатывания на сигнал.

1.9.1.2 Отключающий орган (ОО) КИВ использует функции:

Ступень МТЗ – избирательный элемент отключающего органа, измеряющий ток фазы (A, B, C);

Ступень ТЗНП – реагирующий элемент отключающего органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Отключающий орган КИВ действует с заданной независимой выдержкой времени срабатывания на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей реактора.

1.9.2 ANSI 64. Функция контроля повышения максимального напряжения нулевой последовательности на стороне высоковольтных вводов реактора ($3U_0$), реализована с помощью функции измерений устройства, с фиксированной уставкой по напряжению действует на блокирование действия отключающего органа КИВ.

1.9.3 FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи/ток нулевой последовательности через емкости изоляции вводов ВН реактора;
- фазные напряжения и напряжение нулевой последовательности на стороне высоковольтных вводов реактора.

1.9.4 MV. Устройство измерения аналоговых величин (измерительный орган КИВ) предназначено для:

- визуального контроля фазных емкостных токов и тока нулевой последовательности (ток небаланса нормального режима или ток повреждения изоляции ввода в любой фазе реактора) изоляции вводов ВН;
- контроля обрыва фазного или нулевого провода в первичной или вторичной цепи согласующих трансформаторов тока (ТПС) защиты.

1.10 ANSI 50BF. Внутренняя функция резервирования отказа отдельного выключателя ВН реактора (реализуется в МП устройстве защиты/управления реактора), пускается при срабатывании защит на отключение выключателя реактора, с контролем наличия минимального тока в его цепи. В случае использования двухступенчатого действия УРОВ:

С 1-й заданной выдержкой времени (первая ступень УРОВ) действует на:

- отключение выключателя реактора (повторное действие защит с блокированием команд включения).

Со 2-й заданной выдержкой времени (вторая ступень УРОВ) действует на:

- отключение выключателей смежных присоединений непосредственно, или через схему ДЗШ.

Примечание.

При установке устройства ДЗШ РУ, имеющего функции УРОВ присоединений шин, по преимуществу используется базовая функция УРОВ в устройстве ДЗШ с пуском при срабатывании защит на отключение выключателя.

1.11 ANSI 50BF. Функция резервирования отказа отдельного выключателя ВН реактора в устройстве дифференциальной токовой

защиты шин РУ (реализуется в устройстве ДЗШ, имеющей функцию УРОВ присоединений шин), пускается при срабатывании защит на отключение выключателя реактора, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Применяется, как правило, двухступенчатое действие УРОВ с контролем наличия тока присоединения. Действует через схему центрального устройства ДЗШ с заданными независимыми выдержками времени.

При пуске от защит реактора:

С выдержкой времени первой ступени УРОВ:

- на повторное отключение выключателя реактора.

С выдержкой времени второй ступени УРОВ:

– на отключение выключателей присоединений шин РУ (основное действие);

– на отключение выключателя реактора (дополнительное действие, реализуется в том случае, если введено действие ДЗШ на отключение данного выключателя).

При пуске от ДЗШ:

С выдержкой времени второй ступени УРОВ:

– на отключение выключателя реактора (действие, реализуется в том случае, если введено действие ДЗШ на отключение данного выключателя).

2 Перечень и краткое описание функций защиты компенсационной (вторичной) обмотки, обмотки управления и ошиновки НН управляемого шунтирующего реактора, реализуемых в МП устройствах РЗА:

2.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР), использующая характеристики стабилизации (торможения), действующая при междуфазных КЗ в защищаемой зоне КО, ограниченной трансформаторами тока

встроенными в фазы КО и линейные выводы НН реактора, без выдержки времени на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.2 ANSI 50. Максимальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (МТЗ КОР)***, имеет две ступени по току срабатывания, действующие при междуфазных КЗ в защищаемых зонах.

Ступень защиты с первой независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей НН реактора (ТМП УШР).

Ступень защиты со второй независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.3 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности компенсационной обмотки реактора (ТЗОП КОР)***, имеет две ступени по току срабатывания, действующие при несимметричных КЗ в защищаемой зоне.

Ступень защиты с первой независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей НН реактора (ТМП УШР).

Ступень защиты со второй независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);

- пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.4 ANSI 64. Функция контроля повышения максимального напряжения нулевой последовательности на стороне НН реактора ($3U_0$), при замыканиях на землю в сети НН/КОР (при изолированных нейтралях ТМП), с фиксированной уставкой по напряжению действует на сигнал.

2.5 ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) реактора***, использующая характеристики стабилизации (торможения), действует при междуфазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока на стороне НН реактора (линейные выводы КОР) и выключателей ТМП реактора, включающей ошиновку НН реактора, без выдержки времени на:

- отключение выключателей ВН реактора;
- пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.6 ANSI 50. Максимальная токовая защита на стороне линейных выводов НН реактора (МТЗ НН)*, имеет две ступени по току срабатывания, действующих при междуфазных КЗ в защищаемых зонах.

Ступень защиты с первой независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей НН реактора (ТМП УШР).

Ступень защиты со второй независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.7 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности на стороне линейных выводов НН реактора (ТЗОП НН)*, имеет 2 ступени по току срабатывания, действующих при несимметричных КЗ в защищаемых зонах.

Ступень защиты с первой независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей НН реактора (ТМП УШР).

Ступень защиты со второй независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

2.8 ANSI 50N. Однофазная максимальная токовая защита обмотки управления реактора (МТЗ ОУ), подключенная к однофазному трансформатору тока, установленному в цепи заземления контура обмотки управления.

Защита имеет одну ступень по току срабатывания, действующую при КЗ в обмотке управления с независимой выдержкой времени на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);
- пуск УРОВ выключателей ВН реактора;
- отключение головного выключателя питающей линии пускорезервного ТМП УШР, расположенного в КРУСН (действие в схему устройства защиты ТМП).

Примечания.

1. Шунтирующие реакторы ВН 500 кВ и выше, независимо от мощности, оборудуются установками автоматического пожаротушения (ППБ, Приложение 8).

2. При срабатывании основных защит реактора напряжением 500 кВ или выше (таких как, продольная дифференциальная, газовая и др. защиты от внутренних повреждений) на отключение реактора, с пуском УРОВ ВН, одновременно осуществляется пуск пожаротушения реактора.

3. Цепь включения насосов водяной системы пожаротушения контролируется схемой фиксации отключенного состояния выключателя (выключателей) реактора, а также схемой проверки отсутствия тока в цепи реактора.

3 Перечень и краткое описание функций защиты трансформаторно-преобразовательного блока, подключенного к ошиновке компенсационной обмотки (КОР) управляемого шунтирующего реактора (ТМП УШР), реализуемых в устройствах МП РЗА.

3.1 ANSI 50. Двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ ТМП), имеет две (до трёх) ступени по току срабатывания, действующие при междуфазных КЗ в защищаемых зонах с заданными независимыми выдержками времени, на:

- отключение выключателя ТМП;
- на пуск УРОВ ТМП.

3.2 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП ТМП), имеет одну (до трёх) ступень по току срабатывания, действующую при несимметричных КЗ в защищаемых зонах с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателя ТМП;
- пуск УРОВ ТМП.

3.3 ANSI 50N. Максимальная токовая защита с использованием расчетного тока нулевой последовательности (применяется при

заземлении нейтрали обмотки ВН ТМП), имеет 1 (до 3-х) ступень по току срабатывания, действующую при КЗ на землю в защищаемых зонах с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателя ТМП;
- на пуск УРОВ ТМП.

3.4 ANSI 50Ns. Токовая (чувствительная) защита от замыканий на землю в сети НН, с измерением тока ТТ нулевой последовательности ячейки (применяется при изолированной нейтрали обмотки ВН ТМП)***,** имеет одну (до трёх) ступень по току срабатывания, действующую при однофазных замыканиях на землю в защищаемых зонах с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателя ТМП.

3.5 ANSI 50BF. Устройство резервирования отказа выключателя ТМП.

При срабатывании защит на отключение и пуск УРОВ выключателя ТМП, действует с контролем наличия минимального тока в его цепи и с заданной независимой выдержкой времени, на:

- отключение выключателей ВН реактора;
- пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

4 Перечень и краткое описание функций автоматики и управления, реализуемых в устройствах МП РЗА.

4.1 ANSI 27. Защита минимального напряжения шин ВН (автоматика ограничения снижения напряжения) ЗМН/АОСН УШР, имеет две ступени по напряжению срабатывания.

Ступени защиты при симметричном снижении на шинах, с

блокированием действия при неисправности (обрыве) цепей напряжения, с заданными независимыми выдержками времени действуют на:

- отключение выключателей ВН реактора.

4.2 MV. Устройство измерения аналоговых величин токов в фазах, активной, реактивной и полной мощности реактора и напряжений шин, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

4.3 FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи и токи нулевой последовательности на сторонах ВН и нейтрали сетевой обмотки реактора;
- фазные токи компенсационной обмотки реактора;
- фазные напряжения и напряжение нулевой последовательности на сторонах ВН и НН реактора.

4.4 ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов.

4.5 Дистанционное управление, мониторинг и блокирование ошибочных операций коммутационными аппаратами в ячейке отдельного выключателя реактора.

4.6 Мониторинг и фиксация действия технологических защит отдельного выключателя реактора.

4.7 Мониторинг и фиксация действия технологических защит реактора.

Общие примечания к функциональному описанию:

1 * – отмеченные функции не входят в перечень обязательных защит, применяемых для шунтирующих реакторов на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» РФ, их использование может быть целесообразным и рекомендуемым в отдельных случаях, например, при нетиповых схемах присоединения реактора (через два выключателя), либо для целей надежного резервирования защит на стороне НН УШР и др.

2 ** – функция поперечной дифференциальной защиты СОР может быть также реализована с использованием принципа отдельного измерения и сравнения токов двух ветвей в каждой фазе расщепленной обмотки реактора, на базе дифференциального реле (далее в Приложении Б рассматриваются оба варианта).

3 *** – функция МТЗ (ТЗОП) КОР может быть реализована в двух вариантах (по выбору или одновременно):

а) МТЗ (ТЗОП) от междуфазных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), с подключением измерительных цепей защиты на разность вторичных фазных токов ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

б) МТЗ (ТЗОП) от междуфазных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), чувствительная к межвитковым замыканиям в КОР, с подключением измерительных цепей защиты на вторичные фазные токи ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

Функции МТЗ (ТЗОП) КОР по вариантам (а) и (б), как правило должны осуществляться в разных устройствах МП РЗА.

По соображениям повышения чувствительности защиты, функции МТЗ (ТЗОП) КОР по варианту (а), могут быть заменены функциями МТЗ (ТЗОП) на стороне линейных выводов КОР, в том же аппаратном исполнении (см. поясняющие схемы Приложения А).

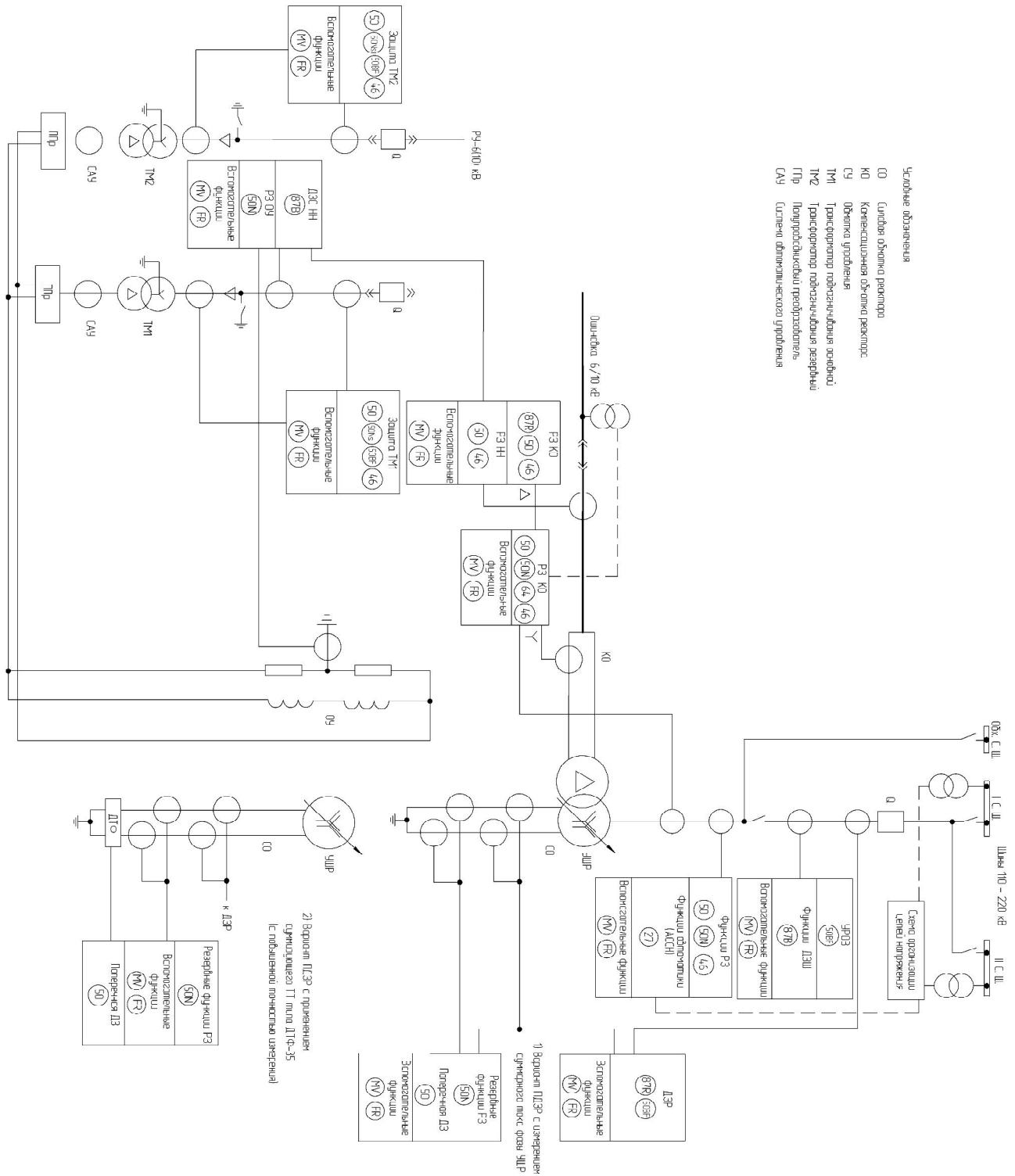
4 **** – функция отдельной ДЗО НН реализуется только для первичных схем УШР, в которых отсутствует выключатель ввода секции СН реактора.

5 ***** – функция чувствительной токовой защиты от замыканий на землю в сети НН в ячейке ТМП УШР, измеряющая ток ТТ нулевой последовательности ячейки, может быть реализована для первичных схем УШР, имеющих развитую схему ошиновки НН реактора (суммарная емкость шин и силовых кабелей, требующая учета), или батарею статических конденсаторов, подключенную на стороне НН УШР.

Приложение А

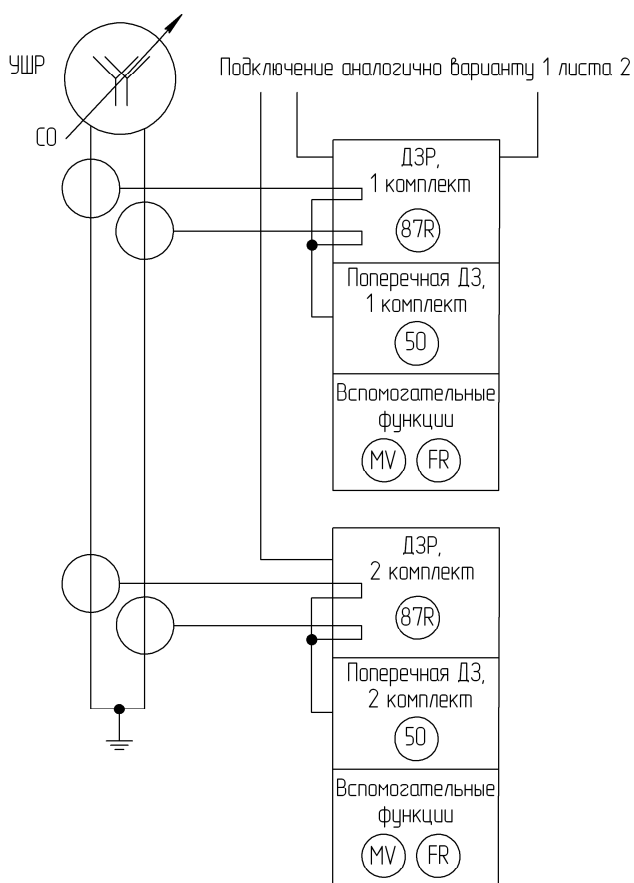
Лист 1

Поясняющая схема распределения функций МП РЗА для УШР, присоединенного к системам или секциям шин напряжением 110 – 220 кВ через один выключатель

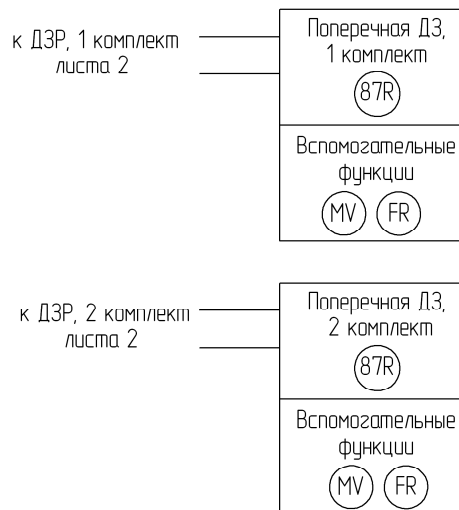


Поясняющая схема распределения функций РЗА для УШР, присоединенного к шинам или к ЛЭП напряжением 330 – 750 кВ

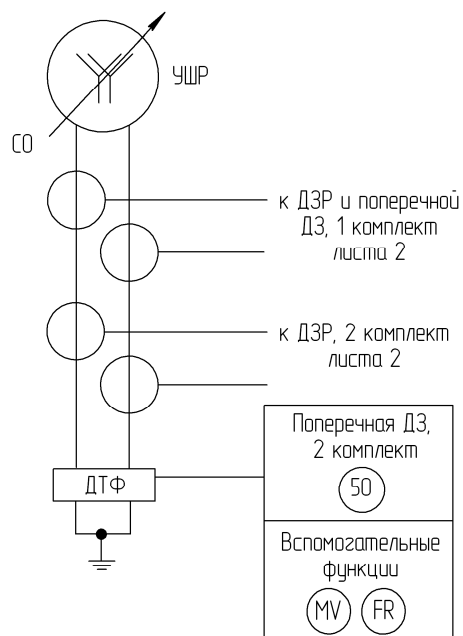
2) Вариант ПДЗР с измерением суммарного тока фазы УШР с размещением в общем комплекте с ДЗР



3) Вариант ПДЗР с независимым измерением токов полуветвей фазы УШР



4) Вариант ПДЗР с применением суммирующего ТТ типа ДТФ-35 (с повышенной точностью измерения)



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ И ВЫБОРУ
ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ (УСТАВОК) УСТРОЙСТВ МП
РЗА ДЛЯ УШР НАПРЯЖЕНИЕМ 110 – 750 кВ ТИПА РТУ
ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

В настоящих Методических указаниях рассматривается МП РЗА, управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов напряжением до 750 кВ, конструкция которых представляет собой двухобмоточный трансформатор с возможным расщеплением фаз первичной (сетевой) обмотки, а также некоторыми другими конструктивными особенностями.

Таким характерным признакам отвечают УШР серии **РТУ**, выпускаемые в соответствии с Техническими требованиями и Техническими условиями, утвержденными ОАО «ФСК ЕЭС» [6].

УШР типа РТУ представляет собой переменное трехфазное индуктивное сопротивление, плавно регулируемое посредством подмагничивания ферромагнитных элементов магнитной цепи. Основным силовым высоковольтным элементом таких реакторов является электромагнитная часть, которая по схеме соединения обмоток и конструктивному исполнению выполнена аналогично трехфазным силовым трансформаторам соответствующего напряжения и мощности.

Это означает, что на реакторы серии РТУ могут быть распространены нормы проектирования, требования ПУЭ и ПТЭ в части РЗА, пожаротушения и др., действующие для типового серийного маслонаполненного трансформаторного оборудования.

Основная рабочая обмотка реактора, сетевая (СО), подключается непосредственно к шинам или линии соответствующего напряжения через выключатель (или два выключателя), имеет схему соединений «звезда с

глухозаземленной нейтралью», две параллельные ветви в каждой фазе и встроенные ТТ для подключения продольной и поперечной дифференциальных токовых защит, регулирования и мониторинга.

Компенсационная (вторичная) обмотка реактора (КОР), соединенная в треугольник, выполняет две главные функции:

- компенсация (замыкание в треугольнике КОР) токов третьей и кратных ей высших гармоник для предотвращения их попадания в сеть;
- питание основного (статического) и резервного (для УШР 500 кВ и выше) трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) Резервный ТМП, (для УШР 110 – 330 кВ), или форсировочный ТМП (для УШР 500 – 750 кВ) подключается к РУ СН подстанции.

При отсутствии дополнительных присоединений, мощность нагрузки ТМП и третьей гармоники не превышает 20% мощности реактора, поэтому КО выполняется уменьшенного сечения и, соответственно, номинальной мощности.

Каждая из двух секций обмотки управления (ОУ) в фазах реактора включена встречно относительно соответствующей секции СО, поэтому переменное напряжение на ее выводах отсутствует. Это позволяет соединить обмотки ОУ всех трех фаз в параллель для подключения к схеме выпрямленного напряжения подмагничивания. Цепи ОУ и ТМП связаны с контуром заземления через встроенные в электромагнитную часть резисторы (величиной порядка $20 \div 30$ Ом), рисунок Б0.

Следует отметить, что конструктивное исполнение обмоток реактора на полустержнях магнитопровода обуславливает увеличение напряжения КЗ (U_K) обмоток ВН – НН (составляет $(50 \div 60)\%$ для реакторов типа РТДУ или РОДУ, изготавливаемых ОАО «ЗАПОРОЖТРАНСФОРМАТОР») с уменьшением бросков токов включения реактора, что существенно снижает динамические и термические воздействия при внешних КЗ и коммутациях, а

также позволяет повысить чувствительность дифференциальных токовых защит [6].

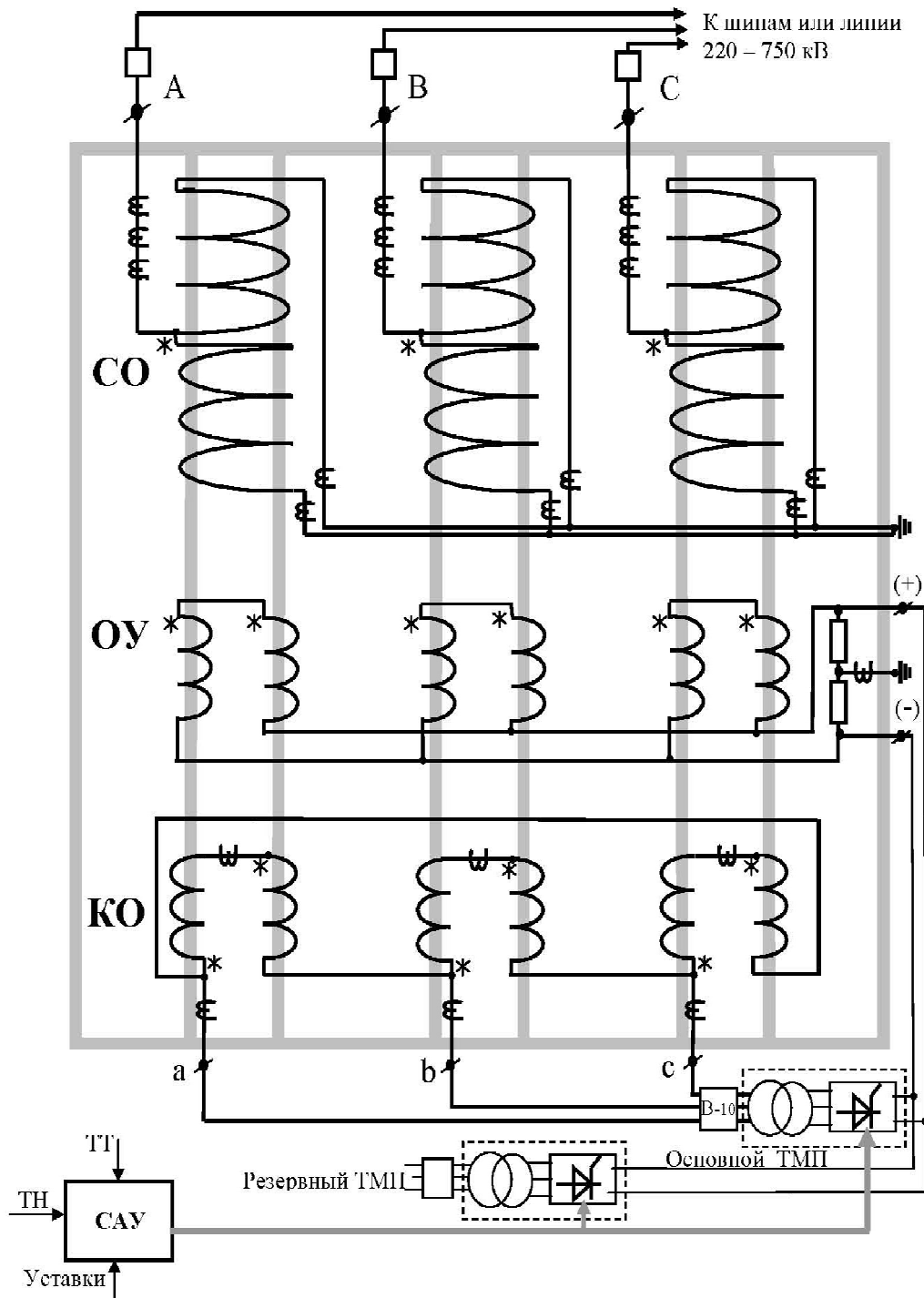


Рисунок Б0 – Электромагнитная схема трехфазного трехобмоточного УШР напряжением 220 – 750 кВ: САУ – система автоматического управления; ТМП – трансформаторно-преобразовательный блок; СО – сетевая обмотка, ОУ – обмотка управления, КО – компенсационная обмотка.

Принципиальной особенностью УШР является то, что в отличие от силового трансформатора (номинальный ток намагничивания которого не учитывается в дифференциальной защите, охватывающей первичную и вторичную обмотку трансформатора), УШР работает по принципу магнитного усилителя без активной вторичной нагрузки. Рабочий ток сетевой обмотки реактора является током намагничивания и регулируется степенью насыщения стержней магнитопровода, в результате чего в пределах регулирования изменяются индуктивность и потребляемый ток/реактивная мощность сетевой обмотки.

Вследствие отсутствия нагрузки вторичной обмотки, в нормальных режимах она работает практически в режиме холостого хода, нагруженная только токами третьей гармоники и кратными ей (мощностью около 1 % от номинальной мощности УШР, расходуемой на подмагничивание УШР через ТМП, можно пренебречь).

Из этого следует, что выполнить эффективную продольную дифзащиту УШР по принципу дифзащиты трансформатора не представится возможным, поэтому сетевая обмотка должна иметь индивидуальную дифференциальную токовую защиту (защиты), а для защиты вторичных обмоток КО и ОУ необходимо предусматривать отдельные функции РЗ [6].

Вторичная компенсационная обмотка реактора, соединенная по схеме «треугольник», в нормальных режимах работы нагружена преимущественно **током третьей гармоники**, максимальное действующее значение которого во всем диапазоне регулирования составляет менее 20 % от приведенного номинального тока СОП [6].

Низкие первичные токи срабатывания МТЗ КОР определяются отсутствием существенных токов нагрузки, а также сравнительно небольшими токами внешних КЗ $((1,67 \div 2) \cdot I_{НОМ})$ в зависимости от соответствующего значения $U_K = (60 \div 50)\%$ и бросками токов включения (амплитудное значение не более $2,8 \cdot I_{НОМ}$, или действующее – не более $2 \cdot I_{НОМ}$).

Соединение трансформаторов тока в фазах КОР целесообразно выполнить по схеме «треугольник», так как при этом, не требуется специальная отстройка МТЗ (а также отдельной дифзащиты) компенсационной обмотки от токов нулевой последовательности основной и третьей (а также прочих, кратных третьей) гармонических составляющих [6].

Однако, в связи с тем, что МТЗ, реагирующая на «линейные» токи ТТ (то есть на геометрическую разность пар фазных токов), встроенных в фазы КОР и соединенных в «треугольник», принципиально неработоспособна при так называемых «витковых» замыканиях КОР, в последних теоретических разработках по РЗ УШР [9] рассматривается вариант МТЗ с измерением токов каждой отдельной фазы КОР, который позволяет реализовать МТЗ чувствительную к указанным повреждениям обмоток (в пределах, ограниченных отстройкой от токов небаланса). Такое подключение токовых цепей защиты позволяет измерять часть тока виткового замыкания фазы, протекающего к месту повреждения через неповрежденные фазы КОР.

В связи с вышесказанным, в настоящей работе, как указано выше в Общих примечаниях к функциональному описанию РЗА трехфазного УШР (группы однофазных реакторов) 110 – 750 кВ (п. 3), рассматриваются оба варианта исполнения МТЗ КОР.

Витковые замыкания в одной из фаз компенсационной обмотки вызывают протекание тока двухфазного КЗ в замкнутом контуре обмотки (соединенной в «треугольник») через сопротивление ее неповрежденной части, поэтому токи в КОР и СОР соответствуют указанному виду повреждения. Вследствие перемещения места КЗ внутрь обмотки КОР, ток КЗ не выходит за пределы «треугольника» и протекает через все три ТТ, установленные непосредственно в фазах КОР. Указанный ток, трансформируясь во вторичных обмотках ТТ, воспринимается трехфазной измерительной системой подключенного устройства защиты как **ток нулевой последовательности фаз КОР, хотя по сути, таковым не является.**

При этом, расчетная величина суммарного тока в месте КЗ делится между двумя контурами в следующей (оценочной) пропорции:

– $\frac{2}{3}$ части (67%) суммарного тока КЗ при замыкании 100% витков

обмотки одной фазы (или больше, при уменьшении числа замкнутых витков) протекает в контуре короткозамкнутой части обмотки (поврежденной фазы КО), не трансформируясь кернами ТТ в фазах КОР;

– $\frac{1}{3}$ часть (33%) суммарного тока КЗ (или меньше, при уменьшении

числа замкнутых витков), как указано выше, замыкается в контуре неповрежденной части КОР, протекая через все три ТТ, установленные в фазах обмотки и вызывая трансформацию одинаковых (по величине и фазовому углу) токов во вторичных обмотках ТТ и в трехфазной измерительной системе МТЗ (в случае подключения защиты непосредственно на вторичные фазные токи ТТ КОР).

Необходимо отметить, что указанная МТЗ (как и другие защиты) имеет предел чувствительности, в связи с тем, что величина тока повреждения, измеряемого защитой, при уменьшении числа короткозамкнутых витков поврежденной части обмотки до весьма малых значений, будет изменяться от максимально возможной величины (33% величины суммарного тока при двухфазном КЗ на выводах КОР) до минимального (нулевого) уровня.

Кроме того, во избежание неселективных действий при КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью, МТЗ от витковых замыканий КОР по времени срабатывания должна быть согласована с ТЗНП присоединений на стороне ВН УШР (также, как и ТЗНП на стороне нейтрали СОР), так как КЗ на землю в сети ВН УШР сопровождаются протеканием в фазах КОР токов нулевой последовательности, компенсирующих соответствующий ток в заземленной нейтрали УШР. Однако, в рассматриваемом случае, возможно применение специальных мероприятий, позволяющих повысить селективность и быстродействие этой защиты.

Витковое замыкание в КОР вызывает несимметрию токов в фазах КОР и СОР, обусловленную наличием составляющей **обратной последовательности** указанных токов, величина которой также пропорциональна количеству замкнутых витков поврежденной КОР.

Ввиду того, что появление идентичных по величине и фазе токов в трехфазных измерительных цепях защиты при витковом замыкании в одной из фаз КОР не сопровождается протеканием первичных токов **нулевой последовательности** в обмотках КОР и СОР (в том числе в заземленной нейтрали СОР), для рассматриваемой МТЗ (по всей видимости) может применяться селективная блокировка действия при достижении током нулевой последовательности СОР заданного порога чувствительности, которая предотвратит ее излишнее срабатывание при КЗ на землю в сети ВН УШР.

Трансформаторы тока в фазах и на линейных выводах КОР используются также для подключения дифференциальной защиты этой обмотки. В результате отстройки от токов небаланса при внешних КЗ на землю в сети ВН, дифзащита может оказаться менее чувствительной, чем МТЗ, включенная на фазные токи КОР. Однако указанная защита, в ряде случаев, является эффективной, вследствие ее абсолютного быстродействия и селективности.

Встроенные ТТ на линейных выводах КО при отсутствии других нагрузок обтекаются небольшими рабочими токами выпрямительных преобразователей ТМП (менее 100 А), что позволяет иметь чувствительную МТЗ, защищающую ошиновку до выключателя ТМП и резервирующую двухступенчатую токовую защиту самого ТМП. Выводы КО для этих присоединений можно считать шинами бесконечной мощности, что существенно упрощает расчетную схему замещения.

При оценке чувствительности МТЗ присоединений на выводах вторичной обмотки (КО) реактора следует учитывать повышенное

напряжение короткого замыкания между сетевой и компенсационной обмотками. Так, при $U_k = 50\%$ для обмоток СО – КО реактора класса 500 кВ напряжение на выводах вторичной обмотки с набором номинальной мощности снижается в 2 раза, а при максимальной перегрузке – в 2,5 раза по сравнению с напряжением в режиме холостого хода реактора. Это минимальное напряжение должно приниматься за расчетное. Если при этом коэффициент чувствительности МТЗ оказывается недостаточным при КЗ за трансформатором, питающим тиристорный преобразователь, необходимо применять более чувствительную, например, продольную дифференциальную токовую защиту этого присоединения.

Обмотка управления УШР в силу своего исполнения, назначения и режима работы не имеет трансформаторной связи с другими обмотками и встроенных трансформаторов тока в каждой фазе, что исключает возможность применения для нее дифференциальных или максимальных токовых защит. Установке дополнительных ТТ в каждой ветви ОУ препятствуют конструктивные трудности (необходимость дополнительных выводов на крышке бака) и насыщение ТТ в рабочих режимах выпрямленным током подмагничивания. Даже при установке ТТ в этих цепях, продольная дифференциальная защита не работоспособна при витковых замыканиях.

Токовая защита ОУ от внутренних повреждений осуществляется двумя способами:

- При замыкании на корпус (магнитопровод) любой секции ОУ в цепи ее общего заземления возникает переменный синусоидальный ток, величина которого определяется значением встроенных сопротивлений и числом витков, и достигает значений $(1 \div 2)$ кА. Поскольку в нормальных режимах токи небаланса в этой цепи не превышают нескольких ампер (первичных), а при коммутациях имеют кратковременный характер, уставка МТЗ может составлять $(20 \div 30)$ А с временем срабатывания около 0,2 с, что определяет

высокую чувствительность и эффективность данной защиты ОУ при замыканиях на корпус.

– При витковых замыканиях в любой секции ОУ нарушается ее симметрия относительно двух других обмоток данной фазы – сетевой и компенсационной, и возникает трансформаторная связь между ними с протеканием аварийных токов, соответствующих числу замкнувшихся витков. Поскольку уставка указанной выше МТЗ КОР может быть выбрана значительно меньше номинального тока реактора, она защищает от витковых замыканий не только компенсационную обмотку, но и более 90% витков ОУ и СОР.

Таким образом, в **минимально необходимый** объем РЗ УШР рассмотренной конструкции входят следующие токовые защиты (наряду с КИВ, газовой защитой и защитой/сигнализацией САУ о перегрузке):

- для сетевой обмотки реактора – продольная и поперечная токовые дифференциальные защиты;
- для компенсационной обмотки – двухступенчатая МТЗ и продольная токовая дифференциальная защита;
- для обмотки управления – МТЗ на ТТ заземленного вывода средней точки ОУ;
- для присоединений компенсационной обмотки – МТЗ на встроенных ТТ линейных выводов КОР и двухступенчатая МТЗ на ТТ выключателя ТМП.

В основной объем поставки реактора, кроме электромагнитной части и ТМП наружной установки входит система автоматического управления (САУ), которая посредством изменения выпрямленного напряжения преобразователя ТМП и тока в ОУ управляет подмагничиванием магнитопровода, тем самым регулируя потребляемую реактивную мощность УШР, по заданным алгоритмам управления.

Защита и автоматика тиристорных преобразователей осуществляется функциями системы управления в соответствии с заводскими настройками и не рассматривается в настоящей работе.

Б1 Функции МП РЗА сетевой обмотки УШР

Б1.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения)

Б1.1.1 Принципы действия дифференциальной токовой (продольной) защиты реактора

Б1.1.1.1 Принцип действия дифзащиты основан на измерении и сравнении токов сторон (далее, высоковольтный ввод и заземляемая нейтраль) обмотки реактора, отдельно для каждой фазы.

Дифференциальный (рабочий) ток дифзащиты, как правило, представляет собой модуль геометрической (векторной) суммы измеряемых токов сторон реактора. При этом предполагается, что токи, втекающие в защищаемую зону имеют одинаковый «положительный» знак, и наоборот.

Тормозной ток (препятствующий действию рабочего тока) дифзащиты представляет собой полную (или пропорционально уменьшенную) сумму модулей измеряемых токов сторон реактора, либо максимальный из токов сторон, если рассматриваются сквозные токи оборудования (в данном случае - УШР), в режиме которых производится отстройка срабатывания дифзащиты.

Б1.1.1.2 Функция дифференциальной токовой защиты реактора, как правило, включает два основных принципиальных алгоритма действия (ниже на рисунках Б1 – Б5 приведены характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств МП РЗА различных изготовителей):

– характеристика действия дифзащиты с токовым торможением, представляющая собой чувствительный орган защиты с током срабатывания, величина которого увеличивается пропорционально (в общем случае) тормозному току защиты, и уставкой начального тока срабатывания ниже номинального тока реактора (при отсутствии торможения на начальном заданном участке характеристики);

– характеристика быстрого действия защиты при повреждениях с низким сопротивлением в защищаемой зоне, представляющая собой грубый орган защиты с высоким порогом тока срабатывания (дифференциальная отсечка), который не ограничивается имеющимися тормозными характеристиками защиты и, вследствие этого, должен превышать максимально возможный дифференциальный ток небаланса дифзащиты при сквозных (внешних) токах реактора.

Б1.1.1.3 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)

Б1.1.1.3.1 На поясняющей диаграмме (согласно рисунку Б1) показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT61x. Описание параметров см. ниже.

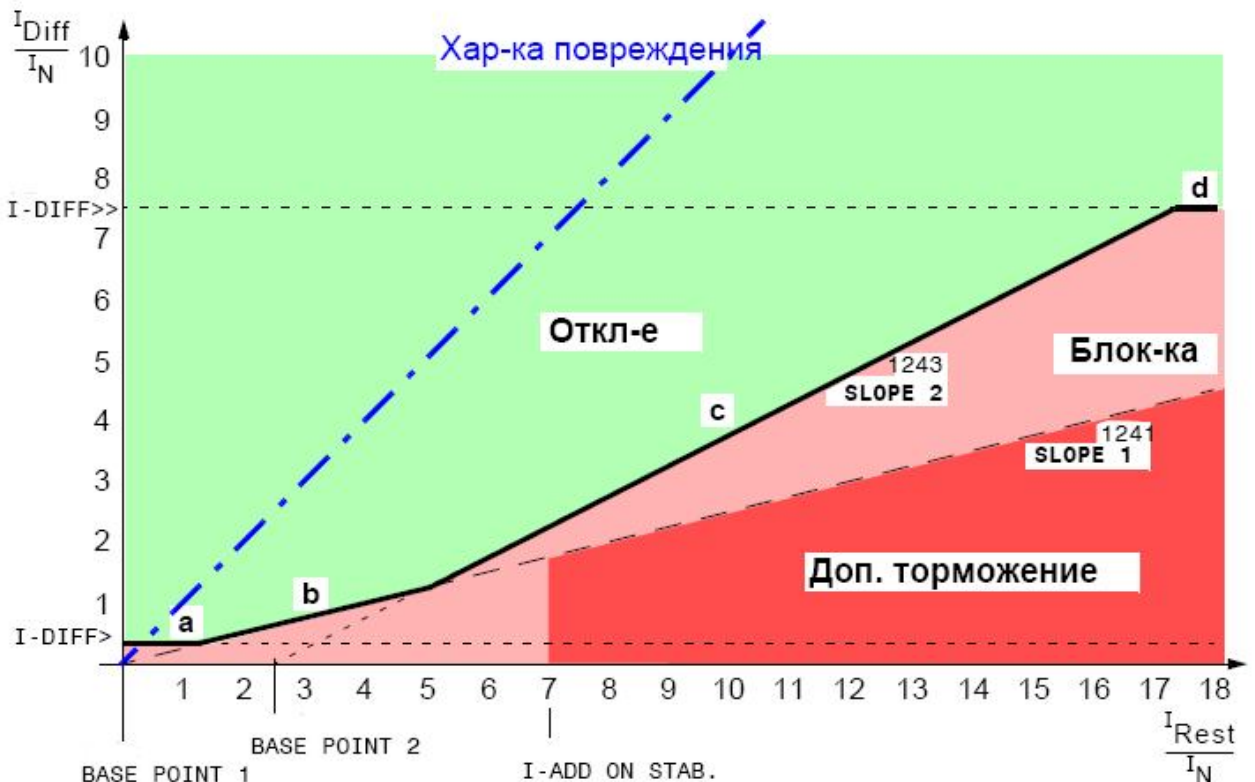


Рисунок Б1 – Характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)

Б1.1.1.3.2 Участок «а» характеристики представляет собой минимальный порог чувствительности дифзащиты ($I-DIFF>$) для диапазона малых токов повреждения реактора (не превышающих номинальный ток) при заданном отсутствии торможения, и учитывает постоянную погрешность измерения токов, возникающую вследствие влияния токов намагничивания измерительных ТТ защиты.

Б1.1.1.3.3 Участок «b» (**первый наклон характеристики торможения**) учитывает увеличение погрешности измерения, пропорционально сквозному току основных или промежуточных ТТ защиты в пределах допустимой (номинальной) величины ($\leq 10\%$) для ТТ.

Б1.1.1.3.4 При больших токах внешнего КЗ, которые могут вызвать насыщение ТТ и увеличение погрешности измерения ТТ ($>10\%$), дополнительное торможение обеспечивает участок характеристики «с» (**второй наклон характеристики торможения**). В связи с отсутствием сквозных токов, превышающих величину $(2,5 \div 3) \cdot I_{НОМ.РЕАКТОРА}$, для УШР использование характеристики торможения на участке «с» неактуально.

Б1.1.1.3.5 Дифференциальные токи, превышающие порог «d», вызывают немедленное отключение независимо от величины торможения и содержания гармоник (уставка $I-DIFF>>$). Это рабочий диапазон «быстрого отключения без торможения при больших токах повреждения» или дифференциальной отсечки.

Б1.1.1.3.6 Область дополнительного торможения является рабочей областью детектора насыщения.

Насыщение ТТ при внешних повреждениях обнаруживается по большому начальному току торможения, который передвигает рабочую точку в область дополнительного торможения. Детектор насыщения работает в течение первой четверти периода промышленной частоты после начала повреждения.

При обнаружении внешнего повреждения дифференциальная защита блокируется на выбранное время. Эта блокировка снимается как только рабочая точка $I_{дифф}/I_{торм}$ стабилизируется (то есть, по крайней мере, через один цикл) в области отключения около характеристики повреждения ($\geq 80\%$ от наклона характеристики повреждения). Это позволяет надежно распознать последующие повреждения в защищаемой зоне, даже если они возникают после внешнего повреждения с насыщением трансформатора тока.

Б1.1.1.4 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)

Б1.1.1.4.1 Первый участок характеристики (см. рисунок Б2) является самым чувствительным диапазоном характеристики срабатывания, представляет собой горизонтальную линию регулируемой уставки $I_{диф}$ (**Идиф**). Значение, устанавливаемое по умолчанию, равно $0,2 \cdot I_{БАЗ}$ (базисный, или номинальный ток реактора).

Первый участок характеристики проходит горизонтально до пересечения с линией токов КЗ (или нагрузочных токов) в режиме одностороннего питания объекта.

Б1.1.1.4.2 Второй участок (первый наклон) характеристики торможения превышает диапазон нагрузочных токов, на этом участке защита отстраивается от дифференциального тока небаланса, вызванного номинальными погрешностями ТТ.

Второй участок характеристики срабатывания представляет собой прямую линию, наклон которой должен обеспечивать отстройку от суммарного небаланса дифференциального тока, вызванного погрешностью комплектов ТТ. Уставкой **m1** задается наклон второго участка характеристики.

Линия, характеризующая второй участок характеристики, начинается в точке пересечения линии первого участка характеристики с линией тока КЗ или нагрузки при одностороннем питании объекта.

Б1.1.1.4.3 Вторая точка перегиба характеристики срабатывания определяется уставкой и характеризует конец зоны увеличения тормозного тока в максимальном нагрузочном режиме.

Тормозные токи, лежащие за второй точкой перегиба характеристики, оцениваются как сквозной ток КЗ. В случае больших сквозных токов, третий участок (**второй наклон**) характеристики торможения должен быть чрезвычайно крутым. Однако принимая во внимание возможность возникновения повреждения в защищаемой зоне, как результат длительного протекания аварийного тока в системе, введено ограничение предельного значения **m2** коэффициента наклона третьего участка характеристики.

Линия третьего участка характеристики начинается в точке пересечения вертикальной линии уставки тормозного тока **IR,m2(I_{торм},m2)** с линией второго участка характеристики срабатывания.

Как указывалось выше (**п. Б1.1.1.3**), для УШР использование характеристики торможения третьего участка неактуально.

Б1.1.1.4.4 Для обеспечения дополнительной надежности не срабатывания дифзащиты при сквозных токах, вызывающих насыщение трансформаторов тока, устройство **Р63х** оснащено дискриминатором насыщения. После каждого прохождения тормозного тока через нуль дискриминатор насыщения каждой измерительной системы контролирует время появления дифференциального тока. При внутреннем повреждении, после прохождения через нуль дифференциальный ток должен возникнуть одновременно с появлением тормозного тока. В отличие от этого, в случае протекания сквозных токов с насыщением трансформаторов тока дифференциальный ток появляется только с момента начала насыщения трансформаторов тока. На базе соответствующего контроля сравнения уровня

дифференциального тока с тормозным током, генерируется сигнал блокировки, чем достигается требуемая стабилизация работы дифзащиты во всем диапазоне токов. Блокировка дифзащиты осуществляется только в той измерительной системе, в которой было обнаружено внешнее повреждение.

Если дифференциальный ток защиты превышает уставку порога **ДИФФ: Iдиф>>>ПШх**, устройство **MiCOM P63x** срабатывает без учета действия блока стабилизации дифференциального тока при броске тока включения защищаемого объекта (трансформатора, реактора) и блока стабилизации дифференциального тока при перевозбуждении защищаемого объекта.

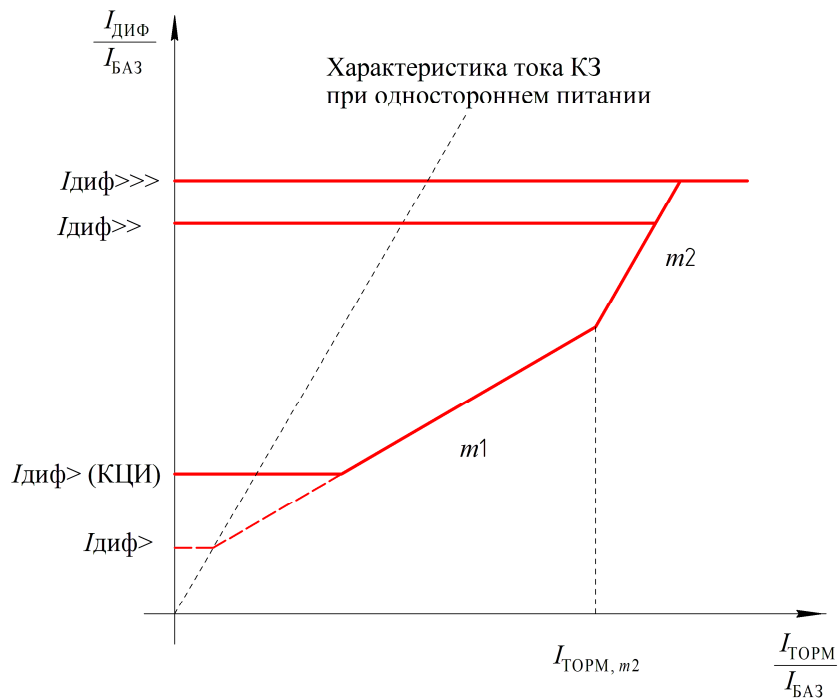


Рисунок Б2 – Характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты устройства MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/ «AREVA»)

При превышении дифференциальным током уставки порога **ДИФФ: Iдиф>>>ПШх** на работу дифзащиты больше не оказывают влияния также тормозной ток и дискриминатор насыщения, то есть устройство **P63x** срабатывает независимо от величины тока торможения и работы дискриминатора насыщения.

Б1.1.1.5 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств Т35/Т60 («GE Multilin»)

Б1.1.1.5.1 Первый участок характеристики является самым чувствительным диапазоном характеристики срабатывания (см. рисунок Б3); представляет собой горизонтальный участок с регулируемой уставкой ПУСК (на рис. Б3 обозначена как «МИН СРАБ»). Первый участок характеристики проходит горизонтально до пересечения с первой наклонной линией.

Б1.1.1.5.2 Второй участок (**первый наклон**) характеристики торможения представляет собой прямую линию наклон которой задается уставкой **НАКЛОН1**. Линия, характеризующая второй участок характеристики, пересекает начало координат и точку на линии первого участка характеристики с координатами $I_{диф} = \text{МИН СРАБ}$, $I_{трм} = \text{МИН СРАБ} / \text{НАКЛОН1}$ (начало второго участка характеристики) и завершается в точке **Перегиб1**.

Б1.1.1.5.3 Третий участок (**второй наклон**) характеристики торможения представляет собой прямую линию наклон которой задается уставкой **НАКЛОН2**, которая пересекает начало координат и точку с координатами $I_{диф} = \text{Перегиб2} * \text{НАКЛОН2}$, $I_{трм} = \text{Перегиб2}$ (начало третьего участка характеристики). Так как между точками **Перегиб1** и **Перегиб2** появляется разрыв, то он устраняется путем аппроксимации границы срабатывание/несрабатывание этой характеристики с использованием определенной «склеивающей» функции. Таким образом, создается плавный переход от **НАКЛОН1** (более низкая величина) к **НАКЛОН2** (более высокая величина).

Как указывалось выше (п. **Б1.1.1.3**), для УШР использование отдельного наклона на третьем участке характеристики торможения не актуально.

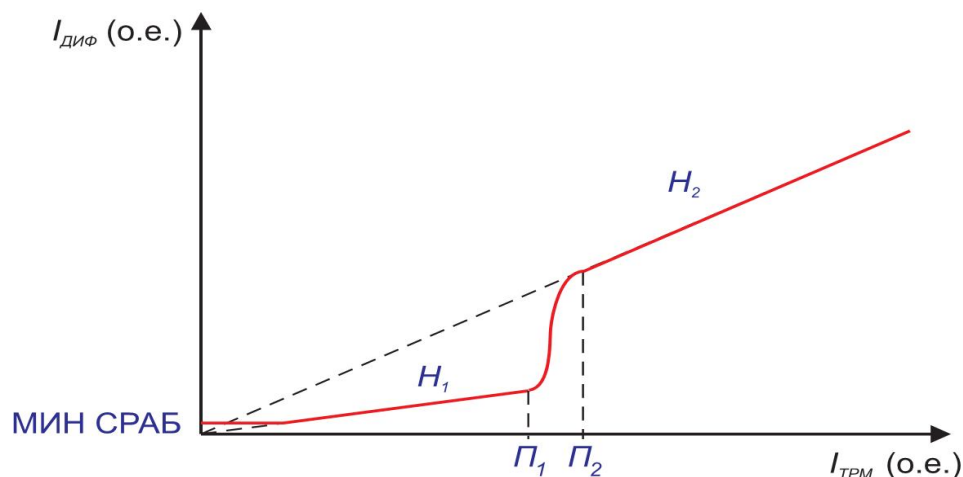


Рисунок Б3 – Характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств Т35/Т60 («GE Multilin»)

Б1.1.1.6 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств RET670 («ABB»)

Б1.1.1.6.1 Характеристика срабатывания включает дифференциальную отсечку и чувствительный орган с торможением. Действие дифференциальной отсечки основано на измерении первой гармоники дифференциального тока и используется при возникновении очень больших дифференциальных токов, когда нет сомнений в том, что повреждение является внутренним. Ток срабатывания дифференциальной отсечки является постоянной величиной. Дифференциальная отсечка не зависит от тока торможения и не блокируется токами высших гармоник.

Чувствительный орган дифференциальной защиты имеет функцию токового торможения (то есть, стабилизацию). Он сравнивает расчетные дифференциальные токи основной частоты (то есть, токи срабатывания) и ток торможения с уставочной областью тормозной характеристики. Характеристика имеет горизонтальный участок, два участка с разным наклоном и две точки излома, как показано на рисунке Б4.

Она задается в относительных единицах (за базу принимается номинальный ток защищаемого объекта) и состоит из трех отрезков прямых линий:

- первого (горизонтального) – до тормозного тока *EndSection1*;
- второго (наклонного) – до тормозного тока *EndSection2*;
- третьего (наклонного) – до максимально возможного значения тормозного тока.

Характеристика торможения определяется следующими пятью уставками:

1 *IdMin* (в относительных единицах (о.е.) по вертикали от номинального тока защищаемого объекта). Минимально необходимый дифференциальный ток для срабатывания защиты на участке без торможения - 1). Это наиболее чувствительная часть характеристики дифференциальной защиты. Наклон участка 1 тормозной характеристики всегда равен нулю (торможение отсутствует).

2 *EndSection1* (конец участка 1 по горизонтали в о.е. номинального ток защищаемого объекта).

3 *EndSection2* (конец участка 2 по горизонтали в о.е. номинального тока защищаемого объекта).

4 *SlopeSection2* (наклон или тангенс угла наклона характеристики на участке 2).

5 *SlopeSection3* (наклон или тангенс угла наклона характеристики на участке 3).

Как указывалось выше (**п. Б1.1.1.3**), для УШР использование характеристики торможения третьего участка, как правило, неактуально.

Б1.1.1.6.2 Специальный селектор внутренних (внешних) повреждений дифзащиты выполнен на основе измерения токов обратной последовательности. В указанном селекторе используется сочетание дифференциального и фазного принципов.

Дифференциальный ток обратной последовательности вычисляется по матричному алгоритму, аналогичному тому, который применяется для фазных

токов в основном алгоритме. Проверка направленности векторов токов выполняется в том случае, когда на любой стороне ток обратной последовательности превышает уставку минимальной чувствительности ($I_{MinNegSeq}$).

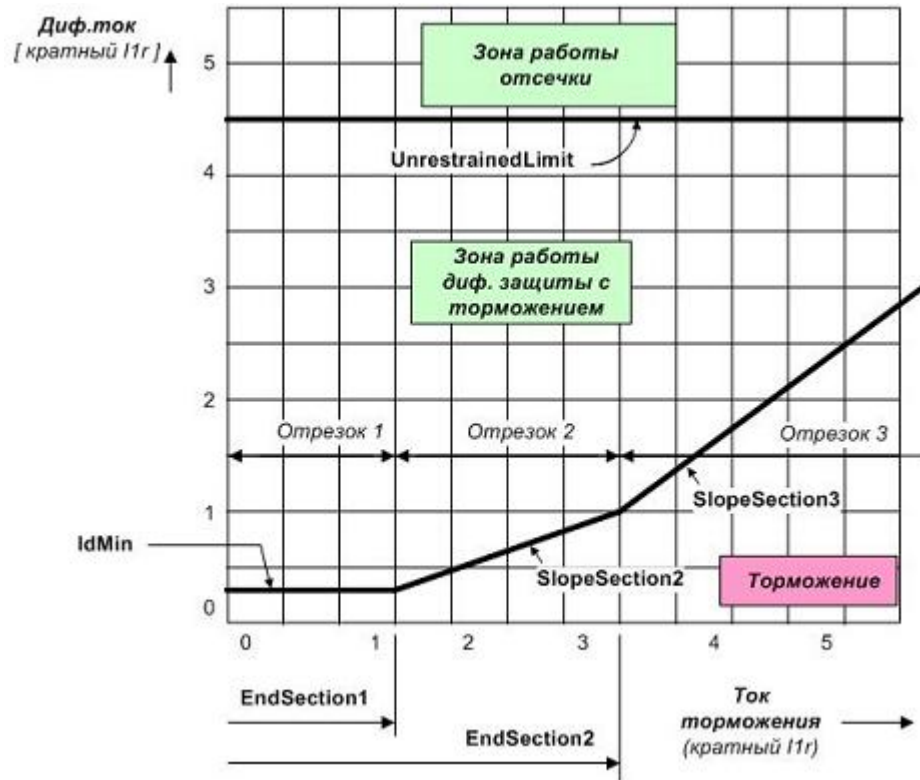


Рисунок Б4 – Характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств RET670 («ABB»)

При определении положительного направления векторов (токов обратной последовательности) сторон принято, что они направлены в одну сторону при КЗ в зоне (и в противоположные стороны при КЗ вне зоны).

Если повреждение было распознано как внутреннее, формируется сигнал отключения основной (чувствительной) функции дифзащиты в поврежденной фазе, согласно внутреннему алгоритму реле.

Б1.1.1.7 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств ШЭ2607 049 (УШР 110 –

Продольная дифзащита содержит чувствительное реле и отсечку.

Чувствительное реле продольной дифзащиты имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания ($I_{до}$).

Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты.

Продольная дифференциальная токовая защиты использует торможение от геометрической суммы токов сторон НВ1 и НВ2 (в общем случае рассматривается реактор имеющий расщепление обмоток и две полуветви каждой фазы):

$$I_T = \left| \frac{\dot{I}_{НВ1}}{I_{БАЗ.НВ1}} + \frac{\dot{I}_{НВ2}}{I_{БАЗ.НВ2}} \right|;$$
$$I_D = \left| \frac{\dot{I}_{НВ1}}{I_{БАЗ.НВ1}} + \frac{\dot{I}_{НВ2}}{I_{БАЗ.НВ2}} + \frac{\dot{I}_{ЛВ}}{I_{БАЗ.ЛВ}} \right|;$$

где I_T – вторичный тормозной ток, о.е.;

I_D – вторичный дифференциальный ток, о.е.;

$\dot{I}_{НВ1}$ – вторичный ток стороны нейтрали НВ1, А;

$\dot{I}_{НВ2}$ – вторичный ток стороны нейтрали НВ2, А;

$\dot{I}_{ЛВ}$ – вторичный ток стороны линейного ввода ЛВ, А;

$I_{БАЗ.НВ1}$ – базисный ток стороны НВ1, А;

$I_{БАЗ.НВ2}$ – базисный ток стороны НВ2, А;

$I_{БАЗ.ЛВ}$ – базисный ток стороны ЛВ, А.

Примечание. Под базисным током стороны ($I_{\text{БАЗ.СТОП}}$) понимается значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне при передаче на эту сторону номинальной мощности реактора (формула для расчета приведена ниже, в пункте **Б1.1.2.6**).

Характеристика срабатывания продольной дифзащиты, приведенная на рисунке Б5, состоит из горизонтального и наклонного участков, соединенных плавным переходом:

$$\begin{aligned} \text{при } 0 \leq I_T \leq I_{T0} \quad I_{\text{СР}} &= I_{\text{Д0}}; \\ \text{при } I_T > I_{T0} \quad I_{\text{СР}} &= I_{\text{Д0}} + K_T \cdot (I_T - I_{T0}), \end{aligned}$$

где $I_{\text{СР}}$ – ток срабатывания чувствительного реле;

$I_{\text{Д0}}$ – начальный ток срабатывания;

I_T – тормозной ток;

I_{T0} – длина горизонтального участка тормозной характеристики;

K_T – коэффициент торможения.



$I_{\text{Д0}}$ – ток срабатывания продольной ДЗ;

I_{T0} – ток начала торможения продольной ДЗ;

$K_T = \text{tg} \alpha$ – коэффициент торможения продольной ДЗ;

$I_{\text{ОТС}}$ – ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Рисунок Б5 – Характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)

Б1.1.1.8 Ток включения, или иначе, бросок тока намагничивания реактора для Продольной дифзащиты является сквозным током, т.к. измерительные трансформаторы тока (ТТ) защиты установлены с двух сторон одной цепи (обмотка реактора).

Для МП устройств дифференциальной токовой защиты, использующих функцию эффективного торможения токами протекающими на сторонах объекта (полная сумма или отдельные из модулей токов), отстройка тока срабатывания от токов небаланса при включении реактора **по величине** не требуется.

Ввиду того, что бросок тока включения (намагничивания) реактора является сквозным, отстройка (не действие) дифзащиты в указанном случае обеспечивается правильным выбором наклона характеристики срабатывания (торможения) реле, который характеризуется величиной коэффициента торможения ($K_{\text{ТОРМ}}$), представляющей собой $tg\alpha$ (или тангенс tg угла наклона характеристики срабатывания).

Б1.1.1.9 Кроме того, существуют другие специальные возможности устройства, предотвращающие неселективные действия защиты, вероятные при переходных процессах короткого замыкания (КЗ) в сети и на защищаемом оборудовании, вызывающих увеличение погрешности измерения трансформаторов тока дифзащиты. Детальное описание всех характеристик защиты приведено в руководстве по эксплуатации микропроцессорного устройства.

В настоящих Указаниях характеристики дифзащиты (и прочих защит) реактора рассматриваются в объеме, необходимом для выбора параметров или расчета уставок функций РЗА реакторов.

Б1.1.2 Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты УШР

Б1.1.2.1 Для МП устройств дифференциальной токовой защиты, использующих функцию эффективного торможения токами протекающими на всех сторонах объекта, отстройка от тока небаланса вызванного сквозными токами обеспечивается правильным выбором наклона характеристики срабатывания (торможения) реле, который характеризуется величиной коэффициента торможения, представляющей собой $tg\alpha$ (или тангенс угла наклона характеристики срабатывания).

Сквозным током для сетевой обмотки УШР являются бросок тока включения (намагничивания) реактора, либо и ток внешнего КЗ на стороне НН (на линейных выводах компенсационной обмотки).

Как указывалось выше для УШР $-I_{\text{ВКЛ(НАМ)}} \leq 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$, где $I_{\text{ВКЛ(НАМ)}}$ – бросок тока включения (намагничивания), $I_{\text{НОМ.Р}}$ – номинальный ток реактора.

Ток внешнего КЗ на стороне НН (вывода КОП) рассматриваемого типа реактора имеет величину порядка $(1,67 \div 2) \cdot I_{\text{НОМ}}$ (при соответствующем значении $U_{\text{К}} = (60 \div 50)\%$).

Исходя из вышесказанного, максимальное значение сквозного тока СОП может быть принято:

$$I_{\text{СКВ.МАКС}} \leq 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (\text{Б1.1})$$

Однако, в целях гарантированной отстройки от сквозных токов, учитывая возможность протекания тока КЗ на стороне НН УШР через активное сопротивление дуги при вероятном частичном сохранении реактивного тока нагрузки УШР (индуктивный ток намагничивания магнитопровода), рекомендуется увеличить предельное максимальное значение сквозного тока УШР рассматриваемого типа:

$$I_{\text{СКВ.МАКС}} \leq 1,5 \cdot (1,67 \div 2) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \approx (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (\text{Б1.2})$$

Указанная величина сквозного тока УШР может быть уточнена по результатам экспериментальных КЗ на стороне выводов КОР в режимах максимальной/минимальной нагрузки индуктивным током (намагничивания) СОР, данные которых в настоящее время отсутствуют.

Следует особо отметить, что данное допущение также не приведет к заметному загроблению продольной дифзащиты СОР, так как прямо пропорциональной зависимости расчетного коэффициента торможения от величины максимального сквозного тока не существует (как это можно увидеть в разделе **Б1.1.3**, приведенном ниже), однако с большей надежностью позволит предотвратить излишние действия дифзащиты СОР при КЗ на стороне НН УШР.

Примечание. Диапазон максимального внешнего (сквозного) тока УШР согласно выражения (Б1.2) приведен в качестве оценочной величины; во всех случаях, при расчетах, следует руководствоваться: значениями допустимой перегрузки и напряжения короткого замыкания U_K , указанными в паспортных (заводских) спецификациях для данного реактора.

Б1.1.2.2 Для устройства SIPROTEC типа 7UT6 («SIEMENS AG»)

С учетом обеспечения отстройки от сквозного тока сетевой обмотки реактора, изготовителем рекомендуется следующая уставка минимального тока срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты СОР:

$$87R(I - DIFF >) = 0,2 \cdot I_{NObj}, \quad (Б1.3)$$

где I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Указанная выше величина уставки минимального тока срабатывания дифференциальной защиты может быть проиллюстрирована следующим базовым выражением:

$$87R(I - DIFF >) = K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{нб.торм.на ч}} \geq 0,15 \cdot I_{\text{NObj}}, \quad (\text{Б1.4})$$

где $I_{\text{нб.торм.на ч}} = (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{NObj}}$ – ток небаланса в режиме до начала торможения;

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

$K_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ (при различии типов или характеристик ТТ на сторонах реактора), для идентичных ТТ – $K_{\text{одн}} = 0,5$);

$\varepsilon = 0,05$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала.

Таким образом, величина тока срабатывания согласно (Б1.3) имеет дополнительный запас по отстройке от токов небаланса в нагрузочном режиме работы реактора по сравнению с максимальным расчетным значением уставки.

Уставка **I-DIFF>** (**Дифференциальный ток >**) это пороговая величина срабатывания по дифференциальному току, который является полным током повреждения защищаемого объекта.

Однако, при этом необходимо учитывать, что если номинальные токи трансформаторов тока значительно (более, чем в 10 раз) превышают номинальный ток реактора, возможно появление больших погрешностей при измерении тока нагрузочного режима.

В таких случаях, в выражении выше (Б1.3) рекомендуется увеличить уставку по току срабатывания основной функции дифзащиты – $(0,25 \div 0,3) \cdot I_{NObj}$, а также следовать указаниям п. Б1.1.8.

Для устройств SIPROTEC типа 7UT6x («SIEMENS AG») уставка **I-DIFF**> определяется относительно номинального тока защищаемого объекта (в о.е. $\frac{I_{DIFF}}{I_{NObj}}$).

Б1.1.2.3 Для устройств дифзащиты COP серии MiCOM P63x («AREVA»/ «ALSTOM Grid»), в общем случае, также может быть рекомендована уставка, аналогичная указанному выше в п. Б1.1.2.2:

$$87R(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{NObj}. \quad (Б1.5)$$

Кроме того, устройства дифзащиты «AREVA»/«ALSTOM Grid» имеют дополнительную характеристику **Idiff**>(CTS) (**Идиф**>(КЦИ)) – автоматическое повышение порога уставки начального тока срабатывания при обнаружении повреждения в цепях измерительных ТТ (см. выше, рисунок Б2). По умолчанию она равна **Idiff**>.

Другой (рекомендуемый изготовителем) вариант расчета уставки по минимальному току срабатывания основной функции дифзащиты (**I-dif**>) предусматривает отстройку от максимального тока небаланса при включении реактора (с броском тока намагничивания, или при внешнем КЗ на ошиновке НН УШР), при использовании минимально возможного торможения сквозным током реактора (см. также примечание в п. Б1.1.3.4.2 ниже).

Уставка срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в номинальном режиме включения УШР согласно выражению:

$$(Idiff >) \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (Б1.5а)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = I'_{\text{НБ.НОМ}} + I'''_{\text{НБ.НОМ}} \text{ (согласно [3]);}$$

$I'_{\text{НБ.НОМ}}$ – составляющая, обусловленная погрешностью ТТ при токах, соответствующих номинальному режиму;

$I'''_{\text{НБ.НОМ}}$ – составляющая, обусловленная погрешностью цифрового выравнивания токов плеч защиты при токах, соответствующих номинальному режиму.

Таким образом:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{НОМ}},$$

где $K_{\text{ПЕР}} = 2,0 \div 2,5$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (режим включения);

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока ($K_{\text{ОДН}} = 0,5 \div 1$, меньшее значение принимается для однотипных одинаково нагруженных ТТ сторон дифзащиты реактора. Для разнотипных ТТ $K_{\text{ОДН}} = 1$);

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока; принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,05$ – коэффициент, учитывающий погрешность цифрового выравнивания данного терминала.

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток реактора.

Уставка **I-DIFF** определяется относительно базисного тока защищаемого объекта (в о.е. $I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}}$), который рассчитывается следующим образом (для обеих сторон СОП):

$$I_{\text{БАЗ,А}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,А}}}, \quad (\text{Б1.6})$$

где $S_{\text{БАЗ}}$ – базисная трехфазная мощность, в данном случае номинальная мощность реактора (в общем случае наибольшая $S_{\text{НОМ}}$ сторон объекта);

$I_{\text{БАЗ,А}}$ – базисный ток стороны А;

$U_{\text{НОМ,А}}$ – номинальное линейное напряжение стороны А.

Т.о. для рассматриваемого случая $I_{\text{БАЗ}} = I_{\text{НОМ}}$ реактора, единая величина для обеих сторон СО реактора, независимо от наличия расщепления фазы и способа подключения ТТ на стороне нейтрали в измерительных цепях дифзащиты (общий измерительный вход устройства, подключаемый на сумму токов двух ТТ, или два отдельных измерительных входа для отдельного подключения ТТ каждой ветви расщепленной обмотки реактора).

С помощью вычисленных базисных токов устройство **MiCOM P63x** автоматически рассчитывает коэффициенты согласования токов по амплитуде на основе заданных первичных номинальных токов трансформаторов тока каждой стороны защищаемого объекта, например для реактора с расщепленной фазой и ТТ установленных на стороне высоковольтных вводов (сторона А) и в каждой ветви на стороне нейтрали СО (стороны В и С) коэффициенты согласования определяются по отношениям:

$$k_{\text{АМ,А}} = \frac{I_{\text{НОМ,А}}}{I_{\text{БАЗ,А}}}, \quad k_{\text{АМ,В}} = \frac{I_{\text{НОМ,В}}}{I_{\text{БАЗ,В}}}, \quad k_{\text{АМ,С}} = \frac{I_{\text{НОМ,С}}}{I_{\text{БАЗ,С}}}, \quad (\text{Б1.7})$$

где $k_{\text{АМ}}$ – амплитудный коэффициент согласования рассматриваемой стороны реактора;

$I_{\text{НОМ}}$ – первичный номинальный ток трансформатора тока рассматриваемой стороны.

Коэффициент амплитудного согласования каждой стороны должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq k_{AM} \leq 16$$

В том случае, если коэффициент амплитудного согласования не попадает в эти пределы, возможны два варианта:

- установить промежуточный ТТ, погрешность которого необходимо учесть при расчете тока небаланса;
- при возможности изменения (в допустимых пределах) базисной мощности, необходимо соответственно ее уменьшить (при $k_{AM} \leq 0,5$), или увеличить при ($k_{AM} \geq 16$).

Б1.1.2.4 Для устройств дифзащиты СОР серии Т35/Т60 («GE Multilin»), согласно рекомендаций изготовителя, уставку минимального тока срабатывания обуславливает величина дифференциального тока, который может возникать во время нормальных рабочих режимов, в основном, из-за погрешностей ТТ. Например, если установлены ТТ с погрешностью измерения до 10 % с обеих сторон реактора, то минимальный дифференциальный ток в относительных единицах может быть определен как:

$$I_W^{\text{погр}} = \frac{\pm 0,1 \cdot S_N \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}} \cdot U_N}, \quad (\text{Б1.8})$$

где S_N – номинальная полная мощность одной фазы реактора;

U_N – номинальное линейное напряжение энергосистемы;

$I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}}$ – номинальный первичный ток ТТ на основной стороне реактора – например, на стороне нейтрали СО (базовый ток).

Примечание. как следует из руководства по эксплуатации, терминал выбирает основную сторону с наименьшим запасом первичного тока ТТ относительно номинального тока защищаемого объекта.

То есть, в данном случае, за базовый ток защиты следует принимать первичный номинальный ток ТТ одной из сторон СО реактора, имеющий наименьшую относительную величину (к номинальному току реактора или ветви его расщепленной фазы). В большинстве случаев **базовым током** является ток ТТ, установленного на стороне нейтрали СО реактора.

Тогда ток срабатывания дифференциальной защиты может быть рассчитан как:

$$DIF_{\text{сраб}} = \left| \frac{1,1 \cdot S_N \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}} \cdot U_N} - \frac{0,9 \cdot S_N \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}} \cdot U_N} \right| + K = \frac{0,2 \cdot S_N \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}} \cdot U_N} + K = \frac{(0,2 \div 0,3) \cdot I_{\text{NObj}}}{I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}}} \quad (\text{Б1.9})$$

где K – запас надежности, задается от 5 до 10 %, или $(0,05 \div 0,1)$ о.е.

Примечание. Пределы уставки $(0,2 \div 0,3) \cdot I_{\text{NObj}}$ в выражении (Б1.9) обеспечиваются при условии $I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}} \approx (1 \div 3) \cdot I_{\text{NObj}}$, с величиной запаса $K = 0,05 \div 0,1$ (в любых случаях, уставка по току менее $0,2 \cdot I_{\text{NObj}}$, не может быть рекомендована).

Расчетные величины уставок защиты по току (напряжению) определяются в относительных единицах (о.е.):

– величина в относительных единицах = (фактическая величина)/(базовая величина).

Базовой величиной для расчета и настроек дифференциальных и тормозных токов дифзащиты с торможением является $I_{\text{перв}}^{\text{ТТ}}$ – **первичный ток ТТ**, установленных на базовой стороне объекта, которой (как указано выше)

является сторона с наименьшим отношением номинального первичного тока ТТ стороны объекта к номинальному току данной стороны.

Коэффициенты компенсации величин (M) – это масштабируемые значения, на которые умножается значение тока каждой стороны, чтобы привести его значение к основной обмотке (стороне) защищаемого объекта.

Терминал **T35/T60** автоматически рассчитывает коэффициенты компенсации значений для каждой стороны следующим образом:

$$M[W] = \frac{I_{\text{ПЕРВИЧН}}[W] \cdot U_{\text{НОМ}}[W]}{I_{\text{ПЕРВИЧН}}[W_{\text{БАЗ}}] \cdot U_{\text{НОМ}}[W_{\text{БАЗ}}]}, \quad (\text{Б1.10})$$

где $I_{\text{ПЕРВИЧН}}$ – первичный номинальный ток ТТ данной стороны;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное междуфазное напряжение данной стороны;

$W_{\text{БАЗ}}$ – номер данной стороны (для которой рассчитывается коэффициент M) или базовой стороны.

Максимально допустимый коэффициент компенсации измеряемых значений токов равен 32.

Б1.1.2.5 Для устройств дифзащиты СОР серии **RET670** («АВВ») также может быть рекомендована уставка, рассчитываемая на основе базовой формулы в п. **Б1.1.2.2**:

$$87R(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{\text{NOBJ}}. \quad (\text{Б1.11})$$

Уставка $I - DIFF >$ определяется также относительно базового или номинального тока защищаемого объекта (в о.е. I_{DIFF} / I_{NOBJ}).

Номинальный ток обмотки защищаемого объекта (для обеих сторон СОР) определяется по известному выражению:

$$I_{NObj} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СР}}, \quad (\text{Б1.12})$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность защищаемого объекта (СОП);

$U_{НОМ.СР}$ – номинальное напряжение защищаемого объекта.

На некоторых присоединениях (по ряду причин) часто применяются ТТ с первичным номинальным током намного превышающим номинальный ток силового оборудования со стороны его подключения к ВН. В таких случаях рекомендуется предварительно вычислять вторичный ток ТТ в номинальном режиме УШР:

$$I_{НОМ.ВТ} = \frac{I_{NObj}}{K_{ТТ}}, \quad (\text{Б1.13})$$

где $I_{НОМ.ВТ}$ – вторичный ток ТТ в номинальном режиме УШР;

I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (СОП), см. выше;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Если указанный расчетный ток окажется $\leq 1\text{А}$ (для ТТ с вторичным номинальным током 5А), то можно принимать номинальный ток устройства **RET670** с соответствующей стороны равным 1А.

Если подобная ситуация (соотношение токов) возникнет в случае применения ТТ с вторичным номинальным током 1А, то должны выполняться следующие ограничения:

- $I_{НОМ.ВТ} \geq 0,1\text{ А}$ (диапазон цифрового масштабирования не более десятикратного);
- Уставка **I-DIFF** должна приниматься $(0,25 \div 0,3) \cdot I_{NObj}$

Если согласно формуле (Б1.13) получается $I_{НОМ.ВТ} \leq 0,1 \text{ А}$, то можно использовать дополнительные промежуточные трансформаторы или автотрансформаторы тока (с целью снижения нагрузки на вторичную обмотку основного ТТ дополнительные ТТ следует устанавливать вблизи от устройства **RET670**, желательно в том же шкафу).

Б1.1.2.6 Для устройств дифзащиты СОР серий **ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)** также может быть рекомендована уставка, рассчитываемая на основе базовой формулы в п. **Б1.1.2.2**:

$$87R(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{NOBJ}. \quad (\text{Б1.14})$$

Уставка I-DIFF> определяется также относительно номинального тока защищаемого объекта (в о.е. I_{DIFF} / I_{NOBJ}).

Как указывалось выше для устройств задаются базисные токи сторон ЛВ, НВ1, НВ2. Предусматривается, что включение ТТ на всех сторонах выполняется по схеме «звезда».

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов $4 \div 16 \text{ А}$, на втором отводе при $W1 = 4$ витка обеспечивается диапазон токов $1,001 \div 4 \text{ А}$, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов $0,251 \div 1,00 \text{ А}$.

Таким образом для входов ЛВ, НВ1, НВ2 продольной и поперечной дифзащиты СОР обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от $0,251$ до 16 А .

Для шкафа защиты **ШЭ2710 541** на входе ЛВ дополнительно обеспечивается диапазон выравнивания $0,08 \div 4 \text{ А}$ за счет включения отдельных выравнивающих автотрансформаторов типа АТ-31.

Переключение отводов входных ТТ осуществляется на входных зажимах терминала.

Расчет базисных (вторичных) токов по сторонам СОР общем случае выполняется с помощью выражения:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{НОМ.УШР}}}{n_{\text{ТТ}}} \quad (\text{Б1.15})$$

Для входа ЛВ шкафа защиты **ШЭ2710 541** по отдельному выражению:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{НОМ.УШР}} \cdot K_{\text{АТ-31}}}{n_{\text{ТТ}}} \quad (\text{Б1.15а})$$

где $n_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ стороны;

$I_{\text{НОМ.УШР}}$ – первичный номинальный ток фазы обмотки реактора (для обеих сторон СОР), определяемый аналогично I_{NObj} по выражению выше (Б1.12);

$K_{\text{АТ-31}} = 3,8$ – коэффициент трансформации АТ-31, установленного на стороне ЛВ шкафа защиты **ШЭ2710 541**.

Примечание. Для выравнивания различия токов в параллельных обмотках при наладке и вводе защиты в работу рекомендуется подстройка базисных токов сторон НВ1, НВ2. При этом сумма значений базисных токов НВ1 и НВ2 до и после корректировки не должна меняться.

Значения базисных токов сторон НВ1 и НВ2 определяются соответственно по выражениям:

$$I'_{\text{баз.НВ1}} = I_{\text{баз.НВ1(2)}} \cdot \frac{2 \cdot I'_{\text{НВ1}}}{I'_{\text{НВ1}} + I'_{\text{НВ2}}};$$

$$I'_{\text{баз.НВ2}} = I_{\text{баз.НВ1(2)}} \cdot \frac{2 \cdot I'_{\text{НВ2}}}{I'_{\text{НВ1}} + I'_{\text{НВ2}}},$$

где $I_{\text{баз.НВ1(2)}}$ – значения базисных токов сторон НВ1 и НВ2, определенных по выражению выше (Б1.15);

$I'_{\text{НВ1}}$, $I'_{\text{НВ2}}$ – реальные токи в параллельных обмотках НВ1 и НВ2, измеренные при наладке.

Полученные значения базисных токов сторон необходимо ввести в терминал с помощью сервисной программы или через клавиатуру терминала.

Б1.1.3 Рекомендуемый порядок расчета коэффициента торможения $K_{\text{ТОРМ (1)}}$ дифзащиты реактора (определение наклона характеристики срабатывания).

Б1.1.3.1 В общем случае, $K_{\text{ТОРМ}}$ определяется выражением:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{\Delta I_{\text{ДИФФ}}}{K \cdot \Delta I_{\text{ТОРМ}}} = \text{tg}\alpha, \quad (\text{Б1.16})$$

где $\Delta I_{\text{ДИФФ}}$ – приращение относительного дифференциального тока;

$\Delta I_{\text{ТОРМ}}$ – приращение относительного тормозного тока (арифметическая сумма токов всех плеч дифзащиты);

K – специальный коэффициент, определяемый конструктивными параметрами реле, который учитывает относительную используемую часть тока торможения (например, при использовании полной суммы токов присоединений $K = 1$, при использовании полусуммы токов присоединений $K = 0,5$);

α - угол наклона характеристики.

Если в качестве базовой величины тормозного тока реле рассматривать полную сумму токов протекающих на сторонах защищаемого объекта в режимах внешних повреждений или бросков тока, для устройств МП РЗА разных изготовителей применимы следующие коэффициенты K :

$K = 1$ для серии SIPROTEC («Siemens AG»);

$K = 0,5$ для серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA»);

$K = 0,5$ для серии «UR» («GE Multilin»);

$K = 0,5$ для RET670 («ABB»);

$K = 0,5$ для серий ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»).

Примечание. Для устройств «GE Multilin», «ABB» и ООО НПП «ЭКРА» указанный коэффициент K принимается условно, так как:

– в устройствах «GE Multilin» и «ABB» в качестве тормозного тока защиты используется максимальная из величин токов сторон объекта (COP), однако в режиме протекания сквозного тока, который является расчетным для выбора $K_{\text{ТОРМ}}$, указанное допущение приемлемо, т.к. величина максимального тока (любой стороны COP) будет равна (приблизительно) половине суммы модулей токов сторон COP;

– в рассматриваемых устройствах ООО НПП «ЭКРА» в качестве тормозного тока защиты используется ток (или сумма токов полуветвей фазы) стороны нейтрали COP, величина которого также приблизительно равна половине суммы модулей токов всех сторон COP.

Б1.1.3.2 Для выбора $K_{\text{ТОРМ}}$ в качестве расчетного, принимается режим, при котором коэффициент является максимальным:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{K_{\text{ОТСТР}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} - I_{\text{СЗ.МИН.П}}}{K \cdot \sum I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. П}} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}}, \quad (\text{Б1.17})$$

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

$I_{\text{НБ.РАСЧ.П}}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса;

$I_{\text{СЗ.МИН.П}}$ – минимальный первичный ток срабатывания защиты;

$\sum I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. П}}$ – суммарный расчетный первичный ток торможения;

$I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}$ – начальный первичный ток торможения.

Ток небаланса определяется для величины максимального тока внешнего (сквозного) тока, как:

$$\begin{aligned} I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} &= (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{МАКС.ВН}} = \\ &= (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot I_{\text{МАКС.ВН}} = 0,25 \cdot I_{\text{МАКС.ВН}}, \end{aligned} \quad (\text{Б1.18})$$

где $K_{\text{ПЕР}} = 1,5 \div 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, учитывающий апериодическую составляющую;

$K_{\text{ОДН}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon \leq 0,10$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме внешнего КЗ. Значение погрешности 0,10 принимается при условии, если подключенное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ не превышает предельно допустимой величины, которая определяется по кривым предельной кратности ТТ для максимального тока внешнего КЗ;

$\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и АЦП терминала;

$I_{\text{МАКС.ВН}}$ – максимальный сквозной ток УШР определяется согласно выражений (Б1.1) или (Б1.2) с учетом заводских данных реактора, например:

$$I_{\text{МАКС.ВН}} = 2,5 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (\text{Б1.19})$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$\begin{aligned} \sum I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. П}} &= I_{\text{МАКС.ВН}} + (1 - \varepsilon - \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{МАКС.ВН}} = \\ &= (2 - \varepsilon - \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{МАКС.ВН}} = 1,85 \cdot I_{\text{МАКС.ВН}} \end{aligned} \quad (\text{Б1.20})$$

Специальные пояснения:

1. Во всех случаях требуется выполнение проверки основных измерительных трансформаторов тока дифференциальной защиты на соответствие допустимой погрешности ($\leq 10\%$) при максимальных сквозных токах реактора.

Требование соответствия погрешности измерительных трансформаторов тока дифференциальной защиты допустимой величине ($\leq 10\%$) при внешних КЗ является основополагающим.

Указанная проверка осуществляется в целях обеспечения селективной работы дифзащиты реактора, и производится (основной метод) с использованием кривых предельной кратности токов КЗ, путем сравнения и последующего приведения в соответствие подключенной (действительной) и предельной допустимой нагрузки вторичной обмотки ТТ.

2. В случаях, если сопротивление (мощность) **действительной** нагрузки, подключенной к ТТ, превышает предельно допустимое значение сопротивления (мощности), величина которого соответствует расчетной кратности максимального сквозного тока (определяется по кривым предельной кратности ТТ), и дальнейшее уменьшение сопротивления подключенной нагрузки ТТ, либо изменение параметров (коэффициента трансформации) применяемых ТТ невозможно, необходимо установить **действительную** величину погрешности измерения ТТ.

3. Величина **действительной** погрешности измерения ТТ может быть определена с достаточной точностью по кривой зависимости токовой погрешности $f_i(\%)$ от отношения $K_{\text{МАХ.РАСЧ}} / K_{\text{РАСЧ}}$ (коэффициент А), приведенной в [5, (раздел 4-3)], где $K_{\text{МАХ.РАСЧ}}$ – это кратность максимального тока внешнего КЗ $I_{\text{МАКС.ВН.КЗ}}$, а $K_{\text{РАСЧ}}$ – предельная кратность тока КЗ для **действительной** нагрузки ТТ, определенная по кривым предельной кратности ТТ. Величина действительной погрешности измерения ТТ может быть также вычислена с помощью специальных расчетных программ, учитывающих электрические параметры ТТ и подключенной нагрузки вторичных цепей.

4. В расчетах $K_{\text{ТОРМ}}$ следует использовать расчетную (действительную) величину полной погрешности ε . Должно учитываться наибольшее значение погрешности, из полученных для разных комплектов ТТ ДЗ СОР.

5. Ниже рассматривается расчет коэффициента торможения с использованием относительных величин токов, поэтому параметры $I_{\text{СЗ.МИН.П}}$ (уставка минимального тока срабатывания защиты) и $I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}$ (величина

тока начала торможения) в первичных именованных величинах здесь и далее отсутствуют.

Б1.1.3.3 При расчете в относительных величинах (в этом случае, значения токов определяются относительно величины I_{NObj}), **основное** выражение $K_{ТОРМ}$ для устройств дифзащиты СОР **SIPROTEC 7UT6** («**SIEMENS AG**») и выражение $K_{ТОРМ}$ идентично выражению (Б1.17):

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ.ОТ Н} - I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K \cdot \sum I_{ТОРМ.РАСЧ. ОТН} - I_{ТОРМ.НАЧ.О ТН}}, \quad (Б1.21)$$

где $I_{НБ.РАСЧ.ОТ Н}$, $I_{СЗ.МИН.ОТН}$, $\sum I_{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}$, $I_{ТОРМ.НАЧ.О ТН}$ – те же параметры, что и в формуле (Б1.17), заданные в относительных величинах.

Величина $I_{СЗ.МИН}$ является заданной уставкой минимального тока срабатывания защиты (**I-DIFF**>).

Величина тока $I_{ТОРМ.НАЧ}$ (величина **тока начала торможения**) задается, или определяется по графической характеристике срабатывания для данного типа реле.

В общем случае, необходимо определить $I_{Б.Т.ТОРМ}$ (ток базовой точки характеристики торможения) – специально задаваемое смещение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{ТОРМ}}{I_{НОМ}}$ вдоль этой оси.

Положение базовой точки на оси $\frac{I_{ТОРМ}}{I_{НОМ}}$, определяющей начало наклонного участка характеристики срабатывания/торможения, определяется из выражения:

$$K_{ТОРМ} = \frac{I_{СЗ.МИН}}{I_{ТОРМ.НАЧ} - I_{Б.Т.ТОРМ}} \quad (Б1.22)$$

Или

$$I_{\text{Б.Т.ТОРМ}} = I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} - \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}}. \quad (\text{Б1.23})$$

Таким образом для определения всех параметров характеристики срабатывания/ торможения необходимо изначально задать величину $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$.

Б1.1.3.3.1 Согласно рекомендациям изготовителя устройства дифзащиты **7UT6 («SIEMENS AG»)**, может быть принято – $I_{\text{Б.Т.ТОРМ}} = 0$ (характеристика торможения проходит через начало координат).

Примечания.

1. Здесь и далее рассматривается характеристика срабатывания/ торможения продольной дифзащиты сетевой обмотки УШР (применяется для реле всех изготовителей), имеющая граничную линию наклона, проходящую (условно) через точку пересечения осей дифференциального и тормозного токов реле (начало координат).

Указанное допущение определяет уменьшение величины тока начального торможения, и, как следствие, некоторое снижение чувствительности защиты при повреждениях СОР вблизи ее нейтрали (актуально только для СОР, имеющих расщепление фаз с подключением дифзащиты к ТТ, установленным в полуветвях каждой фазы).

Однако, следует принять во внимание настоятельную необходимость отстройки ДЗ СОР от бросков тока намагничивания реактора даже небольшой величины (менее двух крат), т.к. при этом высока вероятность возникновения значительной апериодической составляющей тока и существенного насыщения ТТ, вызывающего увеличение погрешности измерения более 10 %.

2. Следует также учитывать, что для защиты СОР, имеющих расщепление фаз в обязательном порядке применяются поперечные дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Тогда расчет $K_{\text{ТОРМ}}$ значительно упрощается:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}}{K \cdot \sum I_{\text{ТОРМ.РАСЧ}}}. \quad (\text{Б1.24})$$

Подставляя вышеприведенные значения $I_{\text{НБ.РАСЧ.П}}$ (Б1.18) и $\sum I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. П}}$ (Б1.20), можно представить основное расчетное выражение для определения первого наклона характеристики торможения (или $K_{\text{ТОРМ1}}$) ДЗ СОР:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{1,5 \cdot (2 \cdot \varepsilon + 0,05)}{K \cdot (2 - \varepsilon - 0,05)} = \frac{(3 \cdot \varepsilon + 0,075)}{(1,95 - \varepsilon)}. \quad (\text{Б1.25})$$

В этом случае, ток начала торможения определяется как:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}}. \quad (\text{Б1.26})$$

Как указывалось выше, в расчете $K_{\text{ТОРМ}}$ следует использовать действительную величину полной погрешности ТТ ε – максимальную для комплектов ТТ ДЗ СОР.

В качестве уставки следует принимать стандартную большую величину $K_{\text{ТОРМ}}$.

Б1.1.3.3.2 С учетом предполагаемой величины максимального сквозного тока для рассматриваемого УШР согласно (Б1.19) $I_{\text{МАКС.ВН}} \approx 2,5 \cdot I_{\text{NOBJ}}$, в большинстве случаев можно считать, что относительная величина погрешности для всех ТТ ДЗ СОР – $\varepsilon \leq 0,10$.

В этом случае, согласно вышеприведенным выражениям значение $K_{\text{ТОРМ}}$ будет определено (при $K = 1$):

$$87R(SLOPE) = \frac{0,3 \cdot \varepsilon + 0,075}{1,95 - \varepsilon} = 0,2;$$

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = 1 \text{ о.е.}$$

Примечание. Соотношения, приведенные в настоящем и предыдущих пунктах, могут быть проиллюстрированы на поясняющей диаграмме характеристики срабатывания/торможения функции ДЗ СОР (см. выше п. **Б1.1.1.3**, рисунок Б1).

Б1.1.3.4 Для устройств дифзащиты СОР **MICOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») выражение $K_{\text{ТОРМ}}$ (Б1.21) должно быть скорректировано с учетом специального коэффициента $K = 0,5$, вводимого при использовании в качестве тормозного тока полусуммы токов сторон дифзащиты, следующим образом:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.ОТ Н}} - I_{\text{СР.МИН.ОТН}}}{0,5 \cdot \Sigma I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ.О ТН}}}. \quad (\text{Б1.27})$$

Учитывая, что в соответствии с характеристикой торможения (согласно рисунку Б2) изначально установлено соотношение

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ.О ТН}} = 0,5 \cdot I_{\text{СР.МИН.ОТН}} :$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.ОТ Н}} - I_{\text{СР.МИН.ОТН}}}{0,5 \cdot (\Sigma I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}} - I_{\text{СР.МИН.ОТН}})}. \quad (\text{Б1.28})$$

Б1.1.3.4.1 При подстановке значений токов из выражений (Б1.5), (Б1.18) и (Б1.20) в относительных величинах (к I_{NOBJ}), получим:

$$87R(m1) = \frac{1,5 \cdot 0,25 \cdot K_I - 0,2}{0,5 \cdot (1,85 \cdot K_I - 0,2)}, \quad (\text{Б1.29})$$

где $K_I = I_{\text{МАКС.ВН}} / I_{\text{NOBJ}}$.

Б1.1.3.4.2 Принимая во внимание, что для рассматриваемого типа УШР согласно (Б1.19) $I_{\text{МАКС.ВН}} \approx (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{NOBJ}}$, можно определить **минимальное** значение $K_{\text{ТОРМ}}$ для большинства расчетных случаев:

$$87R(m1) = \frac{1,5 \cdot 0,25 \cdot (2,5 \div 3,0) - 0,2}{0,5 \cdot [1,85 \cdot (2,5 \div 3,0) - 0,2]} = (0,34 \div 0,35) \text{ о.е.}$$

Примечание. В случае расчета уставки по минимальному току срабатывания основной функции дифзащиты (**I-diff>**) по варианту, рекомендованному изготовителем (в соответствии с выражением (Б1.5а), см. п. **Б1.1.2.3** выше), приведенный настоящем пункте расчет $K_{\text{ТОРМ}}$ выполнять не требуется. Коэффициенты торможения первого и второго наклонных участков могут быть приняты минимально возможными величинами: $m1 = m2 = 0,1$.

Ток торможения, соответствующий переходу с первого наклонного участка на второй, также принимается минимально возможной величиной уставки $I_{T,m2} = 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Б1.1.3.5 Для устройств дифзащиты СОР Т35/60 («GE Multilin») выражение $K_{\text{ТОРМ}}$ (Б1.21) должно быть скорректировано в соответствии с характеристикой торможения (рисунок Б3, характеристика проходит через начало координат) аналогично (Б1.24) и с учетом специального коэффициента $K=0,5$, вводимого при использовании в качестве тормозного тока полусуммы токов сторон дифзащиты (**или максимального значения токов сторон**), при

этом, как указано в п. **Б1.1.2.4** для устройств **T35/T60** («GE Multilin») расчетные величины токов могут определяться относительно значения $I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}$, следующим образом:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.ОТ Н}}}{0,5 \cdot \Sigma I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}}}$$

или

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{3 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.ОТ Н}}}{\Sigma I_{\text{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}}}. \quad (\text{Б1.30})$$

Б1.1.3.5.1 При подстановке значений токов из выражений (Б1.18) и (Б1.20) в относительных величинах (к $I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}$), получим:

$$87R(\text{Наклон1}) = \frac{3 \cdot 0,25 \cdot K_I}{1,85 \cdot K_I}, \quad (\text{Б1.31})$$

где $K_I = \frac{I_{\text{МАКС.ВН}}}{I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}}$.

Б1.1.3.5.2 При сокращении K_I , определим **минимальное** значение $K_{\text{ТОРМ}}$ для большинства расчетных случаев:

$$87R(\text{Наклон1}) = \frac{3 \cdot 0,25}{1,85} = 0,4 \text{ (о.е.)},$$

что соответствует уставке **Наклон1** – 40 %.

Значение тока начала торможения может быть определено аналогично (Б1.26):

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ.ОТН}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН.ОТН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,2 \div 0,3}{0,4} = 0,5 \div 0,75 \text{ (о.е.)}.$$

Б1.1.3.6 Для устройств дифзащиты СОР **RET670** («АВВ») выражение $K_{ТОРМ}$ (Б1.21) должно быть скорректировано в соответствии с характеристикой торможения на рисунке Б4. При этом допускается, что характеристика также может проходить через начало координат (в связи с отсутствием сквозного тока нагрузки в поврежденной фазе) аналогично (Б1.24) и с учетом специального коэффициента $K = 0,5$, вводимого при использовании в качестве тормозного тока полусуммы токов сторон дифзащиты (**или максимального значения токов сторон**) аналогично (Б1.30):

$$K_{ТОРМ} = \frac{3 \cdot I_{НБ.РАСЧ.ОТ Н}}{\Sigma I_{ТОРМ.РАСЧ. ОТН}}$$

Б1.1.3.6.1 При подстановке значений токов из выражений (Б1.18) и (Б1.20) в относительных величинах (к I_{NOBJ}), аналогично (Б1.31) получим:

$$87R(SlopeSection2) = \frac{3 \cdot 0,25 \cdot K_I}{1,85 \cdot K_I}$$

Б1.1.3.6.2 При сокращении K_I , определим **минимальное** значение $K_{ТОРМ}$ для большинства расчетных случаев:

$$87R(SlopeSection2) = \frac{3 \cdot 0,25}{1,85} = 0,4 \text{ (о.е.)},$$

что соответствует уставке наклона характеристики на участке 2 – 40 %.

Значение тока начала торможения (конец участка 1 по горизонтали в о.е. номинального тока защищаемого объекта) может быть определено аналогично (Б1.26):

$$EndSection1 = \frac{I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K_{ТОРМ}} = \frac{0,2 \div 0,3}{0,4} = (0,5 \div 0,75) \text{ о.е.}$$

Б1.1.3.7 Для устройств дифзащиты СОР ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 ООО НПП «ЭКРА» выражение $K_{ТОРМ}$ (Б1.21) должно быть скорректировано в соответствии с характеристикой торможения, представленной на рисунке Б5. При этом, принимается минимальный порог тока начала торможения $I_{ТО} = 1,0$ о.е., и с учетом специального коэффициента $K = 0,5$, вводимого при использовании в качестве тормозного тока полусуммы токов сторон дифзащиты (суммарный ток стороны нейтрали СОР) выражение будет иметь вид:

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ.ОТН} - I_{СР.МИН.ОТН}}{0,5 \cdot \Sigma I_{ТОРМ.РАСЧ.ОТН} - I_{ТОРМ.НАЧ.ОТН}}. \quad (Б1.32)$$

Б1.1.3.7.1 При подстановке значений токов из выражений (Б1.14), (Б1.18) и (Б1.20) в относительных величинах (к $I_{БАЗ}$), получим:

$$87R(K_T) = \frac{1,5 \cdot 0,25 \cdot K_I - (0,2 \div 0,3)}{0,5 \cdot 1,85 \cdot K_I - 1,0}, \quad (Б1.32а)$$

где $K_I = I_{МАКС.ВН} / I_{БАЗ}$

Б1.1.3.7.2 Принимая во внимание, что для рассматриваемого типа УШР согласно (Б1.19) $I_{МАКС.ВН} \approx (2,5 \div 3,0) \cdot I_{НОБ}$, можно определить **минимальное** значение $K_{ТОРМ}$ для большинства расчетных случаев:

$$87R(K_T) = \frac{1,5 \cdot 0,25 \cdot (2,5 \div 3,0) - (0,2 \div 0,3)}{0,5 \cdot 1,85 \cdot (2,5 \div 3,0) - 1,0} \approx 0,5 \text{ о.е.}$$

Б1.1.4 Параметры дополнительной характеристики торможения (второй наклон характеристики)

Дополнительная характеристика (ветвь) предназначена для предотвращения действия защиты при больших токах внешнего повреждения, которые могут вызвать насыщение и увеличение погрешности измерения ТТ (>10 %). В связи с отсутствием сквозных токов реактора значительной величины, для **второго наклона** характеристики торможения функции ДЗ СОР, могут использоваться параметры, идентичные первому наклону характеристики, или (при невозможности) – параметры, обеспечивающие минимальное торможение. Таким образом:

Б1.1.4.1 Для устройств дифзащиты СОР SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG») может быть принят один из вариантов:

– максимальная уставка базовой точки (величина смещения вдоль оси $I_{\text{ТОРМ}}/I_{\text{НОМ}}$) и минимальная уставка **второго наклона** характеристики торможения (SLOPE2);

– одинаковые уставки для **первого и второго наклона** характеристики торможения, соответствующие минимальному значению базовой точки (величина смещения вдоль оси $I_{\text{ТОРМ}}/I_{\text{НОМ}}$ равна нулю) и уставки **второго наклона** $\text{SLOPE1} = \text{SLOPE2} = 0,25$, с возможным незначительным закруглением характеристики торможения на первом участке).

Примечание. Рекомендации в части уставок второго наклона характеристики торможения даны здесь применительно к минимальному расчетному значению коэффициента торможения, приведенному в п. **Б1.1.3.3.2.**

Б1.1.4.2 Для устройств дифзащиты СОР MICOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA») может быть принят один из вариантов:

– максимальная уставка начальной точки (точка перегиба характеристики, величина $I_{\text{торм},m2}$) и минимальная уставка **второго наклона** характеристики торможения ($m2$);

– одинаковые уставки для **первого и второго наклонов** характеристики торможения, соответствующие минимальному значению уставки **второго наклона** ($m1 = m2 = 0,4$, с возможным незначительным заглублением характеристики торможения на первом участке).

Примечание. Рекомендации в части уставок второго наклона характеристики торможения даны здесь применительно к минимальному расчетному значению коэффициента торможения, приведенному в п. **Б1.1.3.4.2.**

Б1.1.4.3 Для устройств дифзащиты СОР Т35/Т60 («GE Multilin») может быть принят один из вариантов:

– максимальные уставки точек **Перегиба1, Перегиба2** и минимальная уставка **второго наклона** характеристики торможения (**Наклон2**);

– одинаковые уставки для **первого и второго наклонов** характеристики торможения, соответствующие минимальному значению уставки **второго наклона** характеристики торможения (**Наклон1 = Наклон2 = 0,5 (50 %)**, с возможным незначительным заглублением характеристики торможения на первом участке).

В последнем случае заданные значения точек **Перегиба1, Перегиба2** не играют особой роли (например, могут быть заданы равными 2,0 о.е.)

Примечание. Рекомендации в части уставок второго наклона характеристики торможения даны здесь применительно к минимальному расчетному значению коэффициента торможения, приведенному в п. **Б1.1.3.5.2.**

Б1.1.4.4 Для устройств дифзащиты СОР RET670 («ABB») могут быть приняты:

– Максимальная уставка длины (конца) участка 2 по горизонтали (*EndSection2*).

– Одинаковые уставки наклонов второго и третьего участков характеристики торможения, соответствующие значению уставки наклона второго участка ($SlopeSection2 = SlopeSection3 = 0,4$ (40 %)).

Примечание. Рекомендации в части уставок второго наклона характеристики торможения даны здесь применительно к минимальному расчетному значению коэффициента торможения, приведенному в п. **Б1.1.3.6.2**.

Б1.1.4.5 Для устройств дифзащиты СОР ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА») указанные параметры неактуальны (характеристика срабатывания дифзащиты имеет один общий наклон).

Б1.1.5 Дифференциальная отсечка.

Как правило, кроме уставки **I-DIFF>**, для дифференциального тока повреждения вводится дополнительная пороговая величина **I-DIFF>>** – дифференциальная отсечка. Если эта пороговая величина тока повреждения превышает, то происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения, или других условий дополнительного торможения.

Величина этой уставки должна быть выше чем **I-DIFF>** (Чувствительная функция дифзащиты).

Таким образом, выбор уставок по току срабатывания ступени **I-DIFF>>** (**I-DIFF>>>**) осуществляется:

Б1.1.5.1 Для устройств дифзащиты СОР SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»):

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для управляемого шунтирующего реактора рассматриваемого типа рекомендуется принимать равной величине максимального сквозного тока (с учетом максимально возможной степени насыщения ТТ на одной из сторон реактора) в соответствии с выражением (Б1.2):

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{NOBJ}}, \quad (\text{Б1.32})$$

где I_{NOBJ} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Примечание. Уставка дифотсечки по току срабатывания **Idiff>>** определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.2** для уставки основной функции продольной дифзащиты реактора (**Idiff>**).

Б1.1.5.2 Для устройств дифзащиты СОР **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»):

Уставки по току срабатывания **Idiff>>** и **Idiff>>>** могут быть приняты равными по величине, в соответствии с выражением (Б1.32) в п. **Б1.1.5.1**.

Примечание. Уставка дифотсечки по току срабатывания **Idiff>>** (**Idiff>>>**), определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.3** для уставки основной функции продольной дифзащиты реактора (**Idiff>**).

Б1.1.5.3 Для устройств дифзащиты СОР **T35/T60** («GE Multilin»):

Учитывая нижеследующие рекомендации изготовителя:

– Пороговое значение срабатывания следует задать больше, чем максимальный дифференциальный ток небаланса, который может быть вычислен в режимах протекания сквозного тока.

– Уставка должна быть больше, чем максимальный дифференциальный ток, который может фиксировать реле при сквозном КЗ, учитывая насыщение ТТ.

– Уставка должна быть ниже максимального тока внутреннего КЗ, фиксируемого от любого источника, уставка по току срабатывания **Idiff>>** может быть принята в соответствии с выражением (Б1.32) в п. **Б1.1.5.1**.

Примечание. Уставка дифотсечки по току срабатывания **Idiff>>**, определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.4** для уставки основной функции продольной дифзащиты реактора (**Idiff>**).

Б1.1.5.4 Для устройств дифзащиты COP RET670 («ABB»).

Уставка по току срабатывания **Idiff>>** может быть принята в соответствии с выражением (Б1.32) в п. **Б1.1.5.1**.

Примечание. Уставка дифотсечки по току срабатывания **Idiff>>**, определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.5** для уставки основной функции продольной дифзащиты COP (**Idiff>**).

Б1.1.5.5 Для устройств дифзащиты COP ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»):

Уставка по току срабатывания **Idiff>>** может быть принята в соответствии с выражением (Б1.32) в п. **Б1.1.5.1**.

Примечание. Уставка дифотсечки по току срабатывания **Idiff>>**, определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.6** для уставки основной функции продольной дифзащиты COP (**Idiff>**).

Б1.1.6 Дополнительное торможение

Как указывалось выше, для УШР неприменима категория больших токов при внешних повреждениях.

Однако, в случаях высокой вероятности неодинакового насыщения ТТ в одноименных фазах на сторонах реактора при протекании апериодической

составляющей тока намагничивания реактора или тока внешнего КЗ (вследствие различия характеристик ТТ), для ДЗ СОП необходимо использовать дополнительное динамическое торможение (блокировку), применяемое в устройствах **SIPROTEC 7UT6** («SIEMENS AG») (см. описание в п. **Б1.1.1.3.6**), **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») (см. описание в п. **Б1.1.1.4.4**) и **RET670** («ABB») (см. описание в п. **Б1.1.1.6.2**).

Б1.1.6.1 В устройствах **SIPROTEC 7UT6** («SIEMENS AG») величина уставки **дополнительного торможения** по току (I ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТОРМОЖЕНИЯ, определяется относительно номинального тока защищаемого объекта), должна находиться в диапазоне токов, при которых ожидается возникновение апериодической составляющей с насыщением и значительным увеличением погрешности измерения ТТ. Для УШР, с учетом величины броска тока включения, эта величина может приниматься в диапазоне (2,0÷3,0) о.е. Угол наклона используется тот же, что и для **первого наклона** характеристики торможения (см. выше рисунок Б1).

Уставка по длительности дополнительного торможения дифзащиты определяется ожидаемым временем переходного процесса при включении УШР (с величиной тока дополнительного торможения).

Дополнительное торможение действует отдельно для каждой фазы, но при необходимости, можно ввести одновременную блокировку во всех трех фазах при срабатывании функции дополнительного торможения в любой из них (так называемая перекрестная блокировка).

Если необходимо блокировать действие дифзащиты во всех фазах, рекомендуется использовать уставку по длительности аналогичную, задаваемой для дополнительного торможения (рекомендуемую выше).

Б1.1.6.2 В устройствах дифференциальной защиты **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») существует дискриминатор

(функция) насыщения, который в случае появления дифференциального тока при насыщении ТТ токами внешних КЗ генерирует стабилизирующий блокирующий сигнал.

Величина тока, при которой генерируется этот сигнал, определяется сохранением необходимой чувствительности при внутренних повреждениях в реакторе, поэтому для максимального тока сквозного короткого замыкания выбор параметров из условий запаса при внешних КЗ не требуется.

Блокировка осуществляется только в той измерительной системе, в которой было обнаружено внешнее повреждение.

Блокировка не выполняется, если величина дифференциального тока превышает уставку **ДИФФ: I диф**>>>.

Б1.1.6.3 В устройствах дифференциальной защиты **RET670** («ABB») существует селектор внутренних (внешних) повреждений дифзащиты выполненный на основе измерения токов обратной последовательности. В указанном селекторе используется сочетание дифференциального и фазного принципов.

Полученный дифференциальный ток сравнивается с уставкой **IMinNegSeq**, которая может задаваться в пределах (0,02÷0,20) о.е. (по умолчанию используется значение 0,04).

Производится также сравнение векторов (комплексов) токов обратной последовательности сторон. Имеется уставка угла срабатывания **NegSeqROA**, которая может задаваться в пределах от $\pm 30^\circ$ до $\pm 90^\circ$ (по умолчанию используется значение $\pm 60^\circ$).

Проверка направленности выполняется в том случае, когда на любой стороне ток обратной последовательности превышает уставку **IMinNegSeq**.

Б1.1.7 Контроль дифференциального тока

Дифференциальная защита реакторов, как правило, имеет высокую чувствительность для того, чтобы обеспечить его отключение при небольших

токах повреждения. Сравнительно низкие уставки по току срабатывания не позволяют использовать функцию контроля дифференциального тока из-за стабильного характера тока нормального режима (нагрузки) реактора, который значительно превышает ток срабатывания дифзащиты. Вследствие сказанного выше, функция контроля дифференциального тока для дифференциальной защиты реакторов не эффективна и расчет уставки для нее не рассматривается.

Б1.1.8 Применение промежуточных трансформаторов тока.

В некоторых случаях, в цепь трансформаторов тока, встроенных в высоковольтные вводы (втулки) реактора, может быть включен промежуточный (разделительный) трансформатор тока (ПТТ) с изменяемым $K_{ТТ}$, например, для разделения токовых цепей защиты линии и реактора, и/или понижения результирующего коэффициента трансформации на стороне высоковольтных вводов реактора (как правило, $K_{ТТ}$ на стороне высоковольтных вводов реактора принимается одинаковым с $K_{ТТ}$ ТТ защит линии, к которой подключен реактор).

Ниже рассматривается применение промежуточных ТТ на примере устройств **SIPROTEC** («**SIEMENS AG**»).

Б1.1.8.1 В соответствии с техническими данными изготовителя («Руководство по эксплуатации») для устройств **SIPROTEC 7UT6x** («**SIEMENS AG**») максимально возможная величина отношения номинального тока ТТ к номинальному току защищаемого объекта должна находиться в диапазоне $(0,125 \div 8)$ (ограничение по чувствительности измерения величин тока в устройстве защиты).

Указанная величина называется коэффициентом согласования по величине (амплитуде) в заданной точке измерения (F_{Adap}) и, как сказано выше,

ограничивается предельной разрешающей способностью измерений устройства:

$$F_{Adap} = I_{NObj} / I_{N CT Prim}$$

где I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (см. выше п. **Б1.1.2.2**);
 $I_{N.CT.Prim}$ – номинальный первичный ток ТТ (на соответствующей стороне СО реактора).

Таким образом, для основной функции дифзащиты устройства **7UT613/63x («SIEMENS AG»)** должно выполняться условие:

$$1/8 \leq F_{Adap} \leq 8$$

Однако, согласно имеющимся рекомендациям изготовителя, при реальном проектировании, допустимо расширение указанного выше диапазона в необходимых случаях, до значений (0,1÷10) о.е.

Примечания.

1. Для УШР с расщепленной обмоткой (СО), при расчете F_{Adap} для ТТ, установленных на стороне нейтрали непосредственно ветвях расщепленной обмотки, в качестве I_{NObj} , должна приниматься половина номинального тока реактора.

2. В отношении требований по согласованию измерительных трактов токовых цепей для устройств **MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)**, **T35/T60 («GE Multilin»)**, **RET670 («ABB»)** и **ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)**, аналогичная информация приведена в пунктах **Б1.1.2.3, Б1.1.2.4, Б1.1.2.5 и Б1.1.2.6** выше.

В случаях несоответствия указанному требованию, совместно с устройствами дифзащиты, как правило, применяются выравнивающие (согласующие) промежуточные ТТ типа **4AM5170-7AA («SIEMENS AG»)**,

имеющие многолетний опыт успешной эксплуатации совместно с устройствами серии **SIPROTEC**.

Уменьшение результирующего коэффициента трансформации во вторичной цепи основного измерительного ТТ необходимо (в большинстве случаев) для увеличения измеряемого тока реактора в номинальных режимах работы (без КЗ) – по условиям чувствительности и минимизации погрешности измерительных органов защиты.

Коэффициент трансформации трансформатора тока регулируется путем изменения числа витков (секций) первичной или вторичной обмотки.

Б1.1.8.2 Ниже представлен часто применяемый вариант схемы соединений и внешнего подключения ПТТ 4AM5170-7AA в каждой фазе (А, В, С) отдельно (см. рисунок Б6):

- Первичная обмотка ПТТ (выводы С-О) подключается в цепь основного измерительного ТТ.
- Вторичная обмотка ПТТ (выводы В-F) подключается в токовые цепи защиты (к отдельному фазовому измерительному входу).

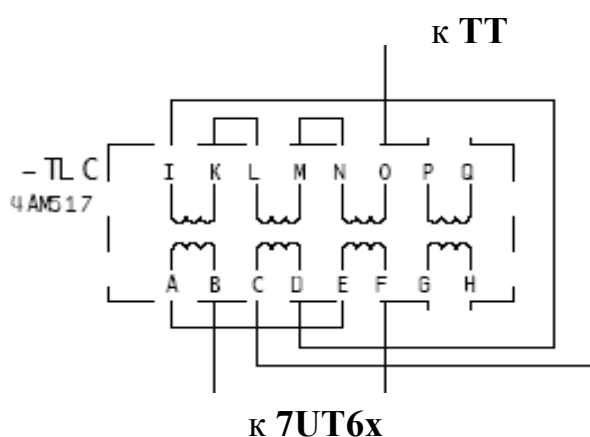


Рисунок Б6 – Вариант схемы соединений и внешнего подключения ПТТ

Б1.1.8.3 Наличие ПТТ приводит к увеличению нагрузки на измерительные трансформаторы тока в связи с потреблением ПТТ и реле,

включенного во вторичную цепь ПТТ, пропорционально его коэффициенту трансформации. При использовании ПТТ необходимо его коэффициент трансформации выбирать минимально возможным (с учетом условий чувствительности измерительного органа защиты).

В рассматриваемом случае $K_{\text{ПТТ}} = W_2/W_1 = 0,5$, т.о. результирующий $K_{\text{ТТ}}$ уменьшается в 2 раза по отношению к $K_{\text{ТТ}}$ основного измерительного ТТ, а измеряемый устройством защиты ток соответственно в 2 раза увеличивается.

Примечание. В качестве параметров ТТ для устройства защиты должны задаваться данные, соответствующие расчетному результирующему $K_{\text{ТТ}}$, в данном случае, задаваемый первичный ток ТТ должен быть уменьшен в 2 раза по отношению к действительному номинальному первичному току ТТ (при соответствующем изменении коэффициента F_{Adap} до приемлемой величины в соответствии с п. **Б1.1.8.1**).

Б1.1.8.4 Как правило, дополнительных расчетов по проверке соответствия указанных ПТТ требованиям допустимой нагрузки и погрешности измерения не требуется (суммарная погрешность ТТ не превышает предельно допустимую).

Детальное рассмотрение и примеры выбора параметров ПТТ типа 4AM5170-7AA приводятся в [4, (Раздел 5. Измерительные трансформаторы тока. п. 5.8. Промежуточные ТТ)].

Примечание. При наличии достоверных данных о величине погрешности измерения промежуточных ТТ ($\varepsilon \geq 5\%$), применяемых для дополнительного выравнивания (уменьшения результирующего $K_{\text{ТТ}}$), в расчетных выражениях (пункты **Б1.1.2**, **Б1.1.3**), использующих величину полной погрешности ТТ (ε), рекомендуется принимать суммарное относительное значение погрешностей основного и промежуточного ТТ.

Б1.1.9 Проверка чувствительности дифзащиты СОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора в следующем порядке:

Б1.1.9.1 Определяется величина тока торможения (I_{T}), соответствующая минимальному дифференциальному току при металлическом КЗ в зоне действия дифзащиты вблизи заземленной нейтрали СО УШР ($I_{\text{д.мин}}$), который **в режиме номинальной нагрузки УШР** упрощенно может быть принят:

– Для реактора без расщепления фаз обмоток – равным номинальному току УШР: $I_{\text{д.мин}} = I_{\text{НОМ.Р}}$.

– Для реактора с расщеплением фаз обмоток – равным половине номинального тока УШР: $I_{\text{д.мин}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$.

Пояснение – Предполагается, что в рассматриваемом режиме КЗ (металлическое междуфазное или однофазное замыкание на землю вблизи заземленной нейтрали реактора) измерительный ТТ дифзащиты СОР, установленный в месте повреждения СОР, будет практически полностью шунтирован, и ток протекающий через его первичную обмотку, может быть принят равным нулю.

Величина тока торможения I_{T} определяется по выражениям, соответствующим расчетному алгоритму, индивидуальному для каждого типа рассматриваемых устройств защиты, в.том числе:

– Для устройств дифзащиты СОР **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), по выражению:

$$I_{\text{T}} = \sum |I_{1-n}|,$$

где $|I_{1-n}|$ – модульные величины токов, протекающих по сторонам измерения дифзащиты СОР (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

– Для устройств дифзащиты СОР **MICOM P63x** («**ALSTOM Grid**»/«**AREVA**»), по выражениям:

а) УШР без расщепления обмоток (две стороны измерения токов дифзащиты):

$$I_T = 0,5 \cdot |I_1 - I_2|,$$

где I_1, I_2 , – векторные величины токов, протекающих по сторонам измерения дифзащиты СОР в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ (для случая металлического КЗ принимается: $I_2 = 0$).

б) УШР с расщеплением обмоток (три стороны измерения токов дифзащиты):

$$I_T = 0,5 \cdot \sum |I_{1-n}|,$$

где $|I_{1-n}|$ – модульные величины токов, протекающих по сторонам измерения дифзащиты СОР (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

– Для устройств дифзащиты СОР **T35/T60** («**GE Multilin**») и **RET670** («**ABB**»), по выражению:

$$I_T = I_{\text{МАКС}},$$

где $I_{\text{МАКС}}$ – максимальный из токов, протекающих по сторонам измерения дифзащиты СОР (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

– Для устройств дифзащиты СОР ООО **НПП «ЭКРА»**, по выражениям:

а) Шкаф ШЭ2607 049:

$$I_T = |I_{\text{НВ1}} + I_{\text{НВ2}}|.$$

б) Шкаф ШЭ2710 541:

$$I_T = |I_{\text{НВ1}}| + |I_{\text{НВ2}}|,$$

где $I_{\text{НВ1}}$, $I_{\text{НВ2}}$, $|I_{\text{НВ1}}|$, $|I_{\text{НВ2}}|$ – соответственно векторные или модульные величины токов, протекающих по сторонам измерения дифзащиты СОР нейтрали НВ1 и нейтрали НВ2.

Примечание. В целях упрощения расчета значений дифференциальных и тормозных токов дифзащиты, все величины токов, используемые в расчетных формулах настоящего раздела (выше и ниже), целесообразно указывать в относительных величинах (приведенных к базовым или номинальным токам сторон дифзащиты).

Б1.1.9.2 В случае получения расчетного значения $I_T \leq I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (горизонтальный участок характеристики), для определения $K_{\text{ч}}$ используется следующее выражение:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}}} \geq 2. \quad (\text{Б1.33})$$

Б1.1.9.3 В случае получения расчетного значения $I_T > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (наклонный участок характеристики), для определения $K_{\text{ч}}$ используются следующие выражения:

Б1.1.9.3.1 Для устройств **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **T35/T60** („GE Multilin»), **RET670** («ABB»):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} \geq 2. \quad (\text{Б1.34})$$

Б1.1.9.3.2 Для устройства **MICOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{сз.мин}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_{\text{T}} - 0,5 \cdot I_{\text{сз.мин}})} \geq 2, \quad (\text{Б1.35})$$

где $I_{\text{сз.мин}}$ – минимальный ток срабатывания защиты (при отсутствии торможения), определяемый по (Б1.3), (Б1.5), (Б1.9), (Б1.11), (Б1.14);

$I_{\text{д.мин}}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне на стороне нейтрали реактора (см. выше);

I_{T} – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне (расчетные выражения I_{T} для рассматриваемых устройств защиты приведены в п. **Б1.1.9.1** выше);

$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ – расчетное значение тока начала торможения, соответствующее началу **первого наклона** характеристики, определяемое для устройств **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **T35/T60** («GE Multilin»), **RET670** («ABB»), в соответствии с (Б1.26);

$K_{\text{ТОРМ}}$ – коэффициент торможения, определяемый по (Б1.25), (Б1.29), (Б1.31).

Для устройства **MICOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») в обоих рассматриваемых случаях $K_{\text{ч}}$ должен определяться по выражению (Б1.35), в

связи с тем, что фактически выполняется только одно из расчетных условий:

$$I_T > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} .$$

Б1.1.9.3.3 Для устройств ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 ООО НПП «ЭКРА» в обоих рассматриваемых случаях $K_{\text{ч}}$ должен определяться по выражению (Б1.33), в связи с тем, что фактически выполняется только одно из расчетных условий: $I_T \leq I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} .$

Примечания.

1. Для дифзащиты, имеющей уставку по току срабатывания около $0,2 \cdot I_{\text{НОМ.РЕАКТОРА}}$, при малых токах повреждения в защищаемой зоне чувствительность обеспечивается в подавляющем большинстве случаев с запасом.

2. Из выражения (Б1.34) следует, что при токе торможения, превышающем значение $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ и равенстве расчетных токов $I_{\text{Д.МИН}} = I_T$, величина $K_{\text{ТОРМ}}$ является определяющей для чувствительности ДЗ СОП (при $K_{\text{ТОРМ}} \geq 0,5$, $K_{\text{ч}} \leq 2$), поэтому значения $K_{\text{ТОРМ}} \geq 0,5$ следует применять только в особых, обоснованных случаях.

Б1.2 ANSI 87R&B. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора (с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов), использующая характеристики стабилизации (торможения)

Б1.2.1 Функция ДЗ СОП/ДЗО с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов рассматривается применительно к УШР напряжением 330 – 750 кВ, присоединенному через два выключателя к шинам и/или к другому, смежному присоединению. Устройство защиты, реализующее данную функцию, должно иметь три или четыре (по числу сторон присоединения) отдельные группы трехфазных аналоговых входов для

прямого измерения токов групп ТТ – в цепи двух выключателей на стороне ВН реактора и в цепи нейтральных выводов сетевой обмотки реактора (с возможным расщеплением обмотки). Указанная защита совмещает в себе функции дифзащиты реактора и ошиновки ВН, в результате чего, при реализации аппаратного дублирования функций основных защит УШР (напряжением 330 – 750 кВ или выше) ДЗО ВН и ДЗ СОП, достаточно применения трёх отдельных устройств дифзащиты, вместо четырёх, с упрощением (разгрузкой) вторичных цепей ТТ.

Б1.2.1.1 Недостатком дифзащиты с расширенной зоной является возможное снижение чувствительности ее действия при КЗ в реакторе, в режимах одновременного протекания большого сквозного тока нагрузочного режима через оба выключателя на стороне ВН реактора, и как следствие, значительного увеличения тока торможения защиты, с вероятностью перемещения точки повреждения в зону нечувствительности защиты. Однако, с учетом резервирующего характера данной защиты, применение дифзащиты с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов реактора в большинстве случаев может оказаться эффективным и целесообразным.

Б1.2.1.2 Если трансформаторы тока, расположенные по сторонам защищаемого объекта, имеют различные первичные токи, то, как правило, внешних выравнивающих устройств не требуется, так как выравнивание (или приведение) токов осуществляется в устройстве с помощью расчетного алгоритма. Однако, в случае возникновения такой необходимости (см. п. **Б1.1.8.**), следует руководствоваться рекомендациями указанного пункта.

Б1.2.1.3 Поскольку на сторонах реактора могут использоваться трансформаторы тока с различными первичными номинальными токами, то в качестве номинального тока объекта (реактора и ошиновки ВН) принимается номинальный рабочий ток, который будет являться базовым для всех остальных токов. Уставки функций защиты будут определяться в относительных величинах относительно этого базового тока.

Б1.2.1.4 Для устройств МП РЗА серий **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **MiCOM** («ALSTOM Grid»/«AREVA») и **RET670** («ABB») в качестве рабочего номинального тока, должен приниматься **номинальный ток реактора**.

Б1.2.1.5 Для устройств МП РЗА серий **T35/T60** («GE Multilin»), за базовый ток защиты следует принимать первичный номинальный ток ТТ стороны реактора, имеющий наименьшую относительную величину (к номинальному току реактора или ветви его расщепленной фазы). В большинстве случаев **базовым током** является ток ТТ, установленного на стороне нейтрали реактора.

Б1.2.1.6 Устройства МП РЗА, производства **ООО НПП «ЭКРА»** для целей реализации функции ДЗ СОП/ДЗО с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов не рассматриваются в связи с отсутствием устройств (шкафов) защиты с указанной специализацией функционального назначения.

Б1.2.2 Для ДЗ СОП/ДЗО УШР с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов реактора рекомендуются следующие условия выбора начального (минимального) тока срабатывания основной (чувствительной) функции защиты:

Б1.2.2.1 Для устройств дифзащиты УШР серии **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.2.2**.

Б1.2.2.2 Для устройств дифзащиты УШР серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.2.3**.

Б1.2.2.3 Для устройств дифзащиты УШР серии **T35/T60** («GE Multilin») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.2.4**.

Б1.2.2.4 Для устройств дифзащиты УШР серии **RET670** («ABB») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.2.5**.

Специальные пояснения

Для ДЗ СО/ДЗО УШР с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов реактора применяется такая же чувствительная уставка по току срабатывания, как и для основной функции ДЗ СОР (раздел Б1), ввиду того, что указанная защита рассматривается в качестве второй (резервной) дифзащиты СОР (дополнительно включающей зону ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора), которая в случаях отказа или временного вывода из работы основной функции ДЗ СОР должна выполнять задачи последней, в максимально возможной степени.

Б1.2.3 Расчет коэффициента торможения ДЗ СО/ДЗО ВН реактора 87В (определение **первого наклона** характеристики срабатывания/торможения $K_{\text{ТОРМ}(1)}$) – выполняется аналогично указанному в п. **Б1.1.3**, с учетом следующего:

– В данном расчете, для определения величины погрешности измерения ТТ (ϵ) в качестве максимального сквозного тока, должен приниматься максимальный ток внешнего КЗ на смежных элементах, проходящий транзитом через выключатели ВН реактора.

– При определении $K_{\text{ТОРМ}}$ следует использовать действительную величину погрешности измерения ТТ (ϵ), определенную согласно рекомендациям п. **Б1.1.3.2**.

Таким образом, выбор уставки функции токового торможения ДЗ СО/ДЗО УШР (**первый наклон** характеристики) осуществляется:

Б1.2.3.1 Для устройств дифзащиты УШР серии **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.3**.

Б1.2.3.2 Для устройств дифзащиты УШР серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.4**.

Б1.2.3.3 Для устройств дифзащиты УШР серии **T35/T60** («GE Multilin») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.5**.

Б1.2.3.4 Для устройств дифзащиты УШР серии **RET670** («ABB») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.6**.

Б1.2.3.5 Для ТТ с большим первичным номинальным током (в цепи выключателей УШР) рекомендуется также определить действительную величину погрешности измерения (ε) **сквозного тока нагрузки УШР**. Кратность тока нагрузки УШР по отношению к номинальному току ТТ может оказаться меньше 1 (и значительно ниже точки перегиба кривой $K_{(10)} = f(Z_{\text{НАГР}})$, при соответствующем уменьшении величины $Z_{\text{НАГР.ДОП}}$ и увеличении действительной величины погрешности измерения ТТ).

В таких случаях, если дальнейшее уменьшение величины подключенной нагрузки ТТ невозможно, следует:

- прежде всего, обеспечить отстройку тока срабатывания от небаланса с учетом повышенной погрешности измерения ТТ (увеличить уставку по току срабатывания основной функции дифзащиты аналогично указанному в п. **Б1.1.2.2**);

- в расчете $K_{\text{ТОРМ}(1)}$ учитывать величину действительной (расчетной) погрешности измерения ТТ (ε).

Б1.2.3.6 Как указано выше в п. **Б1.1.3.3**, при условии $\varepsilon \leq 0,1$, для устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6** («SIEMENS AG») величина $K_{\text{ТОРМ}}$ дифзащиты не превышает 0,2 (о.е.).

В целях повышения чувствительности рассматриваемой дифзащиты в условиях протекания сквозных токов нагрузки большой величины, этот

коэффициент мог бы быть оптимально снижен до минимально возможной величины $K_{\text{ТОРМ}} = 0,15$, если действительная величина погрешности ТТ $\varepsilon \leq 0,05$, и при соблюдении условий, что расчетная кратность максимального сквозного тока КЗ, или включения УШР (по отношению к номинальному току ТТ дифзащиты) имеет сравнительно небольшую величину, а мощность нагрузки ТТ не превышает номинальную величину.

Однако, в этом случае необходимо учитывать вероятность различной степени насыщения ТТ на сторонах ВН и нейтрали СОР, при протекании апериодической составляющей тока включения УШР вследствие различия характеристик ТТ. Если такая вероятность существует, то **уменьшение коэффициента торможения не рекомендуется.**

Специальные пояснения

Приведенная выше величина $K_{\text{ТОРМ}(1)}$ рассчитана по выражению (Б1.25) на основе методик, традиционно применявшихся ранее в практике эксплуатации, и в предположении использования достоверных технических данных ТТ и расчетных токов КЗ.

Однако в подобных случаях (при получении расчетной величины $K_{\text{ТОРМ}} < 0,5$), пользователь вправе принять в качестве рабочей уставки, обеспечивающей граничное условие по чувствительности ДЗ СО/ДЗО УШР ($K_{\text{Ч}}=2$), величину $K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$, учитывая также рекомендации изготовителя МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6 («SIEMENS AG»)**, который гарантирует правильные действия функции дифзащиты ошиновки устройства **7UT6x** в режимах внешних КЗ, при значениях $K_{\text{ТОРМ}} \geq 0,5$.

При этом, следует особо принимать во внимание возможное снижение чувствительности («загрубление») защиты при КЗ в фазе СОР вследствие торможения сквозными токами (существенной величины), протекающими через выключатели УШР в реальных нагрузочных режимах.

Примечание. Указанная рекомендация ($K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$) в случаях, рассматриваемых ниже (см. п. Б1.3.3.4), может быть применена также и для

устройств МП РЗА серий **T35/T60** («**GE Multilin**»), **MiCOM P63x** («**ALSTOM Grid**»/«**AREVA**») и **RET670** («**ABB**»).

Б1.2.4 Параметры дополнительной характеристики торможения (**второй наклон** характеристики).

Дополнительная характеристика (ветвь) предназначена для предотвращения действия защиты при больших токах внешнего повреждения, которые могут вызвать насыщение и увеличение погрешности измерения ТТ (>10 %). В связи с использованием в расчете коэффициента торможения (**первый наклон** характеристики) действительной (расчетной) величины погрешности измерения ТТ при протекании максимального сквозного тока КЗ, для **второго наклона** характеристики торможения функции ДЗ СО/ДЗО УШР, могут использоваться параметры, идентичные первому наклону характеристики, или (при невозможности) – параметры, обеспечивающие минимальное торможение. Таким образом, выбор уставки функции токового торможения (**второй наклон** характеристики) осуществляется:

Б1.2.4.1 Для устройств дифзащиты УШР серии **SIPROTEC 7UT6x** («**SIEMENS AG**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.1**.

Б1.2.4.2 Для устройств дифзащиты УШР серии **MiCOM P63x** («**ALSTOM Grid**»/«**AREVA**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.2**.

Б1.2.4.3 Для устройств дифзащиты УШР серий **T35/T60** («**GE Multilin**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.3**.

Б1.2.4.4 Для устройств дифзащиты УШР серии **RET670** («**ABB**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.4**.

Б1.2.5 Дифференциальная отсечка

Для дифференциального тока повреждения может быть введена дополнительная пороговая величина **I-DIFF>>** – дифференциальная отсечка. Если эта пороговая величина тока повреждения превышает, то происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения или других условий дополнительного торможения, поэтому необходимо обеспечить порог ее чувствительности выше величины возможного тока небаланса дифзащиты при сквозном токе КЗ, определяемой действительной погрешностью измерения ТТ.

Б1.2.5.1 Для устройств дифзащиты СОР серий **SIPROTEC 7UT6** («SIEMENS AG»), **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **T35/T60** («GE Multilin»), **RET670** («ABB») пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>**, рекомендуется принимать по условию чувствительности при КЗ на ошиновке ВН УШР, с $K_{\text{ч}} = 1,5$:

$$87R \ \& \ B \ (I - DIF F \ >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 0,65 \cdot I_{\text{КЗ.ОШ.МИН}} \ , \quad (\text{Б1.36})$$

где $I_{\text{КЗ.ОШ.МИН}}$ – минимальный ток КЗ на ошиновке ВН реактора.

Специальные пояснения

Дополнительно должно быть обеспечено несрабатывание дифференциальной отсечки при максимальных сквозных токах КЗ. В случае невыполнения данного условия, применение дифференциальной отсечки в рассматриваемой защите может считаться неэффективным и не обязательным.

Отстройка тока срабатывания дифотсечки от максимального первичного тока небаланса при переходном процессе внешнего КЗ проверяется по выражению:

$$(I - DIF F \ >>) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} \ , \quad (\text{Б1.37})$$

или:

$$(I - DIFF \gg) \geq 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot I_{\text{МАКС.ВНЕШ}} = 0,39 \cdot I_{\text{МАКС.ВНЕШ}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас;

$I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{МАКС.ВНЕШ}}$ – ток небаланса в режиме внешнего КЗ на стороне ВН реактора;

$K_{\text{ПЕР}} = 2,5 \div 3$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, учитывающий апериодическую составляющую (при одинаковой схеме соединения ТТ обычно принимается минимальная величина – $K_{\text{ПЕР}} = 2,5$);

$K_{\text{ОДН}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ (при различии типов/характеристик ТТ в цепи выключателей на стороне ВН реактора);

$I_{\text{МАКС.ВНЕШ}}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне ВН реактора);

$\varepsilon \leq 0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме внешнего КЗ. Значение погрешности, равное 0,10 принимается при условии, если подключенное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ не превышает предельно допустимой величины, которая определяется по кривым предельной кратности ТТ для максимального тока внешнего КЗ.

В качестве уставки (**I-DIFF**>>), должно приниматься максимальное расчетное значение тока из условий по выражениям (Б1.36) и (Б1.37).

Примечания.

1. Предполагается, что выполнение указанных условий выбора тока срабатывания дифотсечки ДЗ СОП/ДЗО автоматически учитывают отстройку от максимального сквозного тока (для рассматриваемого типа УШР), то есть уставка:

$$(I - DIFF \gg) \geq (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{НОМ.РЕАКТОРА}}$$

2. В случаях невозможности ввода уставки по (**I-DIFF>>**) в соответствии выражением (Б1.37) из-за превышения верхней границы диапазона регулирования для данного типа реле, дифотсечка должна быть выведена из работы.

Б1.2.5.2 Выдержки времени ступеней защиты с действием на отключение и пуск УРОВ УШР, при необходимости отстройки от селективного действия быстродействующих (основных) защит УШР, могут быть приняты:

$$I - DIFF > (T) = 0,5 \text{ с}, \quad (\text{Б1.38})$$

$$I - DIFF >> (T) = 0,5 \text{ с}.$$

Специальные пояснения

Для резервной ДЗ СОР с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов реактора применяется (минимально возможная) выдержка времени на срабатывание, в целях надежного обеспечения действия основных защит реактора (основная функция ДЗ СО, газовая и другие технологические защиты реактора, или отдельная ДЗО на стороне высоковольтных вводов реактора) без выдержки времени на отключение электрооборудования с одновременным пуском пожаротушения, пуском АПВ шин ВН или другими воздействиями противоаварийного управления, которые принципиально не могут осуществляться резервной ДЗ СОР, в силу функционального расширения зоны селективности действия этой защиты.

Б1.2.6 Дополнительное торможение

Для совмещенной функции ДЗ СО/ДЗО УШР в распределительных устройствах с большими сквозными токами при внешних повреждениях применимы указания п. **Б1.1.6** в части **дополнительного динамического**

торможения (см. выше) с учетом специфики устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6 («SIEMENS AG»):**

– Величина уставки дополнительного торможения по току должна находиться в диапазоне токов КЗ, при которых ожидается насыщение, или при которых ожидается возникновение апериодической составляющей с насыщением и значительным увеличением погрешности измерения ТТ. Для УШР, с учетом величины броска тока включения, эта величина может приниматься в пределах $2,0 \div 3,0$ о.е.

– Уставка по длительности дополнительного торможения дифзащиты определяется ожидаемым временем ликвидации внешнего КЗ (с величиной тока дополнительного торможения) или временем переходного процесса при включении УШР.

Б1.2.7 Контроль дифференциального тока

В соответствии с указанным выше в п. **Б1.1.7** функция контроля дифференциального тока для дифференциальной защиты реакторов не эффективна и расчет уставки для нее не рассматривается.

Б1.2.8 При определении необходимости использования промежуточных (разделительных) трансформаторов тока (ПТТ) с изменяемым $K_{ТТ}$ для понижения коэффициента трансформации основного измерительного ТТ выключателей ВН реактора, следует руководствоваться указанным выше в п. **Б1.1.8**.

Б1.2.9 Проверка чувствительности дифзащиты СОР с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов реактора осуществляется аналогично указанному выше в п. **Б1.9**.

Б1.3 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения)

Б1.3.1 Функция ДЗО ВН рассматривается применительно к УШР, присоединенному через два выключателя к шинам и/или к другому, смежному присоединению. Устройство МП РЗА, реализующее данную функцию, должно иметь не менее трех (по числу сторон присоединения ошиновки) отдельных групп трехфазных аналоговых входов для прямого измерения токов трех групп ТТ.

Б1.3.1.1 Если устройство используется в качестве защиты ошиновки, все токи должны быть (по возможности) приведены к номинальному току защищаемых шин.

Б1.3.1.2 Если трансформаторы тока, расположенные по сторонам защищаемого объекта, имеют различные первичные токи, то, как правило, внешних выравнивающих устройств не требуется, т.к. выравнивание (или приведение) токов осуществляется в устройстве с помощью расчетного алгоритма. Однако, в случае возникновения такой необходимости, следует руководствоваться указанным выше в п. **Б1.1.8**.

Б1.3.1.3 Поскольку на сторонах ошиновки могут использоваться трансформаторы тока с различными первичными номинальными токами, то в качестве номинального тока объекта (шин) I_{NObj} необходимо принять номинальный рабочий ток, который будет являться базовым для всех остальных токов. В устройстве МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG») уставки функций ДЗО определяются в относительных

величинах относительно базового тока защиты, в качестве которого (обычно) задается **максимальный номинальный первичный ток ТТ**.

При использовании в качестве ДЗО других устройств защиты (не имеющих указанного задаваемого параметра), могут применяться следующие допущения:

– Задание **единого задаваемого параметра для сторон (присоединений) ДЗО: полной номинальной мощности** ($S_{\text{БАЗ}}$ – для устройств МП РЗА серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»)), или **номинального тока** ($I_{\text{НОМ}}$ – для устройств МП РЗА серии **RET670** («ABB»)), соответствующего величине базового (номинального) тока защищаемого объекта (шины), относительно которой уставка по току срабатывания ДЗО (чувствительного органа) будет определена в требуемом диапазоне (актуально для верхнего порога чувствительности).

Исключение представляют устройства МП РЗА серий **T35/T60** («GE Multilin»), для которых (согласно п. **Б1.1.2.3**) за базовый ток защиты следует принимать первичный номинальный ток ТТ одной из сторон ДЗО, имеющий наименьшую относительную величину (к номинальному току данной стороны шин). В этом случае возможно вынужденное уменьшение уставки по току срабатывания ДЗО ниже расчетной величины (по условию отстройки от обрыва токовых цепей в максимальных нагрузочных режимах).

Б1.3.2 Для устройств ДЗО ВН УШР серий **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/AREVA), **T35/T60** («GE Multilin») и **RET670** («ABB») выбор уставки минимального тока срабатывания защиты основной (чувствительной) функции защиты рекомендуется осуществлять по условию отстройки от тока небаланса в реле при обрыве вторичных токовых цепей защиты в нагрузочном режиме:

$$87B(I - DIFF >) = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}, \quad (\text{Б1.39})$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ – максимальный длительно допустимый ток нагрузки присоединений ошиновки;

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

Уставка **I-DIFF** определяется в о.е. относительно номинального (или базового) тока защищаемого объекта $I_{\text{DIFF}} / I_{\text{NOBJ}}$ ($I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}}$), где:

- I_{NOBJ} – номинальный ток защищаемого объекта для устройств МП РЗА серий **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») и **RET670** («ABB») (определяемый выше см. п. **Б1.3.1.3**),
- $I_{\text{БАЗ}}$ – базовый ток для устройств МП РЗА серий **T35/T60** («GE Multilin») (определяемый выше см. пункты **Б1.1.2.4** и **Б1.3.1.3**)

Б1.3.3 Для устройств защиты **ШЭ2607 051 (ООО НПП «ЭКРА»)** начальный ток срабатывания ($I_{\text{ДО}}$) выбирается обычно максимальным и равным $I_{\text{ДО}} = 1,2 \cdot I_{\text{БАЗ}}$ (при условии, что чувствительность ДЗО к току повреждения достаточна). При этом обеспечивается отстройка ДЗО от обрыва цепей тока.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗО при условии обеспечения полной погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до $40 \cdot I_{\text{БАЗ}}$, что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтные ТТ.

Выравнивание токов присоединений

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На $W1 = 1$ виток обеспечивается диапазон токов $4 \div 16$ А, на $W1 = 4$ витка обеспечивается

диапазон токов $1 \div 4$ А, на $W1 = 16$ витков обеспечивается диапазон токов $0,25 \div 1$ А (диапазон токов $0,25 \div 1$ А для терминала **БЭ2704V051** не используется).

Расчет базисных токов присоединений ТТ производится в следующей последовательности:

1. Главные ТТ присоединений расположить в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2. При $I_{НОМ} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{БАЗ} = 1,001$;

3. При $I_{НОМ} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{БАЗ} = 5,000$;

4. Базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ($K_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{БАЗ2} = I_{БАЗ1} \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}},$$

где $I_{БАЗ1}$ – базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ $K_{ТТ2}$;

$I_{БАЗ2}$ – базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации главных ТТ $K_{ТТ1}$.

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений необходимо ввести в терминал с помощью программы или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов (согласно таблице выбора в Руководстве по эксплуатации).

Дифференциальный ток формируется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на входы реле ДЗО.

Тормозной ток определяется как полусумма модулей всех токов, поступающих на входы реле ДЗО.

Функция ДЗО устройства **МП РЗА серии ШЭ2607 051** имеет так называемый дифференциально-фазный орган, который является дополнительным, определяющим место нахождения КЗ: в зоне действия защиты (на ошиновке) или вне ее.

Определение зоны КЗ осуществляется по углу сдвига фаз между векторами токов, сформированных из токов присоединений. При КЗ на ошиновке угол между векторами токов близок к нулю. При внешних КЗ угол между векторами токов может составлять величину до 180° .

Примечания.

1. В целях повышения чувствительности защиты шин в качестве $I_{\text{МАКС. ДЛ.ДОП}}$ рекомендуется принять максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного присоединения, в данном случае, это может быть сквозной ток нагрузки смежных присоединений реактора. При затруднении в определении действительных токов нагрузки, следует принять максимальный номинальный первичный ток ТТ.

2. Отстройка по току от максимального тока небаланса в переходном режиме внешнего короткого замыкания, принципиально не требуется, т.к. для данной защиты используется функция торможения током повреждения для отстройки от возможных срабатываний при внешних КЗ.

3. Следует помнить, что при уставке по току срабатывания, меньшей максимального длительно допустимого тока нагрузки ошиновки возможно излишнее действие защиты при обрыве токовых цепей присоединений.

Б1.3.4 Расчет коэффициента торможения дифзащиты ошиновки ВН УШР (определение **первого наклона** характеристики срабатывания/торможения).

Расчет коэффициента торможения ДЗО $K_{\text{торм1}}$ выполняется в соответствии с рекомендациями, приведенными выше в п. **Б1.1.3**, с учетом требований п. **Б1.2.3**.

Таким образом, выбор уставки функции токового торможения ДЗО ВН УШР (**первый наклон** характеристики) осуществляется:

Б1.3.4.1 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.3**.

Б1.3.4.2 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.4**.

Б1.3.4.3 Для устройств ДЗО ВН УШР серий **T35/T60** («GE Multilin») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.5**.

Б1.3.4.4 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **RET670** («ABB») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.6**.

Б1.3.4.5 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **ШЭ2607 051** (ООО НПП «ЭКРА») уставка $K_{\text{ТОРМ}}$ может определяться в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.3.7**, в связи с тем, что функция ДЗО выполнена с торможением от арифметической полусуммы входных токов (т.е. расчетное выражение аналогично).

Тем не менее, ниже предлагаются следующие рекомендации изготовителя устройств ДЗО ВН УШР серии **ШЭ2607 051** (ООО НПП «ЭКРА»), очевидно предусматривающие возможность значительной степени насыщения ТТ ДЗО, с появлением погрешностей измерения тока, превышающих расчетные величины:

Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму ошиновки с учетом допустимой перегрузки (максимальной мощности или сквозному току $I_{СКВ.МАХ}$ через шины с учетом возможной перегрузки):

$$I_{ТО} \leq \frac{K_{ЗАП} \cdot I_{СКВ.МАХ}}{I_{БАЗ}}, \quad (Б1.40)$$

где $1,1 < K_{ЗАП} < 1,5$ – коэффициент запаса (перегрузки);

$I_{СКВ.МАХ}$ – максимальный сквозной ток нагрузки шин;

$I_{БАЗ}$ – базовый ток;

Коэффициент торможения ДЗО выбирается обычно максимальным и равным $K_T = 1,2$ о.е. (при условии, что чувствительность ДЗО к току КЗ достаточна).

Специальные пояснения

1. Приведенная выше величина $K_{ТОРМ1}$ для устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)** рассчитана по выражению (Б1.25) на основе методик, традиционно применявшихся ранее в практике эксплуатации, и в предположении использования достоверных технических данных ТТ и расчетных токов КЗ.

Однако, в подобных случаях (при получении расчетной величины $K_{ТОРМ} < 0,5$), пользователь вправе принять в качестве рабочей уставки, обеспечивающей граничное условие по чувствительности ДЗО ($K_{\psi}=2$), величину $K_{ТОРМ} = 0,5$, учитывая также рекомендации изготовителя МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)**, который гарантирует правильные действия функции дифзащиты ошиновки устройства **7UT6x** в режимах внешних КЗ при значениях $K_{ТОРМ} \geq 0,5$.

Примечание.

Указанная рекомендация ($K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$) в случаях, рассматриваемых ниже (см. п. **Б1.3.3.5**), может быть применена также и для устройств МП РЗА серий **T35/T60 («GE Multilin»)**, **MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)**, **RET670 («ABB»)** и **ШЭ2607 051 (ООО НПП «ЭКРА»)** (при необходимости).

2. Рекомендации настоящих Указаний по выбору коэффициента торможения дифзащиты основаны на предположении, что метод учета максимальной допустимой (или расчетной действительной) величины погрешности измерения трансформаторов тока, принятых для проектирования, является приоритетным и достаточным.

3. Однако Указания не исключают применения рекомендаций изготовителя по предварительному выбору параметров ТТ, который предусматривает обеспечение правильной работы ТТ только в течение времени, достаточного для действия алгоритма защиты, в соответствии с положениями, приведенными в [4, (Раздел 5 «Измерительные ТТ»)]. Указанная проверка рекомендуется в случаях применения в проекте трансформаторов тока, имеющих сравнительно небольшую мощность допустимой нагрузки и способность быстрого насыщения (вследствие небольшой величины коэффициента предельной кратности токов КЗ).

В основном, такой упрощенный способ выбора $K_{\text{ТОРМ}}$ рекомендуется западноевропейскими изготовителями микропроцессорных защит, как позволяющий значительно снизить стоимость применяемых ТТ. При этом предусматривается, что новые цифровые устройства дифзащиты должны иметь специальные характеристики и свойства, позволяющие избежать неправильных срабатываний, вследствие некорректного измерения токов указанными ТТ.

Б1.3.4.6 В случаях невозможности выполнения проверки ТТ на соответствие максимально допустимой погрешности измерения (не выше 10 %), или определения действительной величины погрешности из-за отсутствия

достоверных данных (необходимых для расчетов), для устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)**, в соответствии с рекомендацией изготовителя (и вследствие отсутствия альтернативных методик), следует задавать величину:

$$87B(K_{\text{ТОРМ1}}) \geq 0,5 \text{ (о.е.)}. \quad (\text{Б1.41})$$

Б1.3.5 Параметры дополнительной характеристики торможения (**второй наклон** характеристики).

Дополнительная характеристика (ветвь) предназначена для предотвращения действия защиты при больших токах внешнего повреждения, которые могут вызвать насыщение и увеличение погрешности измерения ТТ (> 10 %). В связи с использованием в расчете коэффициента торможения (**первый наклон** характеристики) действительной (расчетной) величины погрешности измерения ТТ при протекании максимального сквозного тока КЗ, для **второго наклона** характеристики торможения функции ДЗО ВН УШР, могут использоваться параметры, идентичные первому наклону характеристики, или (при невозможности) – параметры, обеспечивающие минимальное торможение.

Таким образом, выбор уставки функции токового торможения (**второй наклон** характеристики) осуществляется:

Б1.3.5.1 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)** – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.1**.

Б1.3.5.2 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.2**.

Б1.3.5.3 Для устройств ДЗО ВН УШР серий **T35/T60** («**GE Multilin**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.3**.

Б1.3.5.4 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **RET670** («**ABB**») – в соответствии с рекомендациями п. **Б1.1.4.4**.

Б1.3.5.5 Для устройств дифзащиты ДЗО ВН УШР серии **ШЭ2607 051** (**ООО НПП «ЭКРА»**), указанные параметры неактуальны (характеристика срабатывания дифзащиты имеет один общий наклон).

Б1.3.6 Дифференциальная отсечка

Для функции дифзащиты шин/ошиновки дополнительная пороговая величина **I-DIFF>> (I-DIFF>>>)** – дифференциальная отсечка, как правило, не определяется, ввиду практической невозможности выбора критерия срабатывания, т.к. данная функция предназначена для ликвидации КЗ с большими токами при повреждениях в защищаемой зоне элементов, обладающих значительным внутренним сопротивлением (например, трансформаторы), а ток срабатывания **I-DIFF>> (I-DIFF>>>)** должен превышать ток сквозного КЗ. В связи с вышеуказанным, дифференциальная отсечка для ДЗО не используется.

Б1.3.7 Дополнительное торможение

Для функции ДЗО распределительных устройств с большими сквозными токами при внешних повреждениях применимы указания п. **Б1.1.6** (см. выше) в части **дополнительного динамического торможения**, с учетом специфики устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x** («**SIEMENS AG**»):

– Уставка по току начала дополнительного торможения дифзащиты должна находиться в диапазоне токов КЗ, при которых ожидается насыщение и значительное увеличение погрешности ТТ.

– Уставка по длительности дополнительного торможения дифзащиты определяется ожидаемым временем ликвидации внешнего КЗ (с величиной тока дополнительного торможения).

Для выбора уставки 87В (**I-ADD ON STAB**) (I ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТОРМОЖЕНИЯ) может использоваться рекомендация изготовителя, согласно которой должно быть предотвращено срабатывание функции дополнительного торможения в максимальных нагрузочных режимах ошиновки.

$$I_{\text{НАГР.МАКС. ШИН}} = 1,2 \cdot \Sigma I_{\text{НАГР.МАКС. ПРИС}} \quad (\text{Б1.42})$$

где $\Sigma I_{\text{НАГР.МАКС. ПРИС}}$ – суммарный максимальный ток нагрузки присоединений данной ошиновки (должны рассматриваться максимальные нагрузочные режимы шин, включая ремонтные)

Уставка по току ввода дополнительного торможения определяется по выражению:

$$87\text{В(I- ADD ON STAB)} \geq 2 \cdot I_{\text{НАГР.МАКСШИН}} / I_{\text{NOBJ}} \text{ (о.е.)}. \quad (\text{Б1.43})$$

Уставка длительности дополнительного торможения (**T ADD ON-STAB**):

$$T_{\text{ДОП.ТОРМ}} \geq T_{\text{СЗ.ПРИС}} + T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}} \quad (\text{Б1.44})$$

где $T_{\text{СЗ.ПРИС}}$ – максимальная выдержка времени защиты присоединений шин на отключение внешнего КЗ с током, превышающим уставку 87В (**I-ADD ON STAB**), в периодах синусоидального тока (частотой 50Гц);

$T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}}$ – максимальное время отключения выключателя в периодах синусоидального тока.

Дополнительное торможение действует отдельно для каждой фазы, но при необходимости, можно ввести одновременную блокировку во всех трех фазах при срабатывании функции дополнительного торможения в любой из них (так называемая перекрестная блокировка).

Если необходимо блокировать действие дифзащиты во всех фазах, рекомендуется использовать уставку по длительности аналогичную, задаваемой для дополнительного торможения (рекомендуемую выше).

Б1.3.8 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения для функции ДЗО ВН УШР на примере устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)**

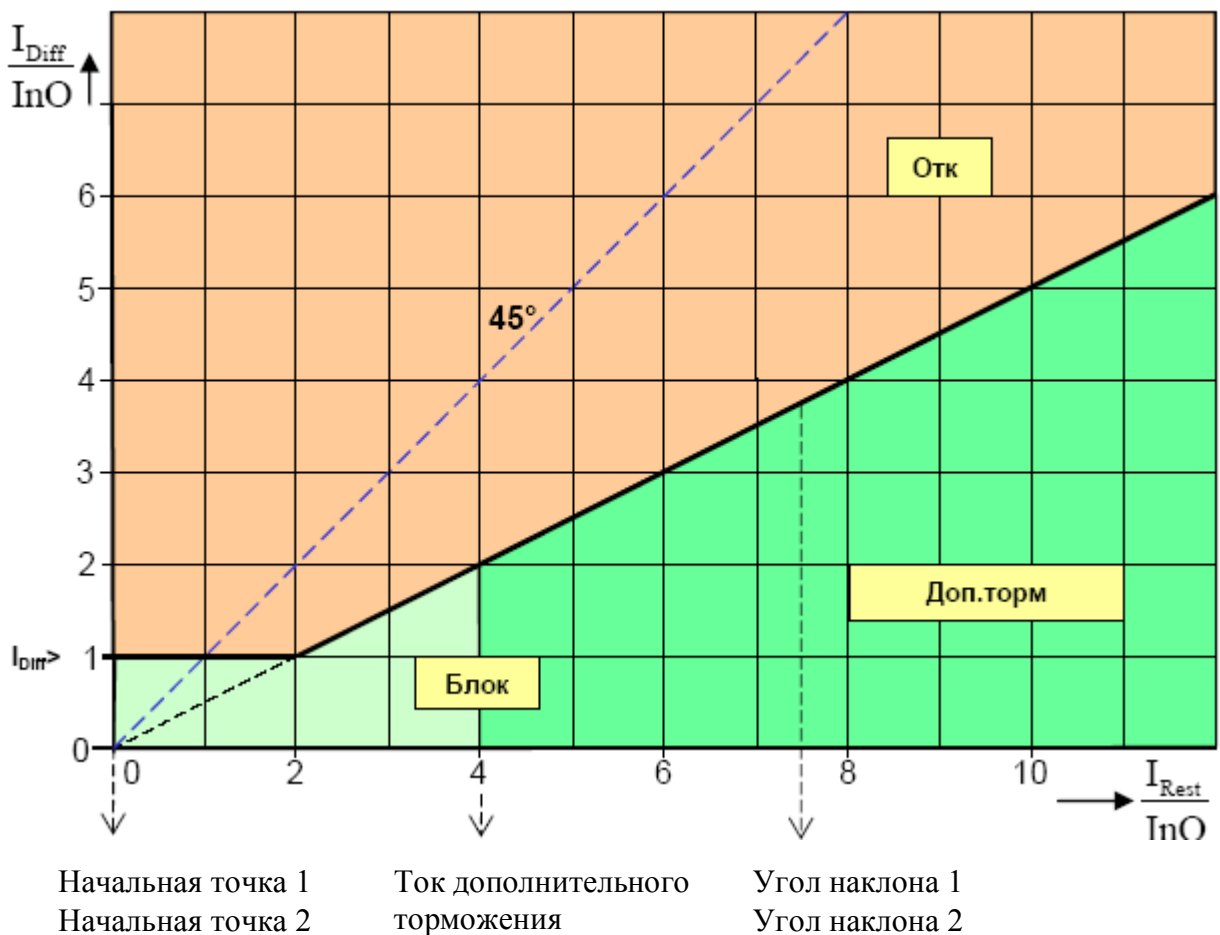


Рисунок Б7 – Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения для функции ДЗО

Характеристика отключения формируется двумя ветвями. Угол наклона первой ветви (Угол наклона 1), начальная точка (Начальная точка 1).

Эта ветвь покрывает основные погрешности трансформаторов тока пропорциональные току.

Вторая ветвь обеспечивает большее торможение в диапазоне больших токов, которые могут приводить к насыщению трансформаторов тока. Ее начальная точка (Начальная точка 2), угол наклона (Угол наклона 2). Эти уставки влияют на устойчивость действий защиты. Большой угол наклона приводит к большей устойчивости (загрублению защиты). Как указано выше, параметры второго наклонного участка характеристики торможения для ДЗО принимаются идентичными параметрам первого.

Б1.3.9 Контроль дифференциального тока в устройствах ДЗО ВН УШР серии SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)

Для дифзащиты шин (ошиновки), целесообразно использовать функцию непрерывного контроля дифференциального тока, которая реагирует на появление дифференциального тока в диапазоне рабочих нагрузочных токов, что означает повреждение во вторичных цепях трансформаторов тока.

Контроль дифференциального тока осуществляется в каждой фазе. Если в течение продолжительного времени измеряемый дифференциальный ток по величине сравним с токами нагрузки присоединений, фиксируется повреждение во вторичных токовых цепях защиты (короткое замыкание или обрыв). При этом, дифференциальная защита блокируется в соответствующей фазе с выдержкой времени и формируется сообщение об этом состоянии.

Б1.3.9.1 Величина тока срабатывания контроля (мониторинга) дифференциального тока должна быть ниже уставки срабатывания дифференциальной защиты ($I - DIFF >$); в противном случае невозможно будет определить разницу между эксплуатационными неисправностями ТТ, сопровождающимися исчезновением вторичных токов, и токами повреждения, обусловленными короткими замыканиями в защищаемом объекте.

Для устройств ДЗО ВН УШР серии SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG») уставка по току срабатывания функции контроля дифференциального тока принимается, как правило, ниже минимального номинального тока

присоединений шин, или (при технической невозможности) - минимальная по техническим параметрам реле:

$$87B(I - DIFF > MON) \leq I_{\text{МИН.НАГР}}, \quad (\text{Б1.45})$$

где $I_{\text{МИН.НАГР}}$ – минимальный рабочий ток нагрузки присоединений ошиновки.

Величина тока срабатывания приводится к номинальному току защищаемого объекта.

Так как функция контроля дифференциального тока реле 7UT6x имеет минимальный порог чувствительности $0,15 \cdot I_{\text{NOBJ}}$, а величина I_{NOBJ} принимается равной **максимальному первичному номинальному току ТТ (см. выше п. Б1.3.1.3)**, можно считать, что условие отстройки от возможных токов небаланса ТТ в нагрузочных режимах выполняется автоматически.

Б1.3.9.2 Выдержка времени контроля дифференциального тока обеспечивает не действие блокировки в условиях возникновения повреждения. Обычно выдержка времени составляет несколько секунд и определяется из опыта эксплуатации объекта стандартной величиной:

$$87B(TI - DIFF > MON.) = (1,0 \div 10,0) \text{ с.} \quad (\text{Б1.46})$$

Б1.3.10 Контроль тока отходящего фидера в устройствах ДЗО ВН УШР серии SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)

В устройствах МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)** существует дополнительная возможность контроля исправности токовых цепей в дифзащите ошиновки. Это, так называемый «контроль тока фидера», который осуществляет контроль (мониторинг) токов в каждой фазе каждой стороны измерения защищаемого объекта. Уставка срабатывания относится к индивидуальному рабочему току стороны каждого присоединения. Если

«контроль тока фидера» используется (то есть, уставка > 0), то обеспечивается дополнительное условие отключения, в соответствии с которым, команда на отключение осуществляется только в том случае, если хотя бы один из контролируемых токов присоединений превысил соответствующую (установленную) пороговую величину **87B (I> КОНТРОЛЬ ТОКА)**.

Уставка по току контроля должна быть менее величины тока одной (какой-либо) из питающих сторон (присоединений) шин, при токе КЗ, соответствующем минимальной чувствительности ДЗО, то есть:

$$87B(I > CURR.GUARD) \leq \frac{I - DIFF >}{n \cdot K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot \frac{I - DIFF >}{n}, \quad (\text{Б1.47})$$

где $I - DIFF >$ – уставка по минимальному току срабатывания ДЗО в соответствии с (Б3.1);

n – количество основных питающих присоединений ошиновки;

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

Уставка **I>CURR.GUARD** определяется относительно номинального тока данной стороны защищаемого объекта I_{NS} (о.е.)

Примечания.

1. I_{NS} – здесь и далее обозначает номинальный ток данной стороны защищаемого объекта (присоединения ошиновки).

2. Применение функции контроля тока отходящей линии не является обязательным и выполняется по требованиям эксплуатации.

Специальные пояснения

Применение дополнительной функции контроля обрыва провода токовых цепей каждого трехфазного измерительного входа (**Broken wire monitoring**), которая имеется в устройстве защиты 7UT6x («SIEMENS AG»), в общем случае не рекомендуется в связи с вероятностью ошибочного блокирования дифзащиты ошиновки при КЗ в защищаемой зоне при

отсутствии первичного тока ТТ в поврежденной фазе (фазах) на присоединениях, имеющих питание только со стороны защищаемого объекта (ошиновки).

Б1.3.11 Контроль исправности цепей измерений в устройствах ДЗО ВН УШР серии MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)

Повреждения во вторичных цепях ТТ могут быть распознаны с помощью функции контроля исправности цепей измерений устройства **P63x**.

Каждой контролируемой устройством **P63x** стороне защищаемого объекта жестко присвоена функция контроля исправности цепей измерений (КЦИ_1, КЦИ_2, КЦИ_3 или КЦИ_4).

В качестве критерия для контроля цепей измерений используется отношение тока обратной последовательности к току прямой последовательности. Контроль исправности цепей измерений срабатывает, если превышено заданное отношение I_2/I_1 и величина тока обратной или прямой последовательности превышает $0,02 \cdot I_{НОМ}$.

По истечении заданной задержки на срабатывание, выдается предупредительный сигнал (см. также п. **Б1.1.2.3**). Если уставка по **I-DIFF** ДЗО выбирается по условию отстройки от тока небаланса в реле при обрыве вторичных токовых цепей защиты в максимальном нагрузочном режиме любого присоединения ошиновки (как это указано в п. **Б1.3.2** выше), автоматическое увеличение порога срабатывания дифзащиты не требуется.

Б1.3.12 Контроль исправности цепей измерений в устройствах ДЗО ВН УШР серии RET670 («ABB»)

Использование контроля токовых цепей ДЗО серии **RET670** (уставки **tOCTAlarmDelay** - выдержка времени сигнала обнаружения разрыва контроля цепей ТТ, **tOCTResetDelay** – время возврата сигнала обнаружения разрыва контроля цепей ТТ, **tOCTUnrstDelay** – выдержка времени

блокировки дифференциальной отсечки после обнаружения разрыва контроля цепей ТТ) не рекомендуется по следующим причинам: функция не выявляет двухфазные и трехфазные обрывы цепей ТТ, а также неэффективно функционирует в режимах качаний на питающих ЛЭП.

Б1.3.13 Контроль исправности цепей измерений в устройствах ДЗО ВН УШР серии ШЭ2607 051 (ООО НПП «ЭКРА»)

Б1.3.13.1 В ДЗО предусмотрен контроль исправности цепей переменного тока. Реле тока обеспечивают контроль дифференциальных токов в фазах ДЗО. При обрыве токовой цепи присоединения баланс токов нарушается. Реле тока соответствующей фазы срабатывает и через логические цепи устройства обеспечивает сигнализацию поврежденной фазы. Кроме того осуществляется блокировка срабатывания ДЗО. Через программную накладку может быть введен подхват блокировки ДЗО при обрыве цепей переменного тока.

Б1.3.13.2 Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных ТТ и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{\text{CP}} = K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ}}}{K_{\text{ТА}}} \quad (\text{Б1.48})$$

где $I_{\text{НБ}} = K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ}}$;

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

$K_{\text{НБ}} = 0,03$ – коэффициент небаланса;

$I_{\text{НАГР.МАХ}}$ – первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки;

$K_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации главного трансформатора со стороны наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки.

Выдержка времени элемента задержки на срабатывание, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

– отстройки от наибольшего возможного времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений ошиновки и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока:

$$t_{\text{В}} = t_{\text{КАЧ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б1.49})$$

где $t_{\text{КАЧ}}$ – наибольшее возможное время качаний;

$t_{\text{ЗАП}} = 0,5 \text{ с}$ – время запаса;

– согласования с выдержкой времени, осуществляющей запоминание срабатывания ДЗО:

$$t_{\text{В}} = t_{\text{В.З}} + t_{\text{ЗАП}} \quad (\text{Б1.50})$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

Б1.3.14 Проверка чувствительности дифзащиты ошиновки ВН УШР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗО ВН определяется для чувствительного органа при металлическом КЗ на ошиновке ВН защищаемого УШР в расчетном режиме, обуславливающим минимальный ток КЗ, в следующем порядке:

Б1.3.14.1 Определяется величина тока торможения ($I_{\text{Т}}$), соответствующая минимальному дифференциальному току при металлическом КЗ в зоне действия ДЗО ВН УШР ($I_{\text{Д.МИН}}$).

Величина тока торможения I_T определяется по выражениям, соответствующим расчетному алгоритму, индивидуальному для каждого типа рассматриваемых устройств защиты, в том числе:

– Для устройств ДЗО ВН УШР серии **SIPROTEC 7UT6x** («**SIEMENS AG**»), по выражению:

$$I_T = \sum |I_{1-n}|,$$

где $|I_{1-n}|$ – модульные величины токов, протекающих по сторонам измерения ДЗО (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

– Для устройств ДЗО ВН УШР серий **MiCOM P63x** («**ALSTOM Grid**»/«**AREVA**») и ООО НПП «**ЭКРА**» **ШЭ2607 051**, по выражению:

$$I_T = 0,5 \cdot \sum |I_{1-n}|,$$

где $|I_{1-n}|$ – модульные величины токов, протекающих по сторонам измерения ДЗО (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

– Для устройств ДЗО ВН УШР серий **T35/T60** («**GE Multilin**») и **RET670** («**ABB**»), по выражению:

$$I_T = I_{\text{МАКС}},$$

где $I_{\text{МАКС}}$ – максимальный из токов, протекающих по сторонам измерения ДЗО (1-3) в рассматриваемом (минимальном) режиме КЗ.

Примечание. В целях упрощения расчета значений дифференциальных и тормозных токов дифзащиты, все величины токов, используемые в расчетных формулах настоящего раздела (выше и ниже), целесообразно указывать в

относительных величинах (приведенных к базовым или номинальным токам сторон дифзащиты).

Б1.3.14.2 В случае получения расчетного значения $I_T \leq I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (горизонтальный участок характеристики), для определения $K_{\text{ч}}$ используется следующее выражение:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}}} \geq 2. \quad (\text{Б1.51})$$

Б1.3.14.3 В случае получения расчетного значения $I_T > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (наклонный участок характеристики), для определения $K_{\text{ч}}$ используются следующие выражения:

Б1.3.14.3.1 Для устройств МП РЗА серий **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **T35/T60** («GE Multilin»), **RET670** («ABB») и **ШЭ2607 051** (ООО НПП «ЭКРА»):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_T \cdot K_{\text{ТОРМ}}} \geq 2. \quad (\text{Б1.52})$$

Б1.3.14.3.2 Для устройства серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_T - 0,5 \cdot I_{\text{СЗ.МИН}})} \geq 2, \quad (\text{Б1.53})$$

где $I_{\text{СЗ.МИН}}$ – минимальный ток срабатывания защиты (при отсутствии торможения) определяемый по (Б1.39);

$I_{\text{д.мин}}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне (см. выше);

I_{T} – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне (расчетные выражения I_{T} для рассматриваемых устройств защиты см. п. **Б1.3.14.1** выше);

$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ – расчетное значение тока начала торможения, соответствующее началу **первого наклона** характеристики, определяемое:

– Для устройств МП РЗА серий **SIPROTEC 7UT6x** («SIEMENS AG»), **T35/T60** («GE Multilin»), **RET670** («ABB»), в соответствии с (Б1.26);

– Для устройства серии **ШЭ2607 051** (ООО НПП «ЭКРА»), в соответствии с (Б1.26) или п. **Б1.3.4.5**.

Примечание. В последнем случае, для определения $K_{\text{ч}}$ устройства ДЗО **ШЭ2607 051**, вместо выражения (Б1.53) выше, используется выражение:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{сз.мин}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_{\text{T}} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ}})} \geq 2, \quad (\text{Б1.53a})$$

где $K_{\text{ТОРМ}}$ – коэффициент торможения, определяемый соответственно по (Б1.25), (Б1.29), (Б1.31), (Б1.41) или п. **Б1.3.4.5**.

Для устройства серии **MiCOM P63x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») в обоих рассматриваемых случаях $K_{\text{ч}}$ должен определяться по выражению (Б1.53), в связи с тем, что фактически выполняется только одно из расчетных условий: $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$.

Примечание. Из выражения (Б1.53) следует, что при токе торможения, превышающем значение $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ и равенстве расчетных токов $I_{\text{д.мин}} = I_{\text{T}}$, величина $K_{\text{ТОРМ}}$ является определяющей для чувствительности ДЗО (при

$K_{\text{ТОРМ}} \geq 0,5$, $K_{\text{ч}} \leq 2$), поэтому значения $K_{\text{ТОРМ}} \geq 0,5$ следует применять только в особых, обоснованных случаях.

Б1.4 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита (ПДЗ) сетевой обмотки реактора (СОР)

Примечание. Поперечная дифзащита применяется для УШР, отличительной особенностью которых является наличие встроенных ТТ в каждую из двух параллельных ветвей СОР со стороны его нейтрального ввода.

Б1.4.1 ПДЗ СОР с использованием функции МТЗ

Б1.4.1.1 Поперечная дифзащита СОР представляет собой одно/двух ступенчатую (по току и времени срабатывания) фазную максимальную токовую защиту с измерением системы трехфазного тока. Защита реагирует на дифференциальные токи фаз А/В/С, каждый из которых формируется двумя ТТ, установленными в цепи обеих секций расщепленной обмотки соответствующей фазы СО реактора на стороне нейтрали и включенными в противофазе.

В нормальном режиме и режиме внешних КЗ токи в параллельных ветвях обмотки реактора практически одинаковы, а при повреждениях одной из ветвей это равенство нарушается, появляется ток небаланса, вызывающий срабатывание защиты в поврежденной фазе.

При реализации ПДЗ СОР с использованием функции максимальной токовой защиты могут использоваться две отдельные ступени функции фазной МТЗ с независимыми выдержками времени (НВВ) ($I \gg$) и ($I >$), либо (предпочтительный вариант) одна общая ступень защиты ($I >$) с двумя уставками:

- чувствительная, для нормального нагрузочного режима;
- грубая, для режима динамического пуска, с отстройкой от небаланса при броске тока включения реактора (см. ниже).

Б1.4.1.2 Ток срабатывания отдельной **быстродействующей (грубой) ступени ПДЗ СОР или уставки ПДЗ СОР для режима включения реактора**, выбирается согласно методике, приведенной в [2], по условию отстройки от тока небаланса в режиме протекания через реактор токов включения (как правило содержащих наибольшие значения аperiодических составляющих), не превышающих $2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$:

$$\begin{aligned}
 50 - 2(I \gg) &= I_{\text{СЗ1}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot (I'_{\text{НБ.МАКС.РА СЧ}} + I''_{\text{НБ.МАКС.РА СЧ}}) = \\
 &= K_{\text{ОТС}} \cdot (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + K_{\text{НБ}}) \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = \quad , \quad (\text{Б1.54}) \\
 &= 1,5 \cdot (0,5 \cdot 2 \cdot 0,05 + 0,1) \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \approx 0,23 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}
 \end{aligned}$$

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{\text{ПЕР}} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;

$\varepsilon \leq 0,05$ – **относительная полная** погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{НБ}}$ – составляющая (коэффициент) относительного тока небаланса, обусловленная неравенством первичных токов в параллельных ветвях расщепленной фазы СОР величиной до 10 % (уточняется в процессе наладки или эксплуатации защиты);

$0,5 \cdot 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ – ток в одной из параллельных ветвей СОР в рассматриваемом режиме.

Выдержка времени срабатывания **отдельной быстродействующей (грубой) ступени ПДЗ СОР или уставки ПДЗ СОР для режима включения реактора**, с действием на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 2(T) = (0 \div 0,1) \text{ с.} \quad (\text{Б1.55})$$

Б1.4.1.3 Ток срабатывания **отдельной чувствительной ступени ПДЗ СОП** или **уставки ПДЗ СОП** для **нормального режима работы реактора** выбирается по условию отстройки от тока небаланса в режиме максимальной перегрузки реактора, или внешнего КЗ (определяющее условие):

$$\begin{aligned}
 50 - 1(I >) = I_{\text{СЗ2}} &\geq K_{\text{ОТС}} \cdot (I'_{\text{НБ.МАКС.РАСЧ}} + I''_{\text{НБ.МАКС.РАСЧ}}) = \\
 &= K_{\text{ОТС}} \cdot (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + K_{\text{НБ}}) \cdot 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \cdot 1/U_{\text{К}} = \quad , \quad (\text{Б1.56}) \\
 &= 1,5 \cdot (0,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1) \cdot 0,5 \cdot (1,67 \div 2) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \approx (0,16 \div 0,19) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} ,
 \end{aligned}$$

где $0,5 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \cdot 1/U_{\text{К}}$ – ток в одной из параллельных $U_{\text{КЗ}}$ ветвей СОП в режиме внешнего КЗ (превышающий допустимый ток перегрузки УШР); $U_{\text{К}} = 0,5 \div 0,6$ – напряжение короткого замыкания УШР (о.е.).

Остальные коэффициенты соответствуют указанным коэффициентам в предыдущем пункте (кроме значения $K_{\text{ПЕР}}$, которое принимается равным 1,0).

Выдержка времени **отдельной чувствительной ступени ПДЗ СОП**, необходимая для отстройки от переходных режимов в сети ВН и реакторе, с действием на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1(T) = 0,5 \text{ с.} \quad (\text{Б1.57})$$

Выдержка времени **уставки ПДЗ СОП** для **нормального режима работы реактора** с действием на отключение и пуск УРОВ УШР принимается в соответствии с выражением (Б1.55).

Специальные пояснения

1. В случае возможности эффективного применения функции торможения (блокирование действия) при броске тока намагничивания (по наличию 2-й гармонической составляющей тока включения) для чувствительной ступени ПДЗ СОП, выдержка времени ее срабатывания на отключение может быть оптимально снижена до величины:
 $50 - 1(T) = 0,1 \div 0,2 \text{ с.}$

Ввод и задание уставок для функции блокирования при броске тока фазной МТЗ приведены ниже в п. Б1.5.3.

2. Предпочтительным (рекомендуемым) вариантом реализации ПДЗ СОР является применение **единой (общей) уставки МТЗ**, использующей функцию **динамической коррекции уставок при холодном пуске**.

Особенно актуальным указанное исполнение защиты представляется для УШР, имеющих небольшое содержание высших гармонических составляющих в токе включения (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования).

Таким образом, вместо торможения (блокирования) функции МТЗ (ПДЗ СОР) по 2-й гармонике (которое может оказаться неэффективным), должна применяться **функция динамической коррекции уставок при холодном пуске единой ступени МТЗ (ПДЗ СОР)**: автоматическое увеличение тока срабатывания, вводимое с заданной выдержкой времени после отключения выключателя УШР на заданное время (продление действия) после его включения под напряжение.

По истечении времени продления действия **функции динамической коррекции уставок** производится возврат штатных уставок ПДЗ СОР по току срабатывания (заданных для нормального режима работы).

Уставка по току срабатывания ПДЗ СОР в режиме действия **функции динамической коррекции уставок** должна выбираться по условию отстройки от максимальных токов **небаланса** переходного процесса включения УШР под напряжение (бросок тока включения).

Время продления действия **функции динамической коррекции уставок** должно превышать (с запасом) длительность указанного переходного процесса включения (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования).

Выбор параметров срабатывания **функции динамической коррекции уставок** см. ниже п. Б1.4.1.4.

3. Как указывалось выше, составляющая тока небаланса $K_{\text{НБ}} = 0,1$, обусловленная неравенством токов в параллельных ветвях СОР может быть уточнена (измерена) в процессе наладки или эксплуатации защиты. В случае получения действительных значений, меньших чем 0,1, уставки ПДЗ СОР по току срабатывания, согласно выражений (Б1.54) и (Б1.56), могут быть существенно понижены, при соответствующем повышении чувствительности защиты.

Примечания.

1. Для целей реализации ПДЗ СОР с использованием функции МТЗ рассматриваются следующие устройства МП РЗА:

- **SIPROTEC 7SJ61x («SIEMENS AG»);**
- **SIPROTEC 7UT63x («SIEMENS AG»)** (функция МТЗ/ПДЗ СОР параметризуется на отдельной группе измерительных токовых входов);
- **MiCOM P14x («ALSTOM Grid»/«AREVA»);**
- **F35/F60 («GE Multilin»);**

REF 615 («ABB»); Устройства **ООО НПП «ЭКРА»** для целей реализации функции ПДЗ СОР с использованием функции МТЗ не рассматриваются, т.к. имеют специализированные устройства (шкафы) защиты указанного функционального назначения, использующие принцип дифференциальной токовой защиты (см. далее, п. **Б1.4.2**).

Функциональные особенности функции динамической коррекции уставок при холодном пуске указанных устройств защиты (для предпочтительного варианта исполнения ПДЗ СОР) детально рассматриваются ниже в разделе Б1.7 (МТЗ на стороне высоковольтных вводов реактора) в **пунктах Б1.7.3.1-Б1.7.3.5**.

2. Значения уставок максимальных токовых защит по току срабатывания (здесь и далее) рассчитываются и задаются для устройств МП РЗА:

– **SIPROTEC 7SJ61x/7UT63x («SIEMENS AG»)** – как правило, в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра;

– **MiCOM P14x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** – в относительных единицах от величины номинального тока устройства (о.е.);

– **F35/F60 («GE Multilin»)** – в относительных единицах от базовой величины, которой является **первичный (или вторичный) ток ТТ**, используемых защитой (о.е.);

– **REF 615 («ABB»)** – в относительных единицах от величины номинального тока устройства (о.е.).

3. Значения уставок защит по напряжению срабатывания (здесь и далее) рассчитываются и задаются для устройств МП РЗА:

– **SIPROTEC 7SJ61x/7UT63x («SIEMENS AG»)**, **MiCOM P14x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** – как правило, в именованных единицах, приведенных для **вторичной величины** расчетного параметра;

– **F35/F60 («GE Multilin»)** – в относительных единицах от базовой величины, которой является **первичное (или соответствующее вторичное) напряжение сети** (о.е.);

– **REF 615 («ABB»)** – относительно номинального вторичного напряжения устройства 100В.

Б1.4.1.4 Реализация ПДЗ СОР с использованием единой ступени МТЗ и функции динамической коррекции уставок при холодном пуске (предпочтительный вариант)

С помощью функции динамической коррекции уставок холодного пуска могут быть автоматически увеличены значения срабатывания (по току и времени) ступеней МТЗ при подаче питающего напряжения присоединения (после его отключения) в случаях предполагаемого значительного возрастания потребления мощности (при возникновении

пускового тока) по сравнению с нормальным режимом работы. Если при включении защищаемого присоединения используется динамическое увеличение уставок тока срабатывания и соответствующих выдержек времени МТЗ, то в нормальном режиме работы присоединения могут применяться уставки по току и времени срабатывания без учета возможных (максимальных) пусковых токов включения.

Существует два способа определения отключенного состояния защищаемого объекта, используемые устройством защиты:

– С помощью блок-контактов выключателя, подключенных к дискретным входам устройства защиты.

– С помощью задания порогового значения контроля протекания тока для определения отключения питания объекта.

Может быть выбран один из этих критериев для фазной МТЗ. Для рассматриваемой в настоящем разделе ПДЗ СОП, актуальным может быть только **первый способ**, т.к. в нормальном нагрузочном режиме работы реактора ток в измерительной дифференциальной цепи защиты близок к нулю (протекает только ток небаланса небольшой величины), то есть, критерий проверки включенного состояния выключателя по току не выполняется.

Если устройство фиксирует, что защищаемый объект отключен, то после истечения заданной выдержки времени **ВремяОтклВыкл(Сост)** активируются альтернативные (увеличенные) значения срабатывания ступеней МТЗ.

Когда защищаемый объект включается (то есть, устройство получает через дискретный вход информацию о том, что соответствующий выключатель включен), запускается время действия **ВремяДейстДин**. После того, как время действия истекло, значения срабатывания ступеней МТЗ возвращаются к нормальным значениям.

Б1.4.1.4.1 Уставка по току срабатывания **функции динамической коррекции уставок** защиты должна выбираться по условию отстройки от максимальных токов **небаланса** переходного процесса включения УШР под напряжение (бросок тока включения), то есть, в соответствии с выражением (Б1.54).

Таким образом, в случаях использования **функции динамической коррекции уставок**, достаточно использование единой (общей) ступени ПДЗ СОР (МТЗ) с уставками по току и времени срабатывания, определяемыми:

– для нормального (длительного) режима работы реактора – в соответствии с выражениями (Б1.56) и (Б1.55);

– для условий включения реактора – в соответствии с выражениями (Б1.54) и (Б1.55).

Б1.4.1.4.2 Предполагается, что выдержки времени **функции динамической коррекции уставок** определяются на основании нагрузочных характеристик защищаемого объекта и должны быть выставлены достаточными, что перекрыть кратковременные перегрузки в условиях холодного пуска.

Исходя из условий процесса включения реактора, выдержку времени продления действия **функции динамической коррекции уставок (ВремяДейстДин)** рекомендуется принимать больше (с запасом) длительности возможного переходного процесса (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования).

Б1.4.2 ПДЗ СОР с использованием функции дифзащиты (с токовым торможением)

Б1.4.2.1 Для реализации функции ПДЗ СОР (в одном или двух комплектах), использующей характеристику токовой стабилизации

(торможения), в случаях необходимости повышения чувствительности указанной защиты, например, при существовании значительных токов небаланса, обусловленных неравенством сопротивления параллельных ветвей расщепленной фазы обмотки реактора, может быть рекомендовано применение функции дифференциальной токовой защиты. При указанном исполнении защиты, к каждой группе измерительных входов трехфазного тока подключается трехфазная группа ТТ, соединенных по схеме «звезда с нулем», которые установлены в **одноименных** ветвях каждой расщепленной фазы обмотки реактора, и имеют одинаковую полярность и чередование фаз. Таким образом в защите производится сравнение встречно направленных токов двух ветвей в каждой фазе реактора.

Дифференциальный ток в измерительном контуре реле «фаза-ноль» появится в том случае, если в параллельных ветвях отдельной фазы обмотки реактора возникнет разность токов, вызванная повреждением одной из ветвей в данной фазе.

Б1.4.2.2 Выбор начального тока срабатывания основной характеристики поперечной дифзащиты СОР

С учетом отстройки срабатывания дифзащиты от сквозного тока при включении (или при восстановлении напряжения после отключения КЗ) реактора с помощью токового торможения, рекомендуется следующая уставка минимального тока срабатывания основной функции дифзащиты, обеспечивающая отстройку от тока небаланса реле в нормальном (нагрузочном) режиме работы реактора, вызванного погрешностью измерения ТТ, терминала защиты и неравенством сопротивлений ветвей расщепленных фаз реактора:

$$87R(I - DIFF \gg) \geq K_{\text{ОТСТР}} \cdot (I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}} + K_{\text{НБ}} \cdot 0,5 \cdot I_{\text{NOBJ}}), \quad (\text{Б1.58})$$

где $I_{\text{НБ.ТОРМ.НА Ч}} = (K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot 0,5 \cdot I_{\text{NOBJ}}$ – ток небаланса в режиме до начала торможения;

$K_{\text{НБ}} = 0,1$ – составляющая (коэффициент) относительного тока небаланса, обусловленная неравенством первичных токов в параллельных ветвях расщепленной фазы обмотки реактора величиной до 10 % (уточняется в процессе наладки или эксплуатации защиты);

I_{NOBJ} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора); множитель 0,5 определяет расчетный ток в одной параллельной ветви расщепленной фазы реактора;

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ, установленных в ветвях фазы реактора);

$\varepsilon = 0,05$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

$\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала

В соответствии с параметрами, определенными выше, можно упростить выражение (Б1.58):

$$87R(I - DIFF >) \geq 1,5 \cdot (0,5 \cdot 0,05 + 0,05 + 0,1) \cdot 0,5 \cdot I_{\text{NOBJ}} = 0,13 \cdot I_{\text{NOBJ}}.$$

Уставка $I - DIFF >$ – это пороговая величина срабатывания по дифференциальному току, который является полным током повреждения защищаемого объекта.

Примечания.

1. Уставка ПДЗ СОР применяемых устройств защиты по току срабатывания $I_{\text{diff}} >$, определяется в относительных единицах, аналогично

указанному в пунктах **Б1.1.2.2-Б1.1.2.6** для уставки основной функции продольной дифзащиты реактора (**Idiff**>).

2. Для целей реализации ПДЗ СОР с использованием функции дифференциальной токовой защиты (с токовым торможением) рассматриваются следующие устройства МП РЗА:

- **SIPROTEC 7UT612 («SIEMENS AG»);**
- **MiCOM P631 («ALSTOM Grid» /«AREVA»);**
- **T35 («GE Multilin»);**
- **RET 670 («ABB»);**
- **ШЭ2607 049/ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»).**

Специальные пояснения

1. Как указывалось выше, составляющая тока небаланса $K_{\text{НБ}} = 0,1$, обусловленная неравенством токов в параллельных ветвях обмотки реактора может быть уточнена (измерена) в процессе наладки или эксплуатации защиты. В случае получения действительных значений, меньших чем 0,1, уставка ПДЗ СОР по току срабатывания, согласно выражения (Б1.58) может быть существенно понижена, при соответствующем повышении чувствительности защиты.

2. Существует также другая дополнительная возможность повышения чувствительности ПДЗ СОР, с использованием функции дифзащиты:

- за счет уменьшения расчетного тока небаланса в реле, посредством ввода уставки первичного номинального тока одной или обеих сторон дифзащиты, имеющей отклонение от номинального (действительного) значения, которое позволит максимально выровнять расчетные вторичные токи обеих ветвей в каждой фазе реактора.

Указанная задача может быть решена при условии получения достоверных данных измерения токов в каждой ветви всех фаз реактора в его нагрузочном режиме, имеющих стабильный характер в течение достаточно продолжительного времени.

По результатам указанных измерений могут быть рассчитаны усредненные величины вводимых параметров первичного номинального тока сторон дифзащиты (несколько отличные от паспортного значения $I_{ном.перв.}$ установленных ТТ ПДЗ СОР), позволяющие в расчетном выражении (Б1.58) применить расчетное усредненное значение $K_{НБ}$, меньшее действительной измеренной величины небаланса, что обеспечит более низкую уставку по току срабатывания ПДЗ СОР.

Б1.4.2.3 Порядок расчета коэффициента торможения $K_{ТОРМ(1)}$ поперечной дифзащиты реактора и других параметров ПДЗ СОР.

В отношении расчета прочих параметров ПДЗ СОР, с использованием устройства дифзащиты, справедливы все методические указания и расчетные выражения, приведенные в разделе 1, пункты **Б1.1.3÷Б1.1.7**, за исключением п. **Б1.1.5** (Дифференциальная отсечка), применение которой нецелесообразно в связи малой вероятностью протекания в ПДЗ СОР токов повреждения большой величины.

При этом, необходимо учитывать, что в качестве расчетной величины I_{NObj} при определении параметров ПДЗ СОР, следует принимать $0,5 \cdot I_{NObj.РЕАКТОРА}$ – 50% от номинального тока реактора, как это показано выше, в расчете тока срабатывания ПДЗ СОР по выражению (Б1.58).

Б1.4.2.4 Функция ПДЗ СОР в устройствах **ШЭ2607 049/ ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)**, использующая принцип продольной дифзащиты, является **узко специализированной защитой** и имеет следующие особенности:

– Защитой используется два входа для подключения к двум трехфазным группам трансформаторов.

– Защита реагирует на разность токов в параллельных обмотках сторон НВ1 и НВ2 каждой фазы СОР.

– В защите предусмотрена возможность выравнивания различия токов в параллельных ветвях СОР в пределах $\pm 10\%$ от базисного тока стороны ($I_{\text{БАЗ.СОР}}$) для уменьшения небаланса.

ПДЗ СОР выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от суммы токов сторон нейтрали СОР НВ1 и НВ2:

$$I_{\text{Т}} = \left| \frac{\underline{I}_{\text{НВ1}}}{I_{\text{БАЗ.НВ1}}} + \frac{\underline{I}_{\text{НВ2}}}{I_{\text{БАЗ.НВ2}}} \right|;$$

$$I_{\text{Д}} = \left| \frac{\underline{I}_{\text{НВ1}}}{I_{\text{БАЗ.НВ1}}} - \frac{\underline{I}_{\text{НВ2}}}{I_{\text{БАЗ.НВ2}}} \right|;$$

где $I_{\text{Т}}$ – тормозной ток, о.е.;

$I_{\text{Д}}$ – дифференциальный ток, о.е.;

$\underline{I}_{\text{НВ1}}$ – ток стороны НВ1, А;

$\underline{I}_{\text{НВ2}}$ – ток стороны НВ2, А;

$I_{\text{БАЗ.НВ1(2)}}$ – значения базисных токов сторон нейтрали НВ1 и НВ2 определенных по выражению (Б1.15) выше.

Характеристика срабатывания ПДЗ СОР состоит из горизонтального, наклонного и вертикального участков, соединенных плавным переходами:

$$\text{при } 0 \leq I_{\text{Т}} \leq I_{\text{Т0}} \quad I_{\text{СР}} = I_{\text{Д0}};$$

$$\text{при } I_{\text{Т0}} < I_{\text{Т}} < I_{\text{ТБЛ}} \quad I_{\text{СР}} = I_{\text{Д0}} + K_{\text{Т}} \cdot (I_{\text{Т}} - I_{\text{Т0}});$$

$$\text{при } I_{\text{Т}} \geq I_{\text{ТБЛ}} \quad I_{\text{СР}} = \infty \text{ (поперечная ДЗ блокируется),}$$

где $I_{\text{СР}}$ – ток срабатывания чувствительного реле;

$I_{\text{Д0}}$ – начальный ток срабатывания;

$I_{\text{Т}}$ – тормозной ток;

I_{T0} – длина горизонтального участка тормозной характеристики;

K_T – коэффициент торможения.

Уставка по току срабатывания ПДЗ СОР I_{C3} , определяется в соответствии с (Б1.58) п. Б1.4.2.2, выше.

Уставка по длине горизонтального участка (I_{T0}) характеристики срабатывания ПДЗ СОР равна уставке по длине горизонтального участка (I_{T0}) характеристики срабатывания продольной ДЗ СОР.



$I_{Д0}$ – ток срабатывания ПДЗ СОР;

I_{T0} – ток начала торможения ПДЗ СОР;

$K_T = \operatorname{tg} \alpha$ – коэффициент торможения ПДЗ СОР;

$I_{Т.БЛ}$ – ток торможения блокировки ПДЗ СОР.

Рисунок Б8 – Характеристика срабатывания ПДЗ СОР серий ШЭ2607 049/ШЭ2710 541

Уставка по коэффициенту торможения ПДЗ СОР равна уставке по коэффициенту торможения продольной ДЗ СОР.

Ток торможения блокировки ПДЗ СОР для отстройки от тока небаланса ПДЗ СОР в режиме включения УШР. Уставка по току торможения блокировки ПДЗ СОР определяется (типичное значение уставки) согласно:

$$I_{Т.БЛ} = 1,5 \cdot I_{T0}. \quad (\text{Б1.59})$$

Б1.4.3 ПДЗ СОР с использованием дифференциального трансформатора тока типа ДТФ-35 и функции МТЗ

Б1.4.3.1 В случаях применения для реализации ПДЗ СОР высокоточного ТТ типа ДТФ-35, имеющего две параллельные секции первичной обмотки, подключаемые в каждой ветви расщепленной фазы на стороне нейтрали реактора, и единую вторичную измерительную обмотку (3 керна) с классом точности **0,5P**, для расчетов параметров настройки (уставок) МП РЗА применимы все методические указания и расчетные выражения раздела **п. 1.4.1**, с учетом использования в расчетных выражениях (Б1.54) и (Б1.56) значения погрешности измерения ТТ $\varepsilon = 0,005$ (вместо 0,05), что, в ряде случаев, может существенно понизить уставки ступеней ПДЗ СОР (МТЗ) по току срабатывания, при соответствующем повышении чувствительности защиты.

Примечания.

1. Для целей реализации ПДЗ СОР с использованием ДТФ и функции МТЗ рассматриваются устройства МП РЗА:

- **SIPROTEC 7SJ61x («SIEMENS AG»);**
 - **SIPROTEC 7UT63x («SIEMENS AG»)** (функция МТЗ/ПДЗ СОР параметризуется на отдельной группе измерительных токовых входов);
 - **MiCOM P14x («ALSTOM Grid»/AREVA);**
 - **F35/F60 («GE Multilin»);**
 - **REF 615 («ABB»);**
 - **ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)**
- (с учетом особенностей, рассматриваемых ниже).

Б1.4.3.2 Функция ПДЗ СОР в устройствах **ШЭ2710 541 (ООО НПП «ЭКРА»)**, использующая принцип МТЗ (с токовым торможением), является **узко специализированной защитой** и имеет следующие особенности.

Поперечная дифференциальная токовая защита используется в качестве защиты СОР от повреждений на стороне нейтрали и витковых замыканий, выполняется пофазной и подключается к дифференциальному ТТ типа ДТФ, устанавливаемого в каждую фазу СОР.

Защита реагирует на токи измеряемые ДТФ и группой ТТ, установленных в полуветвях СОР на стороне нейтрали и соединенных в каждой фазе параллельно, а в трех фазах - по схеме «звезда с нулем».

При этом, токи определяющие срабатывание (торможение) ПДЗ СОР с ДТФ определяются следующим образом:

– дифференциальный ток: $I_{\text{дифф}} = I_{\text{ДТФ}}$;

– тормозной ток ПДЗ СОР с ДТФ: $I_{\text{ТОРМ}} = I_{\text{НВ}}$;

где $I_{\text{ДТФ}}$ – дифференциальный вторичный ток ДТФ;

$I_{\text{НВ}}$ – вторичный ток ТТ на стороне нейтрали СОР.

ПДЗ СОР имеет характеристику срабатывания, аналогичную приведенной на рисунке Б8 (выше), которая имеет:

– горизонтальный участок, определяемый уставкой тока начала торможения;

– наклонный участок, определяемый уставкой коэффициента торможения;

– вертикальный участок, определяемый уставкой тока торможения блокировки.

Ток торможения блокировки устанавливает предел срабатывания ПДЗ СОР. Если дифференциальный ток ДТФ превышает значение тока торможения блокировки, то это означает появление внешнего КЗ с большим током, при этом ПДЗ СОР блокируется.

Уставка срабатывания максимального токового измерительного органа ПДЗ СОР $I_{СЗ}$, определяется в соответствии с п. **Б1.4.3.1**, выше.

Уставка по длине горизонтального участка ($I_{Т.0}$) характеристики срабатывания поперечной ПДЗ СОР равна уставке по длине горизонтального участка ($I_{Т.0}$) характеристики срабатывания продольной ДЗ СОР.

Уставка по коэффициенту торможения поперечной ПДЗ СОР равна уставке по коэффициенту торможения продольной ДЗ СОР.

Уставка по току торможения блокировки ПДЗ СОР определяется в соответствии с выражением (Б1.59) выше.

Б1.5 ANSI 50N, 51N. Токовая защита нулевой последовательности сетевой обмотки реактора (ТЗНП СОР)

Примечание. Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ на землю в СОР и реализована двумя отдельными функциями.

Б1.5.1 Первая отдельная функция защиты может использовать прямое измерение тока в нулевом проводе ТТ, встроенных в высоковольтный ввод сетевой обмотки реактора.

Б1.5.1.1 Ток срабатывания ТЗНП на стороне высоковольтных вводов СОР выбирается по условию отстройки от максимального тока в нулевом проводе ТТ при включении реактора под напряжение и в возможных неполнофазных режимах работы шин, или при включении реактора под напряжение и в цикле ОАПВ линии, к которым подключен реактор.

$$\begin{aligned} 50N - 1(I >) &= I_{СЗ} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{П} \cdot I_{НОМ.Р} = \\ &= 1,3 \cdot 1 \cdot (1,5 \div 2) \cdot I_{НОМ.Р} = (2 \div 2,6) \cdot I_{НОМ.Р}, \end{aligned} \quad (Б1.60)$$

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

$K_{\text{пер}} = 1$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;

$K_{\text{п}} = 1,5 \div 2$ – коэффициент допустимой перегрузки СО реактора (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования);

$I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток реактора.

В связи с тем, что УШР одновременно является понижающим трансформатором и его сопротивление короткого замыкания отличается от сопротивления СОР номинального нагрузочного режима в меньшую сторону (соответственно величине $U_{\text{кз.вн-нн}}$ УШР), для ТЗНП дополнительно проверяется условие отстройки тока срабатывания от максимального тока нулевой последовательности, протекающего в нейтрали СОР при близких внешних КЗ на землю на шинах или в сети ВН присоединенных смежных линий (который может превышать указанный выше ток несимметрии в нагрузочных режимах), по следующему выражению:

$$50N - 1(I >) = I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{\text{0макс.н}}, \quad (\text{Б1.60a})$$

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

$3I_{\text{0макс.н}}$ – максимальный ток нулевой последовательности в нейтрали СОР при близких внешних КЗ на землю.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50N - 1(T) = 0,3 \div 0,4 \text{ с.} \quad (\text{Б1.61})$$

Дополнительная ступень (ступени) ТЗНП на стороне высоковольтных вводов СОР $50N - 2(I \gg)$ может использоваться, с идентичной уставкой по току срабатывания и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия $50N - 2(T)$ для отключения смежных присоединений реактора (линия, шины).

Специальные пояснения

В расчетах уставки по току срабатывания ТЗНП ВН СОР выше, используется методика приведенная в [2]. При этом, предполагается, что условия выбора уставки ТЗНП ВН СОР обеспечивают надежную степень отстройки от максимальных токов нулевой последовательности, протекающих в защите при включении реактора под напряжение, в циклах ОАПВ линий при близких внешних КЗ на землю на шинах или в сети ВН присоединенных смежных линий, когда напряжение в поврежденной фазе (фазах) близко к нулю, а в неповрежденных – близко к номинальному значению, или несколько превышает его с учетом возможных перенапряжений в сети ВН. При этом также автоматически реализуется согласование по току срабатывания с первыми ступенями защит от КЗ на землю указанных линий.

Т.о., защита может считаться селективной при минимальной выдержке времени ее срабатывания, необходимой для отстройки от кратковременных переходных процессов в сети, а также для обеспечения селективного действия основных защит реактора, или быстродействующих ступеней защит (противоаварийной автоматики) от повышения напряжения (на отключение линий в сети 500 кВ или выше), которые должны опережать вероятное отключение неповрежденного реактора в условиях асимметричного повышения напряжения в сети ВН.

Б1.5.1.2 Проверка чувствительности ТЗНП ВН СОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗНП на стороне высоковольтных вводов СОР определяется при металлических КЗ на землю по выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_{0.3} / I_{\text{СЗ}} \geq 1,5, \quad (\text{Б1.62})$$

где $3 \cdot I_{O.3}$ – минимальный (по режиму) утроенный ток нулевой последовательности, протекающий через защиту от питающей системы при КЗ на землю одной фазы на вводе ВН реактора;

I_{C3} – ток срабатывания защиты.

Б1.5.2 Вторая отдельная функция защиты использует прямое измерение тока в нулевом проводе ТТ на стороне нейтрали СОР, что обеспечивает повышение чувствительности защиты к однофазным КЗ вблизи нейтрали.

Ток срабатывания ТЗНП на стороне нейтрали СОР выбирается по условию обеспечения максимальной чувствительности к КЗ на землю на стороне нейтрали СОР, в конце зоны защиты. Время срабатывания защиты должно быть согласовано с временем действия резервных защит смежных присоединений в сети ВН:

$$50N - 1(I >) = I_{C3} \geq \frac{I_{НОМ.Р}}{K_{\text{ч}}} = 0,65 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (\text{Б1.63})$$

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

Примечание. Если рассматривается ТЗНП на стороне нейтрали СОР с расщеплением фазы (на две полуветви), то в выражении (Б1.62) целесообразно учитывать не номинальный ток фазы, а ток одной полуветви фазы УШР, то есть – $0,5 \cdot I_{\text{ном.реактора}}$.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50N - 1(T) = T_{\text{C3.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б1.64})$$

где $T_{\text{C3.СМ.ПР}}$ – максимальная выдержка времени тех ступеней ТЗНП смежных присоединений в сети ВН реактора, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной функции ТЗНП реактора;

$T_{\text{зап}} = (0,3 \div 0,4) \text{ с}$ – время запаса (степень селективности).

Дополнительная ступень (ступени) ТЗНП на стороне нейтрали реактора $50N - 2(I \gg)$ может использоваться, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия $50N - 2(T)$ для отключения смежных присоединений реактора (линия, шины).

Специальные пояснения

В расчетах уставки по току срабатывания ТЗНП нейтрали СОР выше, используется методика приведенная в [2], согласно которой, основным требованием к защите является обеспечение чувствительности при КЗ на землю вблизи нейтрали СОР.

При этом, предполагается, что достаточным условием селективности действия защиты является отстройка уставки по времени срабатывания ТЗНП нейтрали СОР от максимальных выдержек времени защит от КЗ на землю смежных линий в сети ВН, однако желательным дополнительным условием является проверка согласования ТЗНП нейтрали СОР по току срабатывания со вторыми ступенями защит от КЗ на землю указанных линий ($K_{\text{согл}} = 1,1$), т.к. выполнение последнего условия обеспечивает применение минимально возможных выдержек времени срабатывания рассматриваемой защиты.

Б1.5.3 Торможение токовых защит при бросках тока намагничивания реактора

Б1.5.3.1 Микропроцессорные устройства **SIPROTEC 7SJ61x/7UT63x** («SIEMENS AG») имеют внутреннюю функцию торможения при бросках тока намагничивания. Данная функция предотвращает срабатывание направленных и ненаправленных ступеней защиты, включенных на ток нулевой последовательности (фазные токи), от токов переходного режима включения реактора. После обнаружения бросков тока намагничивания,

превышающих значение срабатывания, генерируются специальные сигналы наличия броска тока намагничивания.

В условиях броска тока намагничивания, при использовании торможения, может быть заблокировано отключение только от ступеней 50-1 (фазной) и 50N-1 (нулевой последовательности).

При этом также запускается заданная выдержка времени на отключение.

Если условия броска тока намагничивания сохраняются, и выдержка времени истекла, выдается соответствующее сообщение, но отключение от токовой защиты при этом заблокировано.

Бросок тока намагничивания обычно содержит достаточно большую составляющую второй гармоники (составляющая двойной номинальной частоты), которая практически отсутствует в токе повреждения. Торможение при броске тока намагничивания основывается на оценке составляющей второй гармоники имеющийся в броске тока намагничивания.

Б1.5.3.2 Наличие броска тока намагничивания определяется, если одновременно выполняются условия:

– содержание второй гармоники более заданного значения (2-я ГАРМОНИКА в %), при этом абсолютная величина 2-й гармоники должна быть заведомо выше порога чувствительности, определяемого техническими данными устройства защиты;

– токи не превышают верхнего предельного значения **I Макс**;

– имеет место превышение порогового значения по току **ступени, блокируемой от функции торможения** при броске тока намагничивания.

При выполнении этих условий распознается наличие броска тока (сообщение «Бросок Тока Намагничивания») при этом соответствующие фазы блокируются.

При введенном торможении и броске тока намагничивания, сообщение о пуске обычно задерживается на весь период броска тока намагничивания, если

в это время не производится включение. При этом, выдержки времени элементов токовой защиты запускаются без задержек, даже при введенном торможении при броске тока намагничивания. Выдержка времени продолжает завершаться даже при наличии броска тока намагничивания. Если условие блокировки при броске тока намагничивания пропадает после истечения выдержки времени, отключение производится мгновенно. Поэтому использование торможения при броске тока намагничивания не приводит к дополнительной задержке в отключении. Если ступень возвращается во время блокировки при броске тока намагничивания, то соответствующая выдержка времени сбрасывается.

Б1.5.3.3 Коэффициент отношения составляющей второй гармоники к составляющей основной гармоники, как правило, принимается следующим:

$$I_{2fN} / I_{fN} = 15\%. \quad (\text{Б1.65})$$

где I_{2fN} – составляющая (вторая гармоника) тока намагничивания;

I_{fN} – составляющая (первая гармоника) тока намагничивания.

Эта уставка может использоваться в большинстве случаев. Меньшие значения могут быть заданы для обеспечения дополнительного торможения в особых случаях, когда условия включения особенно неблагоприятны.

Как указывалось выше, торможение при броске тока намагничивания может иметь верхний предел по току. При превышении данного тока (регулируемый параметр) блокировка выводится, поскольку в этом случае предполагается наличие повреждения с большим значением тока.

В качестве указанного верхнего порога предела чувствительности блокировки может приниматься бросок тока включения (намагничивания) реактора с необходимым запасом по величине:

$$(I_{\text{Макс}}) \geq K_{\text{отс}} \cdot 2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 3 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (\text{Б1.66})$$

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

$2 \cdot I_{ном.р}$ – бросок тока включения реактора.

Б1.5.3.4 Торможение при броске тока может быть дополнено так называемой функцией «перекрестной блокировки». Это означает, что превышение содержания гармоники только в одной фазе вызывает блокировку всех трех фаз фазной МТЗ.

В связи с тем, что во многих случаях содержание 2-й гармоники в токе отдельных фаз может быть очень низким (что может привести к излишним отключениям включаемого реактора), согласно рекомендациям изготовителя, целесообразно использовать перекрестную блокировку фаз МТЗ с заданной длительностью $0,06 \div 0,180$ сек.

Примечания.

1. Использование функции торможения при броске тока намагничивания реактора может быть целесообразным для ступеней максимальных токовых защит, имеющих небольшие выдержки времени действия, или чувствительные уставки по току срабатывания.

2. В устройствах защиты **MiCOM P63x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** также существует **функция блокирования токовых защит при броске тока включения**, имеющая следующие особенности:

- Блокируются только чувствительные (третьи) ступени МТЗ и ТЗОП.
- Для блокировки указанных ступеней МТЗ и ТЗОП используется действие стабилизации дифференциального тока при броске тока включения в алгоритме функции дифзащиты, в соответствии с заданными параметрами указанной функции.

3. В устройствах защиты **REF 615 («ABB»)** уставка по току второй гармоники (уставка торможения согласно (Б1.65) задается в процентах (%) относительно базового (вторичного номинального) тока.

4. В устройствах МП РЗА серий **MiCOM P14x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **F35/F60** и **T35/T60** («GE Multilin») и токовых защитах ООО НПП «ЭКРА» функция блокирования токовых защит при броске тока включения по току второй гармоники не применяется.

Б1.6 ANSI 50, 50Ns, ANSI 64, MV. Устройство контроля состояния изоляции высоковольтных вводов (КИВ) 330 - 750 кВ сетевой обмотки реактора

Примечание. Ниже предлагаются методические указания для устройства КИВ, с применением микропроцессорного устройства, имеющего трехфазную группу измерительных входов токов, трехфазную группу измерительных входов напряжения, отдельный измерительный вход тока (напряжения), а также функции токовых защит и защит по напряжению.

Б1.6.1 Функция контроля изоляции высоковольтных вводов (КИВ) СОР может быть реализована в МП устройстве РЗА, имеющем требуемые свойства и достаточный объем свободно программируемой логики. Для КИВ должны использоваться следующие функции защиты:

Б1.6.1.1 ANSI 50, 50Ns. Максимальная токовая защита в трех фазах и чувствительная токовая защита нулевой последовательности (имеют по две ступени по току и времени срабатывания).

Устройство осуществляет непрерывное измерение трехфазной системы токов, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию трех фазных вводов (*A, B, C*) ВН реактора (емкостные токи изоляционного материала вводов в трёх фазах) и емкостного тока нулевой последовательности.

КИВ включает сигнальный, отключающий, измерительный органы и избиратели поврежденной фазы (*A, B, C*).

Предусматривается сигнализация и блокировка действия устройства КИВ на отключение, в случаях:

– Повреждений (обрывы) в фазных токовых измерительных цепях устройства КИВ.

– КЗ на землю во внешней сети ВН, при появлении напряжения ($3U_0$) в измерительных цепях устройства КИВ.

Предусматривается также сигнализация обрыва нулевого провода токовых цепей КИВ.

а) Сигнальный орган КИВ использует функции:

– **Степень ТЗНП** – реагирующий элемент сигнального органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Сигнальный орган КИВ действует с заданной независимой выдержкой времени срабатывания.

б) Отключающий орган (ОО) КИВ использует функции:

– **Степень МТЗ** – избирательный элемент отключающего органа, измеряющий ток фазы (А, В, С);

– **Степень ТЗНП** – реагирующий элемент отключающего органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Отключающий орган КИВ действует с заданной независимой выдержкой времени срабатывания.

Б1.6.1.2 ANSI 64. Функция контроля повышения максимального напряжения нулевой последовательности на стороне высоковольтных вводов реактора ($3U_0$), реализована с помощью функции измерений устройства, с фиксированной уставкой по напряжению, действует на блокирование действия отключающего органа КИВ при КЗ на землю в сети ВН, или на ввод действия отключающего органа КИВ с дополнительной выдержкой времени (превышающей время срабатывания резервных ступней ТЗНП линий в смежной сети ВН).

Б1.6.1.3 MV. Функция измерения аналоговых величин (измерительный орган КИВ) предназначено для:

– визуального контроля фазных емкостных токов и тока нулевой последовательности (ток небаланса нормального режима или ток повреждения изоляции ввода в любой фазе реактора) изоляции вводов ВН;

– контроля обрыва фазного или нулевого провода в первичной или вторичной цепи согласующих трансформаторов тока (ТПС) защиты.

Б1.6.2 Предварительный расчет усредненного значения вторичных токов емкости вводов реактора, контролируемых устройством КИВ

Б1.6.2.1 Определяются расчетные фазные первичные емкостные токи в каждой фазе вводов реактора $I_{C1.НОМ.Ф.А}$, $I_{C1.НОМ.Ф.В}$, $I_{C1.НОМ.Ф.С}$ по формуле:

$$I_{C1.НОМ.Ф} = \frac{314 \cdot U_{НОМ.ЛИН} \cdot C_{НОМ.Ф} \cdot 10^{-9}}{\sqrt{3}} \text{ (мА)}, \quad (\text{Б1.67})$$

где $U_{НОМ.ЛИН}$ – первичное номинальное линейное напряжение реактора (В);

$C_{НОМ.Ф}$ – паспортное значение емкости ввода фазы реактора (Ф).

Б1.6.2.2 Определяются вторичные номинальные токи емкости высоковольтных вводов реактора $I_{C2.НОМ.Ф.А}$, $I_{C2.НОМ.Ф.В}$, $I_{C2.НОМ.Ф.С}$ для каждой фазы по формуле:

$$I_{C2.НОМ.Ф} = K_{ТР.ТПС} \cdot I_{C1.НОМ.Ф} \text{ (мА)}, \quad (\text{Б1.68})$$

где $K_{ТР.ТПС} = \frac{W_1}{W_2}$ – повышающий коэффициент трансформации

промежуточных ТТ (ТПС), установленных в фазах вводов реактора, рассчитываемый и подбираемый индивидуально для каждой фазы по условию минимизации тока небаланса в нулевом проводе защиты:

$$I_{\text{НБ2}} = \sum I_{C2.\text{НОМ.Ф.}(ABC)} \leq 0,015 \cdot I_{C2.\text{НОМ.Ф}}, \quad (\text{Б1.69})$$

где $I_{\text{НБ2}}$ – вторичный ток небаланса в нулевом проводе защиты;

$\sum I_{C2.\text{НОМ.Ф.}(ABC)}$ – геометрическая сумма трехфазной системы расчетных вторичных токов вводов реактора.

Примечание.

Для подключения устройства КИВ к измерительным выводам изоляции высоковольтных вводов (330 – 750 кВ) используются стандартные однофазные согласующие трансформаторы тока (с установкой их в каждой фазе высоковольтных вводов) типа ТПС-0,66, которые применялись ранее для аналогичных целей совместно с устройством защиты КИВ-500. Рабочие характеристики и методика наладки ТПС принимаются в соответствие с существующими нормативными документами [8].

Б1.6.2.3 Определяется усредненное значение вторичных емкостных токов фаз вводов (подводимых к реле):

$$I_{C2.\text{УСР.НОМ}} = \frac{I_{C2.\text{НОМ.Ф.А}} + I_{C2.\text{НОМ.Ф.В}} + I_{C2.\text{НОМ.Ф.С}}}{3} \quad (\text{мА}). \quad (\text{Б1.70})$$

Б1.6.3 Орган контроля повреждений (обрывов) в фазах токовых измерительных цепях устройства КИВ (предполагается использование функции и логики измерений устройства – MV)

Б1.6.3.1 Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока фаз определяется выражением:

$$I_{\text{CP}} \geq (0,05 \div 0,1) \cdot I_{C2.\text{УСР.НОМ}} \quad (\text{мА}). \quad (\text{Б1.71})$$

Здесь и далее: $I_{C2.\text{УСР.НОМ}}$ – см. выше.

Б1.6.3.2 Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока нулевого провода при обрыве фазы определяется выражением:

$$I_{\text{CP}} \geq 0,6 \cdot I_{\text{C2.УСР.НОМ}} \quad (\text{мА}). \quad (\text{Б1.72})$$

Б1.6.3.3 Выдержка времени с действием на сигнал:

$$T_{\text{CP}} = 9 \div 10 \text{ с.} \quad (\text{Б1.73})$$

Б1.6.3.4 Выдержка времени с действием на блокирование отключающего органа КИВ:

$$T_{\text{CP}} = 0,3 \text{ с.} \quad (\text{Б1.74})$$

Б1.6.4 Орган контроля повреждений (обрывов) в нулевом проводе токовых цепей КИВ (предполагается использование функция и логика измерений устройства – MV).

Б1.6.4.1 Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока небаланса нулевого провода определяется выражением:

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{НБ2}} \cdot K_{\text{ТР.ТПС}}}{K_{\text{Ч}}} = 0,65 \cdot I_{\text{НБ2}} \cdot K_{\text{ТР.ТПС}} \quad (\text{мА}), \quad (\text{Б1.75})$$

где $I_{\text{НБ2}}$ – см. выше;

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

Б1.6.4.2 Выдержка времени с действием на сигнал:

$$T_{\text{CP}} = 9 \div 10 \text{ с.} \quad (\text{Б1.76})$$

Б1.6.5 Орган контроля КЗ на землю во внешней сети ВН, с фиксацией напряжения $3U_0$ (ANSI 64) для блокирования действия КИВ на отключение, или ввода действия отключающего органа КИВ с дополнительной выдержкой времени.

Пороговая величина срабатывания определяется по выражению:

$$64(U) \geq 0,15 \cdot 3U_{0 \text{ МАКС}} \text{ (В)}, \quad (\text{Б1.77})$$

где $3U_{0 \text{ МАКС}}$ – вторичная максимальная измеряемая величина $3U_0 = 100 \text{ В}$.

Примечание.

Уставка по напряжению $3U_0$ в сети ВН (сторона подключения) реактора для блокирования ТЗНП КИВ-ОО устанавливается в логике измерений устройства.

Б1.6.6 Функция Сигнального органа КИВ:

Ступень ТЗНП (ANSI 50Ns-1) – реагирующий элемент сигнального органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Б1.6.6.1 Пороговая величина срабатывания определяется по выражению:

$$50Ns - 1(I >) = (0,05 \div 0,07) \cdot I_{C2.УСР.НОМ} \text{ (мА)}. \quad (\text{Б1.78})$$

Б1.6.6.2 Выдержка времени с действием на сигнал:

$$50Ns - 1(T) = 9 \div 10 \text{ с}. \quad (\text{Б1.79})$$

Б1.6.7 Функция Отключающего органа (ОО) КИВ:

Б1.6.7.1 Ступень МТЗ (ANSI 50-2) – избирательный элемент отключающего органа, измеряющий ток фазы (А, В, С).

Пороговая величина срабатывания определяется выражением:

$$50 - 2(I \gg) = (1,2 \div 1,25) \cdot I_{C2.YCP.HOM} \text{ (мА)}. \quad (\text{Б1.80})$$

Б1.6.7.2 Ступень ТЗНП (ANSI 50Ns-2) – реагирующий элемент отключающего органа, измеряющий ток нулевой последовательности.

Б1.6.7.2.1 Пороговая величина срабатывания определяется выражением:

$$50 Ns - 2(I \gg) = (0,2 \div 0,25) \cdot I_{C2.YCP.HOM} \text{ (мА)}. \quad (\text{Б1.81})$$

Б1.6.7.2.2 Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ ВН реактора:

$$50 Ns - 2(T) = T_{CP.T3NP-2(PP)} + T_{3AP}, \quad (\text{Б1.82})$$

где $T_{CP.T3NP-2(PP)}$ – максимальная выдержка времени вторых ступеней ТЗНП смежных присоединений в сети ВН реактора;

$T_{3AP} = 0,3 \div 0,4$ с – время запаса (ступень селективности).

В соответствии с [3, 8], как правило принимается выдержка времени $1,2 \div 1,3$.

Б1.6.8 Особенности функции КИВ, реализованной в шкафу защиты ШЭ2710 541241 (УШР 330 – 750 кВ), ООО НПП «ЭКРА»

Устройство КИВ содержит избиратели поврежденной фазы, сигнальный и отключающий органы.

Б1.6.8.1 Избиратели фаз используются для определения поврежденного высоковольтного ввода и для предотвращения ложного срабатывания КИВ при обрыве измерительных цепей емкостного тока. Действие избирателей основано на сравнении абсолютного значения емкостного тока каждого из вводов с модулем геометрической суммы емкостных токов вводов в двух других фазах.

При повреждении какого-либо из вводов, абсолютная величина емкостного тока этого ввода превышает абсолютную величину геометрической суммы емкостных токов неповрежденных вводов, и при определенной величине тока избиратель поврежденной фазы срабатывает.

Избиратель обеспечивает несрабатывание КИВ при обрыве цепи тока любой из фаз. При этом формируется выходной сигнал о неисправности и светодиодная сигнализация устройства.

При частичном ухудшении уровня изоляции ввода одной из фаз, происходит увеличение ёмкостного тока данной фазы выше уровня уставки срабатывания сигнального органа. При срабатывании избирателя и сигнального органа с выдержкой времени действия КИВ на сигнал срабатывает соответствующая светодиодная сигнализация с указанием фазы поврежденного ввода.

Срабатывание КИВ на отключение выключателей ВН УШР, пуск УРОВ, запрет включения и др. осуществляется при одновременном появлении сигналов от избирателя, сигнального и отключающего органов. При этом выдается светодиодная сигнализация о срабатывании КИВ на отключение.

Предусмотрено загробление КИВ при неисправности измерительных цепей напряжения обмотки ТН «разомкнутого треугольника».

При обрыве цепи тока любой из фаз обеспечено несрабатывание КИВ: при этом срабатывают сигнальный и отключающий орган КИВ, но не срабатывает избиратель поврежденной фазы.

Напряжение $3U_0$ (U_{HK}) от ТН на стороне высоковольтных вводов используется в алгоритме КИВ для компенсации емкостных токов вводов при коротких замыканиях (КЗ) на землю в сети высокого напряжения и при неполнофазных режимах сети. При исправных цепях напряжения $3U_0$ КИВ не реагирует на изменение емкостных токов вводов при коротких замыканиях (КЗ) на землю в сети высшего напряжения и при неполнофазных режимах сети (при условии наличия ТН на шинах подключения УШР).

КИВ может работать также согласно алгоритму КИВ-500, то есть, с измерением только тока $3I_0$ без использования напряжения компенсации $3U_0$, при срабатывании блокирующего реле напряжения КИВ. Этот режим КИВ используется при работе в цикле ОАПВ линии (в случае использования ТН стороны высоковольтных вводов УШР на линии).

При этом дополнительно производится увеличение уставки КИВ по току и выдержке времени срабатывания на отключение.

Б1.6.8.2 Сигнальный орган КИВ (действие на сигнал) имеет уставку по приращению ёмкостного тока любого из вводов, регулируемая в диапазоне от 5 % до 10 %, соответствующую увеличению тока (ΔI_{CP}) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе, и определяемую в о.е. согласно выражению (Б1.78), выше.

Действие КИВ на сигнал производится с выдержкой времени, определяемой согласно выражению (Б1.79), выше.

Б1.6.8.3 Отключающий орган КИВ (действие на отключение) имеет уставку по приращению ёмкостного тока ввода превышающую в $(3 \pm 0,3)$ раза уставку ΔI_{CP} сигнального органа КИВ и отдельно не регулируется.

Действие КИВ на отключение производится с выдержкой времени, определяемой согласно выражению (Б1.82), выше.

КИВ использует вход для закругления уставки ΔI_{CP} (определяемой в соответствии с п. **Б1.6.8.2**) при неисправности цепей напряжения КИВ: принимается примерно удвоенная величина уставки по току срабатывания сигнального органа КИВ.

Действие КИВ на отключение при закруглении уставки по току срабатывания производится с дополнительной выдержкой времени, превышающей время срабатывания последних резервных ступней ТЗНП линий в смежной сети ВН, определяемой по выражению подобному (Б1.82).

КИВ не срабатывает при обрыве цепи тока ввода одной из фаз, вследствие неактивного состояния избирателей в этом режиме. При этом обеспечивается действие на сигнализацию о неисправности КИВ с выдержкой времени, определяемой согласно выражению (Б1.73), выше.

Б1.7 ANSI 50, 51. Максимальная трехфазная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора

Б1.7.1 Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в СОР.

Функция защиты использует измерения фазных трансформаторов тока на стороне высоковольтных вводов СОР.

Б1.7.2 Ток срабатывания МТЗ СОР выбирается по условию отстройки от возможных перегрузок реактора по току в симметричных режимах:

$$50 - 1(I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot K_{II} \cdot I_{НОМ.Р} = (2 \div 2,6) \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (Б1.83)$$

где $K_{OTC} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$K_{II} = 1,5 \div 2$ – коэффициент допустимой перегрузки УШР (уточняется по заводским данным реактора);

$I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток реактора.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1(T) = 0,8 \text{ с.} \quad (Б1.84)$$

Б1.7.3 Для трехфазной МТЗ на стороне высоковольтных вводов СОР рекомендуется использование внутренней функции торможения при бросках тока намагничивания, как описано выше в п. **Б1.5.3**.

Примечание. Для УШР, имеющих небольшое содержание высших гармонических составляющих в токе включения (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования) вместо торможения (блокирования) функции МТЗ на стороне ВН СОР по току 2-й гармоники (а также в случае применения устройств защиты не использующих указанную функцию см. выше п. **Б1.5.3.4**), рекомендуется применение **функции**

динамической коррекции уставок при холодном пуске: автоматическое увеличение тока срабатывания, вводимое с заданной выдержкой времени после отключения выключателя УШР на заданное время (продление действия), после его включения под напряжение.

По истечении времени продления действия **функции динамической коррекции уставок** производится возврат штатных уставок МТЗ по току срабатывания (рассчитанных и заданных для нормального режима работы, согласно выражению (Б1.83)).

Б1.7.3.1 Особенности функции динамической коррекции уставок МТЗ при холодном пуске в устройствах токовых защит серий SIPROTEC 7SJ61x/7UT63x («SIEMENS AG»)

С помощью функции динамической коррекции уставок могут быть автоматически увеличены значения срабатывания (по току и времени) ступеней МТЗ при подаче питающего напряжения присоединения (после его отключения) в случаях предполагаемого значительного возрастания потребления мощности (при возникновении пускового тока) по сравнению с нормальным режимом работы. Если используется динамическое увеличение уставок тока срабатывания и соответствующих выдержек времени МТЗ при включении защищаемого присоединения, то в нормальном режиме его работы могут применяться уставки по току и времени срабатывания без учета возможных (максимальных) пусковых токов включения.

Существует два способа определения отключенного состояния защищаемого объекта, используемых устройством защиты:

- С помощью блок-контактов выключателя, подключенных к дискретным входам устройства защиты.
- С помощью задания порогового значения контроля протекания тока для определения отключения питания объекта.

Может быть выбран один из этих критериев для фазной МТЗ и МТЗ по току нулевой последовательности.

Если с помощью одного из вышеупомянутых критериев устройство фиксирует, что защищаемый объект отключен, то после истечения заданной выдержки времени **ВремяОтклВыкл(Сост)** активируются альтернативные (увеличенные) значения срабатывания ступеней МТЗ.

Когда защищаемый объект включается (то есть, устройство получает через дискретный вход информацию о том, что соответствующий выключатель включен или ток, протекающий через выключатель, становится больше порогового значения минимального тока), запускается время действия **ВремяДейстДин**. После того, как время действия истекло, значения срабатывания ступеней МТЗ возвращаются к нормальным значениям. Это время может быть автоматически уменьшено, если значения тока после пуска (включения выключателя) становятся меньше всех нормальных значений срабатывания на заданный период времени **ВремяСнятияДин**. Условие для быстрого сброса выдержки времени возврата выполняется при возврате всех органов МТЗ.

Б1.7.3.2 Особенности функции отстройки МТЗ от пусковых токов при включении на холодную нагрузку в устройствах защиты MiCOM P14x («ALSTOM Grid»/ «AREVA»)

Логика функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку предназначена для выполнения блокировки одной или более ступеней функции токовой защиты на определенное время или, в качестве альтернативы, для повышения значений уставок выбранных ступеней защиты. Использование данной функции позволяет выбрать значения уставок защиты более близкими к току нагрузки, автоматически увеличивая их при включении объекта под напряжение. Логика функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку, тем самым, обеспечивает

стабильность функционирования защиты, при сохранении защиты при включении.

Данная функция может оказывать влияние на следующие функции защиты:

- Функция токовой защиты от междуфазных КЗ (1, 2, 3 и 4 ступени).
- Функция токовой защиты нулевой последовательности 1 (1 ступень).
- Функция токовой защиты нулевой последовательности 2 (1 ступень).

Срабатывание функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку происходит тогда, когда выключатель остается отключенным на время, превышающее время **tcold**, а затем производится его включение. Функция удерживается в сработавшем состоянии на время **tc1p** после включения силового выключателя. Информация о состоянии выключателя обрабатывается по его блок-контактам, подключенным к дискретным входам устройства защиты. Пока функция находится в сработавшем состоянии, новые уставки и соответствующие выдержки времени вводятся для ступеней функции токовой защиты (1, 2, 3 и 4). Одним из вариантов воздействия функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку может быть полная блокировка той или иной ступени функции токовой защиты.

После истечения выдержки времени **tc1p** вновь применяются стандартные значения уставок.

На уставки 1 и 2 ступеней функции токовой защиты может оказывать влияние также функция пуска по напряжению МТЗ. В нормальном режиме функция токовой защиты работает согласно стандартным уставкам по току и времени. Однако, если при этом происходит снижение напряжения ниже уставки, определенной функцией пуска по напряжению, устройство защиты будет работать со значением уставки, умноженным на коэффициент «*K*».

Если одновременно выполняются условия действия функций пуска по напряжению и отстройки от пусковых токов при включении на холодную

нагрузку, устройство защиты будет работать со стандартными значениями уставок по току, умноженными на коэффициент «*K*».

Если условие срабатывания функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку сохраняется, а функция пуска по напряжению возвращается, устройство защиты будет работать согласно значениям уставок, определяемым функцией отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку.

В случае возникновения конфликта между логикой обеспечения селективности и функцией отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку для третьей и четвертой ступеней функции токовой защиты от междуфазных КЗ, функции ТЗНП и функции чувствительной ТЗНП, логика обеспечения селективности обладает приоритетом.

При возврате функции отстройки от пусковых токов при включении на холодную нагрузку, будут применены стандартные значения уставок функций токовой защиты от междуфазных КЗ, резервной ТЗНП и чувствительной ТЗНП.

Отсчет выдержек времени «**tcold**» и «**tclp**» запускается сигналами отключенного и включенного состояния силового выключателя. Для использования данных сигналов необходимо обеспечить подключение к устройству защиты цепей блок-контактов силового выключателя.

Если нормально-разомкнутый и нормально-разомкнутый контакты одновременно не доступны, устройство защиты может быть сконфигурировано для работы с одним контактом. В этом случае устройство защиты будет производить инверсию одного сигнала для получения другого.

Б1.7.3.3 Особенности функции отстройки МТЗ от пусковых токов при включении на холодную нагрузку в устройствах МП РЗА серий F35/F60 («GE Multilin»)

Существуют два метода запуска работы функции холодного пуска.

Первый способ пуска предполагает автоматическую фиксацию потери питания, если все фазные токи снизились на некоторое время до нуля. Когда выявляются нулевые (минимальные) токи всех фаз, запускается таймер с выдержкой времени, превышающей возможные короткие интервалы перерыва питания. По окончании выдержки времени, формируется выходная команда функции холодного пуска.

Второй способ пуска предполагает автоматическое реагирование сигнала виртуального (бинарного) входа при оперативном пуске (включении). При втором способе пуска, выходная команда формируется сразу же.

Оба входа запуска могут быть запрещены внешним блокирующим сигналом.

После активизации функции пуска холодной нагрузки, выходная команда остается активной до истечения заданной выдержки времени (ВРЕМЯ ПЕРЕГРУЗ ПЕРЕД ВЗВР), запускаемой когда одна из фаз нагрузки превысит уровень тока 2 % от номинального значения тока ТТ.

Выдержка времени возврата функции должна превышать предполагаемый период времени восстановления нормального уровня нагрузки присоединения (после которого возможно включение уставок функций защиты для нормального режима).

Б1.7.3.4 Особенности функции отстройки МТЗ от пусковых токов при включении на холодную нагрузку в устройствах МП РЗА серии REF615 («ABB»)

Устройство имеет возможность увеличения уставки МТЗ по току срабатывания (*Start value*) при активизации пускового сигнала *ENA_MULT*, при этом значение *Start value* умножается на коэффициент *Start value Mult* (см. рисунок Б9).

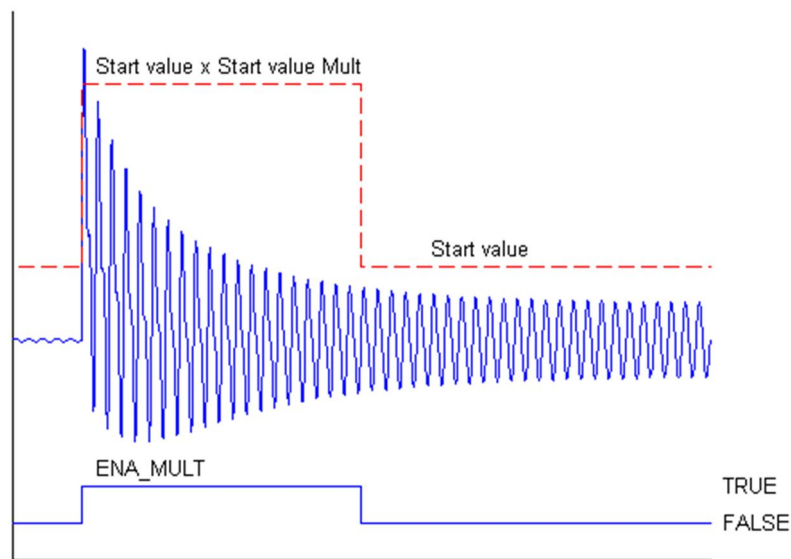


Рисунок Б9 – Изменение уставки МТЗ при активации пускового сигнала *ENA_MULT*

Для формирования функции «холодного пуска» МТЗ, с использованием пускового сигнала *ENA_MULT*, необходимо использовать свободно программируемую логику устройства.

В указанных целях рекомендуется реализовать алгоритм действия функции, идентичный алгоритму, описанному в п. **Б1.7.3.1** (для МП РЗА серий **SIPROTEC 7SJ61x/7UT63x («Siemens AG»)**), с использованием определения отключенного состояния УШР по одному из двух указанных выше вариантов.

По преимуществу, должен использоваться контроль отключения (включения) питающего напряжения на стороне ВН УШР посредством контроля заданных пороговых значений отсутствия (наличия) тока в фазах СОР.

Б1.7.3.5 Уставка по току срабатывания **функции динамической коррекции уставок** защиты должна выбираться по условию отстройки от максимальных токов переходного процесса включения УШР под напряжение (бросок тока включения), то есть, в соответствии с выражением:

$$(I >) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{ном.р}}, \quad (\text{Б1.85})$$

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

$K_{\text{бр}} = 2$ – коэффициент броска тока включения УШР (максимальное значение для данного каждого типа реактора).

Б1.7.3.6 Предполагается, что выдержки времени **функции динамической коррекции уставок** определяются на основании нагрузочных характеристик защищаемого объекта и должны быть выставлены достаточными, что перекрыть кратковременные перегрузки в условиях холодного пуска.

Исходя из условий процесса включения реактора, выдержку времени продления действия функции динамической коррекции уставок **(ВремяДейстДин)** рекомендуется принимать больше (с запасом) длительности возможного переходного процесса (уточняется согласно техническим данным изготовителя оборудования).

Б1.7.4 Проверка чувствительности МТЗ СОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ на стороне высоковольтных вводов реактора определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5, \quad (\text{Б1.86})$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на ошиновке ВН реактора;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты.

Б1.8 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора (ТЗОП СОР)

Б1.8.1 Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при несимметричных КЗ в реакторе.

Функция защиты использует измерения фазных трансформаторов тока на стороне высоковольтных вводов СОР.

Б1.8.2 Ток срабатывания ТЗОП СОР выбирается по условию отстройки от тока небаланса в реакторе при нарушении симметрии напряжений в сети ВН:

$$46 - 1(I >) = I_{C3} \geq (0,1 \div 0,2) \cdot K_{\Pi} \cdot I_{НОМ.Р} = (0,15 \div 0,4) \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (\text{Б1.87})$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток реактора;

$K_{\Pi} = 1,5 \div 2$ – коэффициент допустимой перегрузки УШР.

Б1.8.3 Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$46 - 1(T) = T_{СР.СМ.ПР} + T_{ЗАП}, \quad (\text{Б1.88})$$

где $T_{СР.СМ.ПР}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН;

$T_{ЗАП} = 0,3 \div 0,4$ с – время запаса (ступень селективности).

Б1.8.4 Проверка чувствительности ТЗОП СОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП на стороне высоковольтных вводов реактора определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5, \quad (\text{Б1.89})$$

где $I_{2 \text{ КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток обратной последовательности при КЗ в двух фазах на ошиновке ВН;
 $I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

Примечание. Для устройств МП РЗА серии **БЭ2505А103 (ООО НПП «ЭКРА»)** уставка по току задается в процентах относительно тока прямой последовательности.

Б1.9 ANSI 50BF. УРОВ выключателя ВН реактора

Примечания.

1 Функция резервирования при отказе выключателя реактора предназначена для отключения смежных с реактором элементов (линия или шины) при повреждении реактора и отказе в отключении выключателя действием защит.

2 При установке децентрализованного устройства защиты шин и резервирования отказа выключателей РУ, для реализации функции УРОВ ВН реакторов используется (как правило) это устройство.

В связи с тем, что основные уставки УРОВ ВН имеют непосредственное отношение к Центральному терминалу (координатору) децентрализованного устройства ДЗШ/УРОВ, и должны определяться в общей структуре и контексте этого устройства, **в данной работе указанные параметры не рассматриваются.**

Б1.9.1 Устройство резервирования при отказе выключателя предназначено для отключения смежных с реактором элементов (линия, шины) при повреждении реактора и отказе в отключении его выключателя.

Действие УРОВ осуществляется при пуске от защит реактора с контролем наличия минимального тока в его цепи на отключение.

Б1.9.2 Пороговое значение срабатывания **50BF (I>BF)** – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току на 10 % ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать. Значение срабатывания не должно быть задано слишком низким, иначе, в условиях отключения очень высокого тока, переходный процесс во вторичных цепях ТТ может привести к увеличению времени возврата УРОВ.

$$50BF(I > BF) \leq \frac{I_{P3.MIN}}{K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot I_{P3.MIN}, \quad (\text{Б1.90})$$

где $I_{P3.MIN}$ – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при КЗ в зоне чувствительности защит реактора, действующих на отключение УШР с пуском УРОВ;
 $K_{\text{ч}} = 1,1$ – коэффициент чувствительности УРОВ.

Примечание. Особенно важно обеспечить чувствительность токового контроля УРОВ к минимальному току КЗ на стороне НН УШР (линейные выводы КО), учитывая высокие (как правило) коэффициенты трансформации ТТ в цепи выключателей на стороне ВН. Если такая чувствительность не обеспечивается, рекомендуется выполнить дополнительное действие резервных защит на стороне НН на отключение смежных присоединений на стороне ВН УШР (шины).

Б1.9.3 Для устройств МП РЗА серии **MiCOM P14x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») задается пороговое значение срабатывания тока **50BF (I < BF)** – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току на 10 % ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать.

$$50BF(I < BF) \leq \frac{I_{P3.MIN}}{K_{\text{ч}} \cdot K_{\text{В}}} = \frac{I_{P3.MIN}}{1,1 \cdot 1,05} = 0,86 \cdot I_{P3.MIN}, \quad (\text{Б1.91})$$

где $I_{P3.MIN}$ – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при КЗ в зоне чувствительности защит реактора, действующих на отключение УШР с пуском УРОВ;

$K_{\text{ч}} = 1,1$ – коэффициент чувствительности УРОВ;

$K_{\text{в}} = 1,05$ – коэффициент возврата минимального реле тока.

Б1.9.4 Для устройств МП РЗА серий **REC670/RET670** («ABB») дополнительно может быть введена уставка уровня тока нулевой последовательности (**IN>**) для фиксации отказа выключателя. Функция позволяет выполнить отдельно УРОВ при замыканиях на землю, т.к. в сетях с заземленной нейтралью уставки защит от замыкания на землю могут иметь низкие значения.

Б1.9.5 Для устройств МП РЗА серий **ШЭ2607 015/ШЭ2710 512** (ООО НПП «ЭКРА») задается пороговое значение срабатывания тока **50BF (I>BF)** – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току:

$$50BF(I > BF) > (0,05 \div 0,1) \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (\text{Б1.92})$$

Б1.9.6 Выдержка времени УРОВ должна учитывать максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса, которое учитывает погрешность органа выдержки времени.

Т.о., выдержка времени УРОВ определяется по выражению:

$$50BF(T) \geq T_{\text{УРОВ}} \geq T_{\text{ОВ}} + T_{\text{РТ}} + \Delta t_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б1.93})$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – максимальное время отключения выключателя, которое определяется типом выключателя (ориентировочно это время составляет $(0,03 \div 0,06)$ с для исправного выключателя);

$T_{\text{РТ}}$ – время возврата органа контроля протекания тока, принимается равным 0,02 с;

$\Delta t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимается равным 0,05 с.

Б1.9.6.1 Первая (минимальная) выдержка времени на повторное отключение выключателя может составлять:

$$50BF(T1) \geq (0,1 \div 0,15) \text{ с.} \quad (\text{Б1.94})$$

Примечание. Не исключается также применение традиционного действия УРОВ на повторное отключение без выдержки времени.

Б1.9.6.2 Соответственно, вторая или единственная выдержка времени УРОВ на отключение смежных присоединений принимается (по опыту эксплуатации, с учетом ступени селективности):

$$50BF(T2) \geq (0,25 \div 0,3) \text{ с.} \quad (\text{Б1.95})$$

Б1.9.6.3 ООО НПП «ЭКРА» для устройств МП РЗА серий ШЭ2607 015/ШЭ2710 512 рекомендует выдержку времени $(0,2 \div 0,3)$ с.

Б1.9.6.4 Значения уставок УРОВ по току срабатывания рассчитываются и задаются (здесь и далее):

– Для устройств МП РЗА серии SIPROTEC 7SJ61x («SIEMENS AG») – в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра. Для устройств серии 7UT63x – могут задаваться аналогично (в именованных единицах), либо в относительных единицах от величины номинального тока стороны присоединения (о.е.).

– Для устройств МП РЗА серии MiCOM P14x («ALSTOM Grid») – в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра.

– Для устройств МП РЗА серий F35/F60 («GE Multilin») – в относительных единицах от базовой величины, которой является первичный (или вторичный) ток ТТ, используемых защитой (о.е.).

- Для устройств МП РЗА серии **REF 615 («ABB»)** – в относительных единицах от величины номинального тока устройства (о.е.).
- Для устройств МП РЗА серий **RET670, REC670 («ABB»)** – в процентах от базового тока (в общем случае рекомендуется для удобства работы выбрать уставку **I_{Base}** равным номинальному значению первичного тока ТТ).
- Для устройств МП РЗА серий **ШЭ2607 015, ШЭ2710 512 (ООО НПП «ЭКРА»)** в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра.

Б1.10 ANSI 27. Защита минимального напряжения шин (автоматика ограничения снижения напряжения) ЗМН/АОСН реактора

Б1.10.1 Функция защиты от понижения напряжения реагирует на снижение напряжения в сети и предназначена для предотвращения недопустимых рабочих режимов сети с возможным нарушением устойчивости.

При трехфазном подключении ТН защита при понижении напряжения использует основную гармонику составляющей прямой последовательности, либо, как вариант, возможно использование наименьшего значения из трех линейных напряжений.

При подключении только однофазного трансформатора напряжения, функцией используется основная гармоника линейного или фазного напряжения, в зависимости от типа подключения.

Защита от понижения напряжения имеет две ступени с независимыми выдержками времени (27-1 и 27-2).

Действие на отключение может производиться со ступенчатой выдержкой времени в зависимости от того, на сколько снизилось напряжение.

Пороговые значения напряжения и выдержки времени могут независимо задаваться для обеих ступеней.

Таким образом, оценивается значение составляющей напряжения прямой последовательности, также может оцениваться наименьшее линейное напряжение. Коэффициент возврата органов защиты от понижения напряжения может быть задан дополнительно.

После снижения напряжения ниже задаваемого значения срабатывания и по истечении выдержки времени (**27-1 ВЫД. ВРЕМ.**) выдается сигнал на отключение реактора. Повторное включение блокируется на время, пока напряжение остается ниже уставки возврата. Только после устранения возмущения, то есть, когда напряжения поднимется выше величины возврата, ступень возвращается и разрешается повторное включение выключателя.

Б1.10.2 Пороговая величина срабатывания ступени 27-1 определяется:

$$27-1(U) \leq (0,8 \div 0,85) \cdot U_{\text{НОМ.С}}, \quad (\text{Б1.96})$$

где $U_{\text{НОМ.С}}$ – номинальное напряжение сети ВН реактора.

Выдержка времени на отключение УШР определяется по выражению:

$$27-1(T) = T_{\text{СЗ.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б1.97})$$

где $T_{\text{СЗ.СМ.ПР}}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной ступени АОСН реактора;

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с.}$$

Б1.10.3 Пороговая величина срабатывания ступени 27-2 определяется:

$$27-2(U) \leq (0,6 \div 0,7) \cdot U_{\text{НОМ.С}}, \quad (\text{Б1.98})$$

где $U_{\text{НОМ.С}}$ – номинальное напряжение сети ВН реактора.

Выдержка времени на отключение УШР определяется по выражению:

$$27 - 2(T) = T_{\text{СЗ.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б1.99})$$

где $T_{\text{СЗ.СМ.ПР}}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной ступени АОСН реактора.

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с.}$$

Б2. Функции РЗА компенсационной обмотки, ошиновки НН УШР и обмотки управления

Б2.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР)

Для подключения дифференциальной защиты компенсационной обмотки используются ТТ в фазах и на линейных выводах КО.

Вторичные обмотки ТТ в фазах КО соединяются по схеме «треугольник» для исключения в цепях защиты токов нулевой последовательности и гармонических составляющих токов кратных трем. Кроме того, такое соединение обмоток ТТ позволяет компенсировать фазовый сдвиг токов фаз КО по отношению к токам линейных выводов КО, ТТ которых соединяются соответственно по схеме «звезда с нулем».

Б2.1.1 С учетом обеспечения отстройки от сквозного тока компенсационной обмотки реактора, для микропроцессорных защит может рассматриваться (в общем случае) уставка минимального тока срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты, определяемая на основе базовой формулы в п. **Б1.1.2.2**:

$$87R(I - DIFF >) = 0,2 \cdot I_{NObj},$$

где I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (компенсационной обмотки реактора), приведенный к номинальному напряжению КОР.

Однако, применение вышеуказанного расчетного выражения затруднено в связи с неопределенностью величины I_{NObj} КОР, так как указанная обмотка имеет номинальную мощность значительно меньшую номинальной мощности УШР (в заводских характеристиках указанный параметр КОР приводится не всегда, по некоторым данным эта величина находится в пределах $(20 \div 30)\%$

от номинальной мощности УШР), а реально подключенная нагрузка КОР (выпрямительные преобразователи ТМП) не превышает 1% номинальной мощности реактора.

В связи со стабильно ограниченным характером нагрузки, подключенной к стороне НН УШР, в расчетном выражении в качестве номинального тока КОР, можно было бы принять **максимальный рабочий ток нагрузки** присоединений стороны НН УШР (включая режимы форсировки подмагничивания ТМП), однако, в этом случае необходимо также учитывать величину первичного номинального тока ТТ, используемых для защиты, которая может существенно превышать принятый номинальный ток защищаемого объекта (КОР). Например, из условий обеспечения предела точности измерительного тракта защиты, для устройств МП РЗА серии **SIPROTEC 7UT6x («SIEMENS AG»)** должно выполняться оптимальное соотношение токов (см. п. **Б1.1.2.2**, выше):
$$\frac{I_{\text{НОМ.КОР}}}{I_{\text{НОМ.ТТ.МАКС}}} \geq (0,1 \div 0,125),$$
 а также учитываться подобные требования в отношении устройств других изготовителей (см. **пункты Б1.1.2.3 – Б1.1.2.5**, выше).

Кроме того, при выборе уставки по току срабатывания дифзащиты КОР необходимо учитывать режимы КЗ на землю на стороне ВН УШР (в сети с заземленной нейтралью), так как при этом, в замкнутом контуре (фазах) КОР протекают токи нулевой последовательности большой величины, которые даже с учетом их фильтрации в токовых цепях дифзащиты (посредством соединения вторичных обмоток ТТ в фазах КОР по схеме «треугольник»), определяют наличие в соответствующей трехфазной токовой цепи дифзащиты токов небаланса, вызванных погрешностью измерения ТТ. В токовых цепях второй стороны дифзащиты КОР (линейные выводы обмотки) какие-либо токи КЗ при этом отсутствуют.

В связи с вышеуказанным, **определяющим условием** выбора тока срабатывания дифзащиты КОР, будет являться отстройка от максимального

тока небаланса защиты, возникающего как результат циркуляции токов нулевой последовательности в замкнутом контуре КОР (и, соответственно, во вторичных обмотках ТТ, соединенных в «треугольник») при КЗ на землю вблизи ошиновки ВН УШР. При этом, нет необходимости принимать во внимание токи небаланса (погрешность измерения ТТ), соответствующие действительной (паспортной) номинальной мощности КОР (или определяемые как указано выше).

Таким образом, в расчетном выражении для определения тока срабатывания дифзащиты КОР, следует использовать расчетную величину тока небаланса нулевой последовательности фазы КОР при КЗ на землю на ошиновке ВН УШР:

$$(I - DIFF) \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (\text{Б2.1})$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0\text{КЗ.ВН}}$ – расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{пер}} = 1,5 \div 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$I_{0\text{КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{н.СОР}}}{3} = I_{0\text{н.СОР}}$ – максимальная величина тока нулевой

последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или – $\frac{1}{3}$ часть тока

нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0\text{H.COP}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} - \text{ток нулевой последовательности в нейтрали}$$

СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}}$ – номинальное значение напряжения КЗ УШР (данные завода), о.е.;

$I_{\text{НОМ.УШР}}$ – номинальный ток УШР (СОР), для данного расчета должен быть приведен к номинальному напряжению КОР, с помощью коэффициента трансформации $K_{\text{ТР}}$, величина которого определяется как указано ниже, в п. 3 Примечаний.

С учетом порядка величины тока КЗ, используемого в расчете, для дифзащиты КОР обеспечивается достаточно высокая чувствительность в защищаемой зоне.

Примечания.

1. В целях упрощения расчета, величины токов, используемые в расчетных формулах настоящего раздела, целесообразно указывать в относительных величинах (приведенных к базовому/номинальному току и напряжению УШР).

2. Для устройств МП РЗА серии **T35/T60** («GE Multilin») уставку, рассчитанную в о.е. относительно номинального тока УШР, необходимо

умножить на коэффициент пересчета $K = \frac{I_{\text{NObj}}}{I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}}$ (где I_{NObj} – номинальный ток

УШР (СОР), приведенный к стороне НН УШР; $I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}$ – номинальный первичный ток ТТ на основной стороне КОР, определяемый аналогично указанному в п. **Б1.1.2.4**).

3. Для определения соотношения **первичных токов фаз СОР и КОР**, следует использовать коэффициент трансформации токов сторон УШР:

$$K_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{НОМ.СОР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.КОР}}} = \frac{U_{\text{НОМ.СОР.ФАЗН}}}{U_{\text{НОМ.КОР.ЛИН}}} - \text{отношение номинальному фазного}$$

напряжения СОР к **линейному** номинальному напряжению КОР). При этом, следует помнить, что вторичный ток стороны в цепях дифзащиты, подключенных к обмоткам ТТ, соединенных в «треугольник», будет в $\sqrt{3}$ раза больше фазной величины (согласно коэффициенту схемы соединения ТТ: $K_{сх} = \sqrt{3}$).

В остальном, расчет дифференциальной токовой защиты КОР выполняется аналогично расчету ДЗ СОР (**п. Б1.1**), с учетом некоторых особенностей:

- максимальным сквозным током защиты, используемым в расчетах для проверки действительной погрешности измерения ТТ и определения уставки по току срабатывания функции дифотсечки, является максимальный линейный ток КОР при КЗ на линейных выводах этой обмотки.

Примечания.

1. Для целей реализации продольной ДЗ КОР (с токовым торможением) рассматриваются следующие устройства МП РЗА:

- **SIPROTEC 7UT612 («SIEMENS AG»);**
- **MiCOM P631 («ALSTOM Grid»/«AREVA»);**
- **T35 («GE Multilin»);**
- **RET670 («ABB»).**

2. Устройства **ООО НПП «ЭКРА»** для целей реализации продольной ДЗ КОР не рассматриваются, т.к. специализированные устройства (шкафы) защиты УШР **ШЭ2607 049249/ШЭ2710 541241** не содержат указанной функции.

Б2.1.2 Проверка чувствительности дифзащиты КОР

Проверка чувствительности дифзащиты КОР производится аналогично **п. Б1.1.9**.

Б2.2 ANSI 50. Максимальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (МТЗ КОР)

Как указано выше, в общих примечаниях к функциональному описанию РЗА УШР 110-750 кВ (п. 3), в МУ рассматриваются два варианта исполнения МТЗ КОР:

а) МТЗ от междуфазных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), с подключением измерительных цепей защиты на разность вторичных фазных токов ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

б) МТЗ от междуфазных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), чувствительная к межвитковым замыканиям в КОР, с подключением измерительных цепей защиты на вторичные фазные токи ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

Б2.2.1 МТЗ, реализованная по первому варианту (междуфазная МТЗ) предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в реакторе, включая собственно КОР (междуфазные КЗ) и ошиновку линейных выводов КОР с отходящими присоединениями.

Функция защиты использует измерения линейных проводов трансформаторов тока в фазах КОР, соединенных по схеме «треугольник». С учетом незначительной величины нагрузки, подключаемой к выводам КОР и схемного исполнения токовых цепей защиты («треугольник» ТТ), исключаящему необходимость отстройки от токов нулевой последовательности по величине и гармонических составляющих токов кратных трем, междуфазная МТЗ КОР может обладать повышенной чувствительностью.

Б2.2.1.1 Ток срабатывания междуфазной МТЗ КОР выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП):

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot (I_{C3.PPRED,n} + \sum I_{PAB.MAKC (N-n)}), \quad (B2.2)$$

где $K_{OTC} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{C3.PPRED,n}$ – ток срабатывания МТЗ (присоединения n) с которой производится согласование (как правило имеющий наибольшее значение для всех МТЗ питаемых присоединений);

$\sum I_{PAB.MAKC (N-n)}$ – геометрическая сумма максимальных токов нагрузки питаемых присоединений, исключая нагрузку присоединения с МТЗ которого производится согласование.

Примечание. Выражение (Б2.2) представлено в обобщенном виде в предположении, что на ошиновке НН УШР может быть подключено (в общем случае) больше двух присоединений.

Дополнительным условием выбора тока срабатывания междуфазной МТЗ КОР (как и в случае дифзащиты КОР), является отстройка от максимального тока небаланса защиты, возникающего как результат циркуляции токов нулевой последовательности в замкнутом контуре КОР (и, соответственно, во вторичных обмотках ТТ, соединенных в «треугольник») при близких КЗ на землю на стороне ВН УШР:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot I_{HБ.PACЧ}, \quad (B2.2a)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки;

$I_{HБ.PACЧ} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon \cdot I_{0K3.BH}$ – расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.);

$$I_{0\text{КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{Н.СОП}}}{3} = I_{0\text{Н.СОП}} \quad \text{– максимальная величина тока нулевой}$$

последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или $-\frac{1}{3}$ часть тока

нейтрали СОП при близком однофазном КЗ на землю (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0\text{Н.СОП}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \quad \text{– ток нулевой последовательности в нейтрали}$$

СОП (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}}$ – номинальное значение напряжения КЗ УШР (данные завода), о.е.;

$I_{\text{НОМ.УШР}}$ – номинальный ток СОП (УШР).

В качестве уставки междуфазной МТЗ принимается большее (из двух условий) значение тока срабатывания.

Б2.2.2 МТЗ, реализованная по второму варианту (фазная МТЗ), предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в реакторе, включая собственно КОР (междуфазные и витковые КЗ) и ошиновку линейных выводов КОР с отходящими присоединениями.

Функция защиты использует измерения фазных проводов трансформаторов тока в фазах КОР. С учетом незначительной величины нагрузки, подключаемой к выводам КОР и схемного исполнения токовых цепей защиты («звезда» ТТ), фазная МТЗ КОР может обладать приемлемой чувствительностью к витковым замыканиям в фазах КОР (как указывалось

выше, во вводной части **Приложения Б**). Отстройка срабатывания защиты от гармонических составляющих токов кратных трем по величине не требуется, так как все рассматриваемые устройства защиты используют функцию цифровой фильтрации высших гармоник измеряемых токов, что позволяет МТЗ реагировать на токи повреждения только основной гармонической составляющей.

Для фазной МТЗ также не требуется отстройка срабатывания от токов нулевой последовательности основной гармонической составляющей (50 Гц) по величине, или их исключение (цифровая фильтрация, которая в измерительных системах большинства устройств для максимальных токовых защит не применяется), поскольку в этом случае, защита будет также нечувствительной к токам межвитковых замыканий в фазах КОР.

Б2.2.2.1 Ток срабатывания фазной МТЗ КОР выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (ТМП), аналогично указанному выше для междуфазной МТЗ, по выражению (Б2.2). При этом, дополнительно, должно учитываться соединение обмоток ТТ («звезда»): уставка по току срабатывания МТЗ (рассчитанная как указано выше), должна быть уменьшена в $\sqrt{3}$ раза (согласно коэффициенту схемы соединения ТТ: $K_{CX} = 1$).

Дополнительным условием выбора тока срабатывания фазной МТЗ КОР, является отстройка от максимального тока небаланса нулевой последовательности в замкнутом контуре КОР (и, соответственно, во вторичных обмотках фазных ТТ, подключенных к защите) обусловленного несимметрией напряжений сети ВН УШР в тяжелых нагрузочных режимах энергосистемы:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot I_{НБ.РАСЧ} , \quad (Б2.26)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5 \div 2$ – коэффициент отстройки;

$$I_{\text{нб.расч}} = \frac{K_{\text{нес}} \cdot I_{\text{ном.ушр}}}{3} \quad - \quad \text{расчетный ток небаланса нулевой}$$

последовательности в фазах КОР (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$K_{\text{нес}} = 0,10$ – коэффициент несимметрии нулевой последовательности в предельных нагрузочных режимах энергосистемы;

$I_{\text{ном.ушр}}$ – номинальный ток СОР (УШР).

В качестве уставки фазной МТЗ принимается большее (из двух условий) значение тока срабатывания.

Б2.2.2.2 Поскольку (как указывалось выше, во вводной части Приложения Б), при витковом замыкании в одной из фаз КОР первичные токи **нулевой последовательности** в обмотках КОР и СОР (включая заземленную нейтраль СОР) отсутствуют, для фазной МТЗ целесообразно выполнить селективную блокировку действия при фиксации тока нулевой последовательности СОР (возникающего при КЗ на землю в сети ВН, или броске тока включения/намагничивания УШР), которая позволит существенно уменьшить время срабатывания фазной МТЗ (без отстройки от уставок по времени ТЗНП в сети ВН).

Для реализации указанной блокировки необходимо выполнить измерение тока нулевой последовательности одного из комплектов ТТ в цепи СОР (соединенных по схеме «звезда с нулем»), подключив нулевой провод токовых цепей указанного комплекта ТТ к отдельному измерительному входу устройства рассматриваемой функции защиты (фазной МТЗ КОР).

Ток пуска функции блокировки фазной МТЗ КОР выбирается по условию согласования с током срабатывания блокируемой защиты по чувствительности:

$$50N - 1(I >) = I_{C3} \geq K_{\text{СОГЛ}} \cdot 3 \cdot I_{C3.MT3}, \quad (\text{Б2.2В})$$

где $K_{\text{СОГЛ}} = 0,7 \div 0,8$ – коэффициент согласования;

$I_{C3.MT3}$ – уставка по току срабатывания фазной МТЗ по п. **Б2.2.2.1** (первичная величина, приведенная к напряжению стороны ВН УШР).

Примечание. В случае выявления возможности излишнего срабатывания фазной МТЗ при включении реактора под рабочее напряжение (из-за броска тока включения в фазах КОР, сопровождающегося током в нейтрали УШР величиной, недостаточной для пуска блокировки фазной МТЗ), следует ввести автоматическую временную задержку пуска указанной МТЗ КОР при формировании команды оперативного включения выключателя (выключателей) на стороне ВН УШР, с уставкой позволяющей предотвратить излишнее действие защиты (длительность переходного процесса включения может быть определена с помощью регистратора аварийных событий).

Дополнительно может использоваться функция торможения защиты при бросках тока намагничивания в соответствии с п. **Б2.2.6** ниже.

Б2.2.3 Выдержка времени ступени МТЗ КОР **50-1 (I>)** (в обоих вариантах исполнения защиты) с действием на отключение выключателей ТМП выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов:

$$50 - 1(T) = T_{\text{ПРЕД.ТЗ}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б2.3})$$

где $T_{\text{ПРЕД.ТЗ}}$ – уставка по времени срабатывания токовых защит предыдущих элементов (ТМП);

$T_{\text{ЗАП}} = (0,3 \div 0,4)\text{с}$ – время запаса (ступень селективности).

Б2.2.4 Дополнительная ступень МТЗ КОР **50-2 (I>>)** (в обоих вариантах исполнения защиты) используется, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия **50-2 (Т)** для отключения и пуска УРОВ выключателей ВН реактора.

Б2.2.5 Для ускорения отключения КЗ в КОР может быть выполнено дополнительное действие ступени МТЗ КОР **50-2(I>>)** без выдержки времени, блокируемое при пуске МТЗ предыдущего элемента (МТЗ линейных выводов КО, или МТЗ выпрямительного преобразователя).

Б2.2.6 Использование внутренней функции торможения при бросках тока намагничивания (например, при включении ТМП) для трехфазной МТЗ описано выше (п. **Б1.5.3** ТЗНП СОР).

Б2.2.7 Проверка чувствительности МТЗ КОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ КОР определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5, \quad (\text{Б2.4})$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на ошиновке НН УШР;

$I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

Б2.3 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности компенсационной обмотки реактора (ТЗОП КОР)

Как указано выше, в общих примечаниях к функциональному описанию РЗА УШР 110 – 750 кВ (п. 3), в МУ рассматриваются два варианта исполнения ТЗОП КОР (аналогично МТЗ КОР):

а) ТЗОП от междуфазных несимметричных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), с подключением измерительных цепей защиты на разность вторичных фазных токов ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

б) ТЗОП от междуфазных несимметричных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), чувствительная к межвитковым замыканиям в КОР, с подключением измерительных цепей защиты на вторичные фазные токи ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при несимметричных КЗ в реакторе, включая собственно КОР (междуфазные КЗ) и ошиновку линейных выводов КОР с отходящими присоединениями, а также, с учетом чувствительности данной защиты, обмотку управления УШР.

Функция защиты, в зависимости от вышеуказанного варианта исполнения, использует измерения линейных (фазных) проводов фазных трансформаторов тока КОР, соединенных по схеме «треугольник» («звезда»). С учетом незначительной величины нагрузки, подключаемой к выводам КОР ТЗОП КОР может обладать высокой чувствительностью.

Б2.3.1 Ток и время срабатывания ТЗОП КОР выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП):

$$46 - 1 (I >) = I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сз.пред.тз оп}}, \quad (\text{Б2.5})$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент согласования (с учетом несимметрии в нагрузочных режимах питающей сети ВН);

$I_{\text{сз.пред.тз оп}}$ – уставка по току срабатывания ТЗОП предыдущего элемента.

Примечание. Для фазной ТЗОП (реализованной по второму варианту исполнения защиты), дополнительно должно учитываться соединение обмоток ТТ («звезда»): уставка по току срабатывания ТЗОП, рассчитанная по выражению (Б2.2), должна быть уменьшена в $\sqrt{3}$ раза (согласно коэффициенту схемы соединения ТТ: $K_{\text{сх}} = 1$).

Выдержка времени ступени ТЗОП КОР 46-2 (I>) (в обоих вариантах исполнения защиты) с действием на отключение выключателей ТМП:

$$46 - 1 (T) = T_{\text{сз.пред.тз}} + T_{\text{зап}}, \quad (\text{Б2.6})$$

где $T_{\text{сз.пред.тз}}$ – максимальная уставка по времени срабатывания токовых защит предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП);

$T_{\text{зап}} = (0,3 \div 0,4)$ с – время запаса (ступень селективности).

Б2.3.2 Дополнительная ступень ТЗОП КОР 46-2 (I>>) (в обоих вариантах исполнения защиты) используется, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия 46-2(T) для отключения и пуска УРОВ выключателей ВН реактора.

Б2.3.3 Для ускорения отключения КЗ в КОР может быть выполнено дополнительное действие ступени МТЗ НН 46-2(I>>) без выдержки времени,

блокируемое при пуске ТЗОП токовых защит предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП).

Б2.3.4 Проверка чувствительности ТЗОП КОР

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП КОР определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5, \quad (\text{Б2.7})$$

где $I_{2 \text{ КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток обратной последовательности при КЗ в двух фазах на ошиновке НН УШР;
 $I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

Б2.4 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Б2.4.1 Функция ДЗО НН рассматривается применительно к управляемому шунтирующему реактору, имеющему присоединения собственных нужд УШР (ТМП) непосредственно на ошиновке НН (без выключателя ввода секции НН). Устройство защиты, реализующее данную функцию, должно иметь не менее трех (по числу сторон присоединения ошиновки) отдельных групп трехфазных аналоговых входов для прямого измерения токов трех групп ТТ.

Для подключения дифференциальной защиты ошиновки НН УШР используются ТТ на линейных выводах КО и ТТ выключателей выпрямительных преобразователей (ТМП), соединенные по схеме «звезда с нулем».

Если устройство используется в качестве защиты ошиновки, все токи должны быть (по возможности) приведены к номинальному току защищаемых шин.

Б2.4.2 Если трансформаторы тока, расположенные по сторонам защищаемого объекта, имеют различные первичные токи, то, как правило, внешних выравнивающих устройств не требуется, так как выравнивание (или приведение) токов осуществляется в устройстве с помощью расчетного алгоритма. Однако, в случае возникновения такой необходимости, следует руководствоваться указанным выше в **п. Б1.1.8**.

Б2.4.3 В остальном, расчет ДЗО НН выполняется аналогично расчету дифзащиты ошиновки на стороне высоковольтных вводов УШР (**п. Б1.3**), с учетом того, что максимальным сквозным током защиты, используемым в расчетах для проверки действительной погрешности измерения ТТ, является максимальный ток КЗ на стороне ВН ТМП.

Примечания.

1. Для целей реализации ДЗО НН УШР (с токовым торможением) рассматриваются следующие устройства МП РЗА:

- **SIPROTEC 7UT61x(613)** («SIEMENS AG»).
- **MiCOM P63x(633)** (ALSTOM Grid)/«AREVA» .
- **T35/T60** («GE Multilin»).
- **RET670** («ABB») .
- **ШЭ2607 051** или **ШЭ2607 043** (ООО НПП «ЭКРА»).

2. Устройства МП РЗА типа **ШЭ2607 051** ООО НПП «ЭКРА» (применяемые в качестве ДЗО ВН, **п. Б1.3** выше) рассматриваются также для целей реализации ДЗО НН УШР, по следующим соображениям:

- специализированные устройства (шкафы) защиты УШР **ШЭ2607 049/ШЭ2710 541** не содержат указанной функции;

– устройство **ШЭ2607 051** имеет достаточное количество групп трехфазных токовых входов – 4 (включая 1 резервный вход, который может потребоваться в случаях увеличения количества присоединений стороны НН УШР) и функционально соответствует требованиям защиты ошиновки с простой конфигурацией (отсутствие линейных регулировочных трансформаторов и токоограничивающих реакторов в зоне защиты).

Кроме того, по рекомендации изготовителя, в качестве ДЗО НН УШР может применяться устройство дифзащиты **ШЭ2607 043**, имеющее некоторые конструктивные и принципиальные отличия от дифзащиты ошиновки, реализованной в шкафу **ШЭ2607 051** (дополнительно рассматриваются ниже).

3. В целях повышения чувствительности ДЗО НН УШР, при выборе уставки по току срабатывания защиты в качестве $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ рекомендуется принять максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного присоединения, в данном случае, это может быть суммарный максимальный ток нагрузки ТМП, присоединенных на стороне НН реактора.

Б2.4.4 Ниже приводятся принципы и технические особенности ДЗО НН УШР, реализуемой в устройствах МП РЗА серии **ШЭ2607 043 (ООО НПП «ЭКРА»)**

Б2.4.4.1 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания/торможения функции дифзащиты устройств МП РЗА серии **ШЭ2607 043 (ООО НПП «ЭКРА»)**

Дифференциальная токовая защита ошиновки НН УШР имеет три (до четырех) входа для подключения к трехфазным группам трансформаторов тока. Предусмотрена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации трансформаторов тока присоединений от 0,25 А до 16 А.

ДЗО выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку.

Чувствительное реле ДЗО имеет токозависимую характеристику уставкой по начальному току срабатывания ($I_{до}$), изменяемой в диапазоне $(0,2 \div 1,0) \cdot I_{БАЗ.СТОП}$.

Примечание. Под базисным током стороны ($I_{БАЗ.СТОП}$) понимается значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне при передаче на эту сторону номинальной мощности защищаемого объекта.

Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты (для рассматриваемой конфигурации ДЗО НН функция дифотсечки не используется).

ДЗО выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тока, определяемого по выражению:

$$I_T = \sqrt{\operatorname{Re}(I'_1 \cdot I'_2)} \text{ при } |\arg I'_1 - \arg I'_2| \geq \frac{\pi}{2};$$

$$I_T = 0 \text{ при } |\arg I'_1 - \arg I'_2| < \frac{\pi}{2},$$

где I'_1 – наибольший из токов сторон защиты;

$I'_2 = I_1 + I_2 + I_{3(4)} - I'_1$ – комплексно сопряженный вектор суммы всех токов защиты, за исключением I'_1 ;

$\operatorname{Re}(I'_1 \cdot I'_2)$ – действительная часть векторного произведения токов I'_1 и I'_2 ;

$I_d = I'_1 + I'_2$ – дифференциальный ток.

Дифференциальный ток (I_d) определяется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на входы реле ДЗО.

В зависимости от угла между токами I'_1 и I'_2 значение тормозного тока (I_T) может составить:

$$I_T = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos(180^\circ - \alpha)}, \text{ если } 90^\circ < \alpha < 270^\circ;$$

$$I_T = 0, \text{ если } -90^\circ < \alpha < 90^\circ \text{ или } I_2' = 0,$$

где α – угол между векторами токов I_1' и I_2' .

Характеристика тока срабатывания ДЗО, приведенная на рисунке Б10 ниже, состоит из горизонтального и наклонного участков, соединенных плавным переходом:

$$I_{\text{CP}} = I_{\text{до}} + K_T \cdot (I_T - I_{T0}),$$

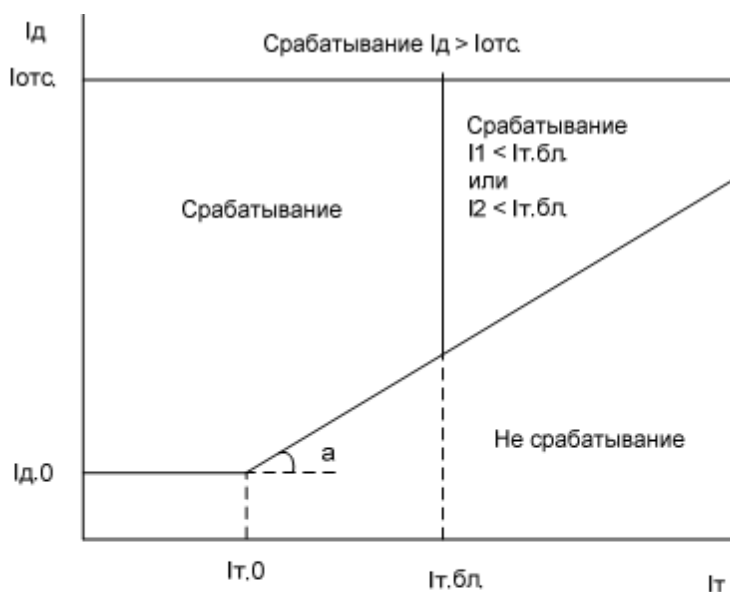
где I_{CP} – ток срабатывания чувствительного реле ДЗО;

$I_{\text{до}}$ – начальный ток срабатывания;

I_T – тормозной ток;

I_{T0} – длина горизонтального участка тормозной характеристики;

K_T – коэффициент торможения.



$I_{\text{до}}$ - начальный ток срабатывания ДЗТ;
 I_{T0} - ток начала торможения ДЗТ;
 $I_{T.бл.}$ - ток торможение блокировки ДЗТ;
 $K_T = \text{tg } \alpha$ - коэффициент торможения ДЗТ;
 $I_{\text{отс}}$ - ток срабатывания дифференциальной отсечки

Рисунок Б10 – Характеристика срабатывания ДЗО устройств МП РЗА серии ШЭ2607 043 (ООО НПП «ЭКРА»)

Длина горизонтального участка (I_{T0}) регулируется в диапазоне $(0,6 \div 1,5) \cdot I_{\text{БАЗ.СТОП}}$.

Уставка по коэффициенту торможения ДТЗ изменяется в диапазоне $(0,2 \div 0,7) \cdot I_{\text{БАЗ.СТОП}}$.

Примечание. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{\text{д}}$) к приращению тормозного тока ($I_{\text{т}}$) в условиях срабатывания.

При тормозном токе $I_{\text{т}} \geq I_{\text{т.БЛ}}$ (ток торможения блокировки) характеристика срабатывания ДЗО изменяется следующим образом:

– если $I'_1 \geq I_{\text{т.БЛ}}$ и $I'_2 \geq I_{\text{т.БЛ}}$ – ДЗО блокируется;

– если $I'_1 < I_{\text{т.БЛ}}$ или $I'_2 < I_{\text{т.БЛ}}$, наклон характеристики срабатывания

ДЗО определяется коэффициентом торможения.

Уставка по току торможения блокировки изменяется в диапазоне $(1,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{БАЗ.СТОП}}$.

ДЗО правильно функционирует при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до $40 \cdot I_{\text{БАЗ.СТОП}}$ при значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.

ДЗО отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более $40 \cdot I_{\text{БАЗ.СТОП}}$ при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %.

Б2.4.4.2 Выравнивание токов присоединений.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На первом отводе при

W1 = 1 виток обеспечивается диапазон токов 4,001 ÷ 16,000 А, на втором отводе при на W1 = 4 витка обеспечивается диапазон токов 1,001 ÷ 4,000 А, на W1 = 16 витков обеспечивается диапазон токов 0,251 ÷ 1,000 А (диапазон токов 0,251 ÷ 1,000 А для терминала **БЭ2704V051** не используется).

Расчет базисных токов присоединений ТТ производится в следующей последовательности:

1. Главные ТТ присоединений расположить в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2. При $I_{НОМ} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{БАЗ} = 1,001$;

3. При $I_{НОМ} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимается равным $I_{БАЗ} = 5,000$;

4. Базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ($K_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{БАЗ2} = I_{БАЗ1} + \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}},$$

где $I_{БАЗ2}$ – базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ $K_{ТТ2}$;

$I_{БАЗ1}$ – базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации главных ТТ $K_{ТТ1}$.

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

По значениям базисных токов присоединений производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов (согласно таблице выбора в руководстве по эксплуатации).

Б2.4.4.3 Для устройств ДЗО ВН УШР серии **ШЭ2607 043 (ООО НПП «ЭКРА»)** уставка $K_{\text{ТОРМ}}$ может определяться в соответствии с рекомендациями изготовителя: $K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$ в связи с тем, что функция ДЗО использует принцип торможения (см. п. **Б2.4.4.1** выше), в отношении которого может быть принято допущение:

$$I_{\text{T}} = \sqrt{\text{Re}(I'_1 \cdot I'_2)} \approx \frac{I'_1 + I'_2}{2},$$

либо в соответствии с рекомендациями изготовителя для ДЗО ВН УШР (см. п. **Б1.3.4.5** выше).

Б2.4.5 Характеристика торможения дифзащиты устройств МП РЗА серии **ШЭ2607 043 ООО НПП «ЭКРА»** имеет функцию блокировки действия дифзащиты при сквозных токах (объекта) большой величины, как указано выше в п. **Б2.4.4.1**, которая в характеристике срабатывания дифзащиты представлена как вертикальная граница правой части зоны действия защиты уставкой $I_{\text{T.БЛ}}$.

Уставка по току торможения блокировки ($I_{\text{T.БЛ}}$) ДЗО НН определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки:

$$I_{\text{T.БЛ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{СКВ.Н}}, \quad (\text{Б2.8})$$

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

$I_{\text{СКВ.Н}}$ – максимальный (сквозной) ток нагрузки присоединений ошиновки НН.

Примечание. Уставка по току торможения блокировки ($I_{\text{T.БЛ}}$), определяется в относительных единицах, аналогично указанному в п. **Б1.1.2.6** для уставки основной функции дифзащиты СОП (**Idiff**>).

Б2.4.4 Проверка чувствительности дифзащиты ошиновки НН УШР производится аналогично п. **Б1.3.14**.

Б2.5 ANSI 50. Максимальная токовая защита на стороне линейных выводов НН реактора (МТЗ НН)

Примечание. Применение данной защиты для реактора не является обязательным и рассматривается только для целей аппаратного дублирования резервных защит на стороне НН УШР, например, в случае исключения функции междуфазной МТЗ КОР по п. Б2.2 (вариант «а»).

Защита предназначена для резервирования действия быстродействующей защиты ошиновки НН УШР и МТЗ ТМП.

Функция защиты использует измерения трансформаторов тока линейных выводов КОР, соединенным по схеме «звезда с нулем».

Б2.5.1 Ток и время срабатывания ступени МТЗ НН выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП), аналогично указанному для междуфазной МТЗ КОР в п. Б2.2.1.1, соответственно: по выражениям (Б2.2) и (Б2.3).

Б2.5.2 Дополнительная ступень МТЗ НН **50-2 (I>>)** используется, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия **50-2(T)** для отключения и пуска УРОВ выключателей ВН реактора.

Б2.5.3 Для ускорения отключения КЗ на стороне НН УШР может быть выполнено дополнительное действие ступени МТЗ НН **50-2(I>>)** без выдержки времени, блокируемое при пуске МТЗ предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП).

Б2.5.4 Использование внутренней функции торможения при бросках тока намагничивания (например, при включении ТМП) для трехфазной МТЗ описано выше (п. Б1.5.3 ТЗНП СОР реактора).

Б2.6 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности на стороне линейных выводов НН реактора (ТЗОП НН)

Примечание. Применение данной защиты для реактора не является обязательным и рассматривается только для целей аппаратного дублирования резервных защит на стороне НН УШР, например, в случае исключения функции междуфазной ТЗОП КОР по п. **Б2.3** (вариант «а»).

Защита предназначена для резервирования действия быстродействующей защиты ошиновки НН реактора и ТЗОП выпрямительных преобразователей (ТМП).

Функция защиты использует измерения трансформаторов тока линейных выводов КОР, соединенным по схеме «звезда с нулем».

Б2.6.1 Ток и время срабатывания ТЗОП НН выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП), аналогично указанному для междуфазной ТЗОП КОР в п. **Б2.3.1**, соответственно: по выражениям (Б2.5) и (Б2.6).

Б2.6.2 Дополнительная ступень (ступени) ТЗОП НН **46-2 (I>>)** используется, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия **46-2 (Т)** для отключения и пуска УРОВ выключателей ВН реактора.

Б2.6.3 Для ускорения отключения КЗ на стороне НН УШР может быть выполнено дополнительное действие ступени МТЗ НН **46-2 (I>>)** без выдержки времени, блокируемое при пуске МТЗ предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП).

Б2.7 ANSI 50N. Однофазная максимальная токовая защита обмотки управления реактора (МТЗ ОУ)

Как указывалось выше, при витковых замыканиях в любой секции ОУ нарушается ее симметрия относительно двух других обмоток и возникает трансформаторная связь между ними с протеканием аварийных токов, соответствующих числу замкнувшихся витков. Такие повреждения ОУ могут быть ликвидированы действием МТЗ КОР (п. Б2.2.2).

Рассматриваемая однофазная МТЗ ОУ предназначена для действия при КЗ на землю (корпус) обмотки управления УШР.

Функция защиты (через однофазный отдельный вход устройства защиты) использует измерения трансформатора тока, установленного в цепи заземления (проводником) средней точки обмотки управления.

Б2.7.1 Ток срабатывания однофазной МТЗ ОУ выбирается по условию отстройки от первичного тока небаланса в цепи контура заземления ОУ, который в нормальном режиме (по сведениям изготовителя) не превышает нескольких ампер, а при коммутациях увеличивается на непродолжительное время. С учетом этих данных (проверяемых при пуско-наладочных работах по включению реактора), уставка МТЗ может составлять $(20 \div 30)$ А с временем срабатывания около 0,2 с, что определяет высокую чувствительность и эффективность данной защиты ОУ от замыканий на корпус:

$$50 N - 1 (I >) = I_{сз} \geq (20 \div 30) \text{ А.} \quad (\text{Б2.9})$$

Б2.7.2 Выдержка времени с действием на отключение и пуск УРОВ выключателей ВН УШР и отключение резервного ТМП:

$$50 N - 1 (T) = 0,2 \text{ с.} \quad (\text{Б2.10})$$

Б2.8 ANSI 64 (59N). Защита от замыкания на землю в сети НН реактора (контроль изоляции)

Устройство контроля изоляции, представляет собой орган (функцию) максимального напряжения нулевой последовательности устройства защиты КО, подключенного к цепям ТН на стороне НН УШР и действующий (согласно п. 3.2.96 ПУЭ) на сигнал с заданной выдержкой времени.

Примечание. В связи с тем, что ошиновка НН УШР имеет достаточно локальный характер (как правило, ограничивается собственно шинным мостом с присоединением не более двух ячеек КРУ ТМП), по условиям эксплуатации и согласно требованиям безопасности персонала, защита от замыкания на землю в сети НН реактора может быть введена с действием на отключение УШР.

В этом случае, для обеспечения селективности действия РЗА, выдержка времени действия защиты от замыканий на землю должна превышать время срабатывания токовых защит ячеек ТМП, действующих на их отключение.

Б2.8.1 Орган напряжения реагирует на напряжение нулевой последовательности $3U_0$. Напряжение нулевой последовательности U_0 может быть непосредственно подведено к устройству, или в устройстве может быть рассчитано результирующее напряжение $3U_0$ по трем фазным напряжениям. В последнем случае, к обмотке ТН, соединенной в звезду с заземленной нейтральной точкой, должны быть подключены три входа напряжения. Напряжение нулевой последовательности рассчитывается по выражению:

$$3U_0 = U_A + U_B + U_C.$$

Б2.8.2 Уставка напряжения нулевой последовательности при обнаружении замыкания на землю для сетей с изолированной нейтралью обычно определяется величиной:

$$64(3U0 >) = 15 \text{ В.} \quad (\text{Б2.11})$$

Б2.8.3 Выдача сообщения (сигнала) об обнаружении замыкания на землю в сети осуществляется с заданной выдержкой времени:

$$64(T) = 10 \div 20 \text{ с.} \quad (\text{Б2.12})$$

Б3 Функции РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП), подключенного к ошиновке компенсационной обмотки УШР (ТМП УШР)

Б3.1 ANSI 50. Двухступенчатая максимальная токовая защита ТМП УШР (МТЗ ТМП)

Защита предназначена для действия при междуфазных КЗ в ТМП.

Функция защиты использует измерения трансформаторов тока выключателя ТМП, соединенных по схеме «звезда с нулем».

Б3.1.1 Ток срабатывания ступени МТЗ ТМП выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки Выпрямительного преобразователя:

$$50 - 1(I >) = I_{C3} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_B} \cdot I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} \quad (\text{Б3.1})$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата реле максимального тока;

$I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}}$ – максимальный ток нагрузки ТМП, определяемый с учетом возможных перегрузок преобразователя.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$50 - 1(T) = 0,3 \div 0,4 \text{ с.} \quad (\text{Б3.2})$$

Б3.1.2 Ток срабатывания грубой ступени МТЗ ТМП (токовая отсечка) выбирается по условию отстройки при КЗ на ошиновке НН ТМП:

$$50 - 2(I >>) = I_{C3} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС.НН}} \quad (\text{Б3.3})$$

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

$I_{\text{КЗ.МАКС.НН}}$ – максимальный ток КЗ на стороне НН ТМП.

Дополнительно проверяется условие чувствительности при КЗ на ошиновке ВН ТМП:

$$50 - 2(I \gg) = I_{\text{СЗ}} \leq \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{K_{\text{ч}}} = 0,5 \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ВН}}, \quad (\text{БЗ.3а})$$

где $K_{\text{ч}} = 2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{КЗ.МИН.ВН}}$ – минимальный ток КЗ на стороне ВН ТМП.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$50 - 2(T) = 0 \text{ с.} \quad (\text{БЗ.4})$$

БЗ.1.3 Использование внутренней функции торможения при бросках тока намагничивания для трехфазной МТЗ (при включении ТМП) описано выше (п. **Б1.5.3** ТЗНП СОР).

БЗ.1.4 Проверка чувствительности МТЗ ТМП

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ ТМП определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5 \quad (\text{БЗ.4а})$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на стороне НН ТМП;

$I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

Б3.2 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности ТМП УШР (ТЗОП ТМП)

Защита предназначена для действия при несимметричных КЗ в ТМП.

Функция защиты использует измерения трансформаторов тока выключателя ТМП, соединенных по схеме «звезда с нулем».

Б3.2.1 Ток срабатывания ТЗОП ТМП выбирается по условию отстройки от тока небаланса в ТМП при нарушении симметрии напряжений в сети ВН:

$$46 - 1 (I >) = I_{C3} \geq 0,2 \cdot I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} \quad (\text{Б3.5})$$

где $I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}}$ – максимальный ток нагрузки ТМП, определяемый с учетом возможных перегрузок преобразователя.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$46 - 1 (T) = T_{C3.CM.ПР} + T_{\text{ЗАП}} \quad (\text{Б3.6})$$

где $T_{C3.CM.ПР}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН с которыми ТЗОП ТМП не согласована по току (обратной последовательности). Если ТЗОП нечувствительна к максимальному несимметричному току нагрузки ТМП при одно/двухфазных КЗ на стороне ВН (включая шины) УШР, указанное согласование по времени является излишним;

$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4$ с – время запаса (ступень селективности).

Б3.2.2 Проверка чувствительности ТЗОП ТМП.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП ТМП определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,5, \quad (\text{БЗ.6а})$$

где $I_{2 \text{ КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток обратной последовательности при КЗ в двух фазах на стороне НН ТМП;
 $I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

Б3.3 ANSI 50N. Максимальная токовая защита с использованием расчетного тока нулевой последовательности ТМП УШР (ТЗНП ТМП).

Применяется при заземлении нейтрали обмотки ВН ТМП.

Защита предназначена для действия при замыканиях на землю в обмотке ВН ТМП и на ошиновке НН реактора.

Функция защиты использует измерения ТТвыключателя ТМП, соединенных по схеме «звезда с нулем».

Функция защиты использует расчетный ток нулевой последовательности ТТвыключателя ТМП(в случае заземления нейтрали обмотки на стороне ВН трансформатора ТМП).

Ток срабатывания ТЗНП ТМП выбирается по условию обеспечения максимальной чувствительности к КЗ на землю, в зоне защиты:

$$50N - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{I_{кз.мин}}{K_{ч}} = 0,5 \cdot I_{кз.мин}, \quad (Б3.7)$$

где $K_{ч} = 2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{кз.мин}$ – минимальный ток КЗ на землю на стороне ВН ТМП.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$50N - 1(T) = (0 \div 0,2) с. \quad (Б3.8)$$

Б3.4 ANSI 50Ns. Ненаправленная токовая защита от замыканий на землю в сети НН ТМП УШР (чувствительная), выполненная с подключением отдельного измерительного входа устройства к ТТ нулевой последовательности ячейки (ТЗНП ТМП).

Применяется при изолированной нейтрали обмотки ВН ТМП УШР.

Примечание. Ввиду ожидаемой неэффективности данной защиты (малые величины тока замыкания на землю, в связи с ограниченными размерами ошиновки РУ на стороне НН УШР), вместо нее может использоваться устройство контроля изоляции, представляющее собой орган (функцию) максимального напряжения нулевой последовательности ANSI 64 ($3U_0 \geq 15 \text{ В}$), устройства РЗА КО, подключенного к цепям ТН ошиновки НН реактора (см. п. Б2.8 выше), и действующий на сигнал с заданной выдержкой времени.

Б3.4.1 Функция защиты использует измеренный ток замыкания на землю трансформатора тока нулевой последовательности выключателя ТМП в случае работы изолированной нейтрали обмотки на стороне ВН трансформатора ТМП.

Ток срабатывания ТЗНП ТМП выбирается по условию обеспечения максимальной чувствительности к замыканию на землю, в зоне защиты.

$$50N - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{I_{зз.мин}}{K_{ч}} = 0,8 \cdot I_{зз.мин}, \quad (\text{Б3.9})$$

где $K_{ч} = 1,25$ – коэффициент чувствительности;

$I_{зз.мин}$ – расчетный ток замыкания на землю на стороне ВН ТМП, определяемый по выражению:

$$I_{зз.мин} = 3 \cdot U_{ф.мин} \cdot \omega \cdot C, \quad (\text{Б3.10})$$

где $U_{\text{Ф.МИН}} = 0,4 \cdot U_{\text{Ф.НОМ}}$ – минимальное фазное напряжение ошиновки НН в максимальных нагрузочных режимах реактора;

$\omega = 314$ – расчетный коэффициент (при частоте сети 50 Гц);

C – общая емкость фазы ошиновки НН (паспортные данные для типа ошиновки).

Выдержка времени на отключение выключателя ТМП:

$$50N - 1(T) = (0 \div 0,2) \text{ с.} \quad (\text{БЗ.11})$$

Б3.5 ANSI 50BF. Устройство резервирования отказа выключателя ТМП УШР

Устройство резервирования при отказе выключателя ТМП предназначено для отключения реактора при повреждениях ТМП и отказе в отключении его выключателя.

Пуск УРОВ производится при действии токовых защит ТМП на отключение выключателя. Действие УРОВ ТМП на отключение и пуск УРОВ УШР осуществляется с контролем наличия минимального тока в цепи выключателя ТМП и выдержкой времени.

Б3.5.1 Пороговое значение срабатывания **50BF(1 МИН)** – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току на 10 % ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать. Значение срабатывания не должно быть задано слишком низким, иначе, в условиях отключения очень высокого тока, переходный процесс во вторичных цепях ТТ может привести к увеличению времени возврата УРОВ.

$$50BF(I > BF) \leq \frac{I_{P3.МИН}}{K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot I_{P3.МИН}, \quad (\text{Б3.12})$$

где $I_{P3.МИН}$ – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при КЗ в зоне чувствительности защит, действующих на отключение ТМП с пуском УРОВ;

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

Б3.5.2 Для устройств МП РЗА серии **MiCOM P14x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») задается пороговое значение срабатывания тока **50BF**

(I<BF) – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току на 10 % ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать.

$$50BF(I < BF) \leq \frac{I_{P3.МИН}}{K_{\text{ч}} \cdot K_{\text{в}}} = \frac{I_{P3.МИН}}{1,1 \cdot 1,05} = 0,86 \cdot I_{P3.МИН}, \quad (\text{Б3.13})$$

где $I_{P3.МИН}$ – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при КЗ в зоне чувствительности защит, действующих на отключение ТМП с пуском УРОВ;

$K_{\text{ч}} = 1,1$ – коэффициент чувствительности УРОВ;

$K_{\text{в}} = 1,05$ – коэффициент возврата минимального реле тока.

Б3.5.3 Для устройства МП РЗА серии **БЭ2502А0103 (ООО НПП «ЭКРА»)** задается пороговое значение срабатывания тока **50BF (I>BF)** – уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам.

Рекомендуется уставка по току:

$$50BF(I > BF) > (0,05 \div 0,1) \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (\text{Б3.14})$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток устройства защиты.

Б3.5.4 Выдержка времени УРОВ должна учитывать максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса, которое учитывает погрешность органа выдержки времени.

Т.о., выдержка времени УРОВ определяется по выражению:

$$50BF(T) \geq T_{\text{УРОВ}} \geq T_{\text{ОВ}} + T_{\text{РТ}} + \Delta t_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б3.15})$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – максимальное время отключения выключателя, которое определяется типом выключателя (ориентировочно это время составляет

0,03 ÷ 0,06 с для исправного выключателя);

T_{PT} – время возврата органа контроля протекания тока, принимается равным 0,02 с;

$\Delta t_{зАП}$ – время запаса, принимается равным 0,05 с.

Б3.5.4.1 Первая (минимальная) выдержка времени на повторное отключение выключателя может составлять

$$50BF(T1) \geq (0,1 \div 0,15)с. \quad (Б3.16)$$

Примечание.

Не исключается также применение традиционного действия УРОВ на повторное отключение без выдержки времени.

Б3.5.4.2 Соответственно, вторая или единственная выдержка времени УРОВ на отключение смежных присоединений принимается (по опыту эксплуатации, с учетом ступени селективности):

$$50BF(T2) \geq (0,25 \div 0,3)с. \quad (Б3.17)$$

Приложение В

Приложение В.1

Таблица выбора устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (рекомендуемые варианты)

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА серии SIPROTEC	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО) УШР			
ДЗ СОР	87R	7UT61x/7UT63x	7UT613 применяется для ДЗР УШР с расщеплением фаз. 7UT635 применяется при совмещении ДЗР и ПДЗР в одном устройстве.
ДЗ СОР (ДЗО)	87R&B	7UT613/7UT63x	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН; 7UT635 применяется для ДЗР УШР с расщеплением фаз и при совмещении ДЗР и ПДЗР в одном устройстве.
ДЗО ВН	87B	7UT613	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ПДЗ СОР	50	7SJ61x/7UT635/ 7UT612	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз. В устройстве 7UT635 (ДЗР) используется функция МТЗ, в 7UT612 – функция дифзащиты.
ТЗНП нейтрали СОР	50N, 51N, 50 Ph	7SJ61x/ 7SJ63x-64x	Для ТЗНП нейтрали УШР с расщеплением фаз используется отдельный измерительный вход тока 7SJ61x(ПДЗР). Для ТЗНП нейтрали УШР без расщепления фаз - отдельный измерительный вход 7SJ63x-64x (РЗА ВН).
ТЗНП вводов СОР	50N, 51N	7SJ63(64)/ 7UT613	Для УШР 110-220 кВ используются функция 7SJ63x-64x (РЗА ВН); для УШР 330-750 кВ – функция 7UT613 (ДЗО ВН).
МТЗ ВН СОР	50, 51	7SJ63x-64x /7UT613	

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА серии SIPROTEC	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ТЗОП ВН КОР	46	7SJ63x-64x)/ 7UT613	
УРОВ ВН КОР	50BF	7UT61x/7SS5/ 6MD66	Функция применяется для каждого выключателя УШР. Для УШР 110-220 кВ используется устройство 7UT61x или 7SS525. Для УШР 330-750 кВ используются устройства 6MD663.
КИВ КОР	50, 50Ns, 64, MV	7SJ62x	Применяется отдельное устройство МП РЗА 7SJ62x.
ЗМН ВН	27	7SJ63x-64x/ 7SJ62x	Для УШР 110-220 кВ используются функции 7SJ63x-64x (РЗА ВН); для УШР 330-750 кВ – функции 7SJ 62x (КИВ).
Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ) УШР			
ДЗ КОР	87R	7UT612	
МТЗ НН	50, 51	7UT612	Реализуется по выбору: МТЗ НН/МТЗ КОР.
ТЗОП НН	46	7UT612	Реализуется по выбору: ТЗОП НН/ТЗОП КОР.
ДЗО НН	87B	7UT613	
КИ НН	64	7SJ63x	
МТЗ КОР	50, 51	7SJ63x,7UT612	В 7UT612 реализуется по выбору: МТЗ КОР/МТЗ НН.
ТЗОП КОР	46	7SJ63x,7UT612	В 7UT612 реализуется по выбору: ТЗОП КОР/ТЗОП НН.
МТЗ ОУ	50N	7UT613	
Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР			
МТЗ ТМП	50, 51	7SJ61x	
ТЗОП ТМП	46	7SJ61x	Функция может быть исключена.
ТЗНП ТМП	50N	7SJ61x	Функция может быть исключена.
ТЗНП(ЗЗ) ТМП	50Ns	7SJ61x	Функция может быть исключена.
УРОВ ТМП	50BF	7SJ61x	

Общие примечания. Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве МП РЗА.

Приложение В.2

**Таблица выбора устройств МП РЗА серии
MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA») для УШР напряжением 110 – 750 кВ
(рекомендуемые варианты)**

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА серии MiCOM	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО) УШР			
ДЗ СОР	87R	P631/P633	P633 применяется для УШР с расщеплением фаз СО.
ДЗСОР (ДЗО)	87R&B	P633/P634	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН; P634 применяется для УШР с расщеплением фаз СО.
ДЗО ВН	87B	P633	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ПДЗ СОР	50,87R	P141/P631	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз. В устройстве P141 (ДЗР) используется функция МТЗ, в P631 – функция дифзащиты.
ТЗНП нейтрали СОР	50N, 51N, 50 Ph	P141	
ТЗНП вводов СОР	50N, 51N	P141/P633	Для УШР 110-220 кВ используются функция P141 (РЗА ВН); для УШР 330-750 кВ – функция P633 (ДЗО ВН)
МТЗ ВН СОР	50, 51	P141	
ТЗОП ВН СОР	46	P141	
УРОВ ВН СОР	50BF	P141	Функция и устройство МП РЗА применяется для каждого выключателя УШР.
КИВ СОР	50, 50Ns, 64, MV	P141	Применяется отдельное устройство МП РЗА.
ЗМН ВН	27	P141	
Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ) УШР			
ДЗ КОР	87R	P631	
МТЗ НН	50, 51	P631/P141	
ТЗОП НН	46	P141	Функция может быть исключена.
ДЗО НН	87B	P633	
КИ НН	64	P141	

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА серии MiCOM	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
MTЗ KOP	50, 51	P141	
T3OP KOP	46	P141	Функция может быть исключена.
MTЗ OY	50N	P633	
Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР			
MTЗ ТМП	50, 51	P141	
T3OP ТМП	46	P141	Функция может быть исключена.
T3NP ТМП	50N	P141	Функция может быть исключена.
T3NP (33) ТМП	50Ns	P141	Функция может быть исключена
УРОВ ТМП	50BF	P141	

Общие примечания. Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве МП РЗА.

**Таблица выбора устройств МП РЗА серий
REx6xx/ SPAC(«ABB») для УШР напряжением 110 – 750 кВ
(рекомендуемые варианты)**

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА «ABB»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО) УШР			
ДЗ СОР	87R	RET670	RET 670 применяются для УШР с расщеплением фаз с применением дополнительного токового модуля.
ДЗО ВН	87B	RET670	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ПДЗ СОР	50, 87R	REF615/RET670	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз. В устройствах REF615 используется функция МТЗ, в RET670 – функция дифзащиты.
ТЗНП нейтрали СОР	50N, 51N, 50 Ph	REF615/RET670	Для ТЗНП нейтрали УШР с расщеплением (расщепления) фаз используется отдельный измерительный вход тока REF615 (ПДЗ СОР). Для ТЗНП НН УШР без расщепления фаз - отдельный измерительный вход RET670 (РЗА ВН).
ТЗНП вводов СОР	50N, 51N	REF615/ RET670	Для УШР 110-220 кВ используется функция REF615; для УШР 330-750 кВ – функция RET670 (ДЗО ВН).
МТЗ ВН СОР	50, 51	REF615/ RET670	Для УШР 110-220 кВ используются функция REF615; для УШР 330-750 кВ – функция RET670 (ДЗО ВН).
ТЗОП ВН СОР	46	REF615/ RET670	Для УШР 110-220 кВ используются функция REF615; для УШР 330-750 кВ – функция RET670 (ДЗО ВН).
УРОВ ВН СОР	50BF	RET670/REC670	Функция применяется для каждого выключателя УШР. Для УШР 110-220 кВ используются устройства

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА «ABB»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
			RET670. Для УШР 330-750 кВ используется функция устройств REC670.
КИВ COP	50, 50Ns, 59N, MV	REF615	Применяется отдельное устройство МП РЗА.
ЗМН ВН	27	REF615	Для УШР 110-220 кВ используются функции RET670 (РЗА ВН) ; для УШР 330-750 кВ – функции REF615 (КИВ) .
Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ) УШР			
ДЗ КОР	87R	RET670	
МТЗ НН	50, 51	RET670	
ТЗОП НН	46	RET670	Функция может быть исключена.
ДЗО НН	87B	RET670	
КИ НН	59N	SPAC810-Л/ REF615	
МТЗ КОР	50, 51	SPAC810-Л/ REF615	
ТЗОП КОР	46	SPAC810-Л/ REF615	Функция может быть исключена.
МТЗ ОУ	50N	RET670	
Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР			
МТЗ ТМП	50, 51	SPAC810-Л/ /REF615	
ТЗОП ТМП	46	SPAC810-Л/ /REF615	Функция может быть исключена
ТЗНП ТМП	50N	SPAC810-Л/ /REF615	Функция может быть исключена
ТЗНП (3З) ТМП	50Ns	SPAC810-Л/ /REF615	Функция может быть исключена
УРОВ ТМП	50BF	SPAC810-Л/ /REF615	

Общие примечания. Функции **ER, FR, MV** используются в каждом устройстве МП РЗА.

Приложение В.4

Таблица выбора устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП«ЭКРА») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (рекомендуемые варианты)

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА ООО НПП «ЭКРА»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО) УШР			
ДЗ СОР	87R	ШЭ2607 049/ ШЭ2710 541	ШЭ2710 541 применяется для УШР 330-500 кВ.
ДЗО ВН	87В	ШЭ2607 051	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ПДЗ СОР	87R	ШЭ2607 049/ ШЭ2710 541	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз СО.
УРОВ ВН СОР	50BF	ШЭ2607 015/ ШЭ2710 512	Функция применяется для каждого выключателя УШР. Для УШР 110-220 кВ используется устройство ШЭ2607 015. Для УШР 330-500 кВ используются устройства ШЭ2710 512.
МТЗ ВН СОР	50, 51	ШЭ2607 015	Функция применяется для УШР 110-220 кВ.
ТЗНП вводов СОР	50N, 51N	ШЭ2607 015/ ШЭ2710 541	
КИВ СОР	50, 50Ns, 64, MV	ШЭ2710 541	
ЗМН	27	ШЭ2710 512	
Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ) УШР			
МТЗ НН	50, 51	БЭ2502А0103	
ДЗО НН	87В	ШЭ2607 051/ ШЭ2607 043	
КИ НН	64	БЭ2502А0103	
МТЗ КОР	50, 51	БЭ2502А0103	
МТЗ ОУ	50N	БЭ2502А0103	
Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР			
МТЗ ТМП	50, 51	БЭ2502А0103/ ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА ООО НПП «ЭКРА»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ТЗОП ТМП	46	БЭ2502А0103	
ТЗНП ТМП	50N	БЭ2502А0103/ ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	Функция может быть исключена.
УРОВ ТМП	50BF	БЭ2502А0103	

Общие примечания. Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве МП РЗА.

Таблица выбора устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (рекомендуемые варианты)

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА «GE Multilin»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО) УШР			
ДЗ СОР	87R	T35/T60	
ДЗ СОР (ДЗО)	87R&B	T35/T60	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ДЗО ВН	87B	T35/T60	Функция применяется только для УШР с 2-мя выключателями на стороне ВН.
ПДЗ СОР	50, 87R	F35/F60/T35/T60	Функция применяется только для УШР с расщеплением фаз. В устройстве F35/F60 (ДЗР) используется функция МТЗ, в T35/T60 – функция дифзащиты.
ТЗНП нейтрали СОР	50N, 51N	F35/F60	Для ТЗНП НН СО с расщеплением фаз используется отдельный измерительный вход тока F35/F60 (ПДЗ СОР). Для ТЗНП НН СО без расщепления фаз - отдельный измерительный вход F35/F60 (РЗА ВН).
ТЗНП вводов СОР	50N, 51N	F35/F60/T35/T60	Для УШР 110-220 кВ используются функция F35/F60 (РЗА ВН); для УШР 330-750 кВ – функция T35/T60 (ДЗО ВН).
МТЗ ВН СОР	50, 51	F35/F60/T35/T60	
ТЗОП ВН СО	46	F35/F60	
УРОВ ВН СОР	50BF	F35/F60/C60	Функция применяется для каждого выключателя УШР. Для УШР 110-220 кВ используется устройство F35/F60. Для УШР 330-750 кВ используются устройства C60.
КИВ СОР	50, 50Ns, 59N	F35/F60	Применяется отдельное устройство МП РЗА.
ЗМН ВН	27	F35/F60	Для УШР 110-220 кВ используются функции F35/F60

Функции МП РЗА		Рекомендуемые устройства МП РЗА «GE Multilin»	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
			(РЗА ВН); для УШР 330-750 кВ – функции F35/F60 (КИВ).
Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ) УШР			
ДЗ КОР	87Г	T35/T60	
МТЗ НН	50, 51	T35/T60	
ТЗОП НН	46	F35/F60	Функция может быть исключена.
ДЗО НН	87В	T35/T60	
КИВ НН	59N	F35/F60	
МТЗ КОР	50, 51	F35/F60	
ТЗОП КОР	46	F35/F60	Функция может быть исключена.
МТЗ ОУ	50N	T35/T60	
Устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР			
МТЗ ТМП	50, 51	F35/F60	
ТЗОП ТМП	46	F35/F60	Функция может быть исключена.
ТЗНП ТМП	50N	F35/F60	Функция может быть исключена.
ТЗНП(ЗЗ) ТМП	50Ns	F35/F60	Функция может быть исключена
УРОВ ТМП	50BF	F35/F60	

Общие примечания. Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве МП РЗА.

Приложение Г

Приложение Г.1

**Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG»), для
УШР напряжением 110 – 750 кВ**

1 Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)						
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7UT635	7SJ612	7SJ621	7SJ635, 7SJ64	6MD66
Б1.1	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X	X	X				
Б1.1.2.2	87R (I-DIFF>)	1221	1221	1221				
Б1.1.3.3	87R (Кторм, I _{ТОРМ.НАЧ})	1241A 1242A	1241A 1242A	1241A 1242A				
Б1.1.4.1	87R (Кторм2, I _{ТОРМ.НАЧ 2})	1243A 1244A	1243A 1244A	1243A 1244A				
Б1.1.5.1	87R (I-DIFF>>)	1231	1231	1231				
Б1.1.6.1	87R (I-ADD ON STAB/ T ADD ON-STAB)	1256A 1257A	1261A/ 1262A	1261A/ 1262A				
Б1.2	ANSI 87R&B (ДЗ СОР & ДЗО ВП)		X	X				
Б1.2.2.1	87R&B (I-DIFF>)		1221	1221				
Б1.2.3, Б1.2.3.1	Кторм, I _{ТОРМ.НАЧ}		1241A 1242A	1241A 1242A				
Б1.2.4.1	Кторм2, I _{ТОРМ.НАЧ 2}		1243A	1243A				

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)						
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7UT635	7SJ612	7SJ621	7SJ635, 7SJ64	6MD66
			1244A	1244A				
Б1.2.5.1	87R&B (I-DIFF>>)		1231	1231				
Б1.2.5.2	I-DIFF> (T)		1226A	1226A				
Б1.2.5.2	I-DIFF>> (T)		1236A	1236A				
Б1.2.6	87B (I-ADD ON STAB/ T ADD ON STAB)		1261A/ 1262A	1261A/ 1262A				
Б1.3	ANSI 87B (ДЗО ВН)		X					
Б1.3.2	87B (I-DIFF>)		1221					
Б1.3.4.1	K _{ТОРМ} , I _{ТОРМ.НАЧ}		1241A					
Б1.3.4.6			1242A					
Б1.3.5.1	K _{ТОРМ2} , I _{ТОРМ.НАЧ 2}		1243A 1244A					
Б1.3.7	87B (I-ADD ON STAB/ T ADD ON-STAB)		1261A 1262A					
Б1.3.9	87B (I-DIFF>MON./ T I-DIFF>MON)		1281 1282					
Б1.3.10	87B (I>CURR. GUARD)		1210					
Б1.4	ANSI 50 (ИДЗ СОР)			X	X			
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (I>>)			2011 2012	1202			
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (T)			2013	1203			
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (I>)			2014 2015	1204			
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (T)			2016	1205			
Б1.4.1.4	50-2 (I>>)			2111 2112	1801			

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)						
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7UT635	7SJ612	7SJ621	7SJ635, 7SJ64	6MD66
Б1.4.1.4	50-2 (T)			2113	1802			
Б1.4.1.4	50-1 (I>)			2114 2115	1803			
Б1.4.1.4	50-1 (T)			2116	1804			
Б1.4	ANSI 87R (ПДЗ СОР)	X						
Б1.4.2.2	87R (I-DIFF>)	1221						
Б1.4.2.3	87R (Kторм, Iторм.нач)	1241A 1242A						
Б1.4.2.3	87R (Kторм2, Iторм.нач2)	1243A 1244A						
Б1.5	ANSI 50N, 51N (ВН)		X				X	
Б1.5.1.1	50N-1 (I>)		2214/ 2215				1304	
Б1.5.1.1	50N-1 (T)		2216				1305	
Б1.5.1.1	50N-2 (I>>)		2211/ 2212				1302	
Б1.5.1.1	50N-2 (T>>)		2213				1303	
Б1.5.3.3	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}		2241 2242				2202 2205	
Б1.5	ANSI 50N, 51N (НН)				X		X	
Б1.5.2	50N-1 (I>)				1304		2705	
Б1.5.2	50N-1 (T)				1305		2707	
Б1.5.2	50N-2 (I>>)				1302		2702	
Б1.5.2	50N-2 (T)				1303		2704	
Б1.5.3.3	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}				2202 2205		2202 2205	
Б1.6	ANSI 50, 50Ns, 64 (КНВ)					X		
Б1.6.3.1	Контр. пров. Фаз Icp.ф					Logic MV		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)						
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7UT635	7SJ612	7SJ621	7SJ635, 7SJ64	6MD66
Б1.6.3.2	Контр. пров. Фаз Иср.0					Logic MV		
Б1.6.4.1	Контр. Нулев. пров. Иср.					Logic MV		
Б1.6.5	64 (U)					Logic MV		
Б1.6.6.1	50Ns-1 (I>)					3117		
Б1.6.6.2	50Ns-1 (T)					3118		
Б1.6.7.1	50-2 (I>>)					1202		
Б1.6.7.2	50Ns-2 (I>>)					3113		
Б1.6.7.2.2	50Ns-2 (T)					3114		
Б1.7	ANSI 50, 51 (BH)		X				X	
Б1.7.2	50-1 (I>)		2014				1204	
Б1.7.2	50-1 (T>)		2016				1205	
Б1.7.3	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}		2041				2202	
			2042				2205	
Б1.7.3.1, Б1.7.3.5	I>		2114 2115				1803	
Б1.7.3.1, Б1.7.3.6	T		2116				1804	
Б1.8	ANSI 46 (BH)		X				X	
Б1.8.2	46-1 (I2>)		4014/ 4015				4002	
Б1.8.3	46-1 (T)		4016				4003	
Б1.9	ANSI 50BF (BH)	X	X					X
Б1.9.2	50BF (I>BF)	283						3902 3912
Б1.9.6.1	50BF (T1)	7005						3905
Б1.9.6.2	50BF (T2)	8602 8702						3906
Б1.10	ANSI 27 (BH)					X	X	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)						
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7UT635	7SJ612	7SJ621	7SJ635, 7SJ64	6MD66
Б1.10.2	27-1 (U)					5102/ 5103	5102/ 5103	
Б1.10.2	27-1 (T)					5106	5106	
Б1.10.3	27-2 (U)					5110/ 5111	5110/ 5111	
Б1.10.3	27-2 (T)					5112	5112	

**2 Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ);
устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР**

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7SJ635	7SJ612
Б2.1	ANSI 87R (ДЗ КОР)	X			
Б2.1.1	87R (I-DIFF>)	1221			
Б2.1.1	87R (K _{ТОРМ} , I _{ТОРМ.НАЧ})	1241A 1242A			
Б2.1.1	87R (K _{ТОРМ2} , I _{ТОРМ.НАЧ 2})	1243A 1244A			
Б2.1.1	87R (I-DIFF>>)	1231			
Б2.1.1	87R (I-ADD ON STAB/ T ADD ON-STAB)	1256A 1257A			
Б2.2	ANSI 50, 51 (МТЗ КОР)	X		X	
Б2.2.1, Б2.2.2	50-1 (I>)	2013		1202	
Б2.2.3	50-1 (T)	2014		1203	
Б2.2.4	50-2 (I>>)	2011		1204	
Б2.2.4 Б2.2.5	50-2 (T)	2012		1205	
Б2.2.6	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}	2041 2042 2043		2202 2205	
Б2.3	ANSI 46 (ТЗОП КОР)	X		X	
Б2.3.1	46-1 (I>)	4002		4002	
Б2.3.1	46-1 (T)	4003		4003	
Б2.3.2	462 (I>>)	4004		4004	
Б2.3.2 Б2.3.3	46-2 (T)	4005		4005	
Б2.4	ANSI 87B (ДЗО НН)		X		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7SJ635	7SJ612
Б2.4.3	87B (I-DIFF>)		1221		
Б2.4.3	87B (K _{ТОРМ} , I _{ТОРМ.НАЧ})		1241A 1242A		
Б2.4.3	87B (K _{ТОРМ2} , I _{ТОРМ.НАЧ 2})		1243A 1244A		
Б2.4.3	87B (I-ADD ON STAB/ T ADD ON-STAB)		1261A 1262A		
Б2.4.3	87B (I-DIFF>MON./T I-DIFF>MON)		1281 1282		
Б2.4.3	87B (I>CURR. GUARD)		1210		
Б2.5	ANSI 50, 51 (MT3 HH)	X			
Б2.5.1	50-1 (I>)	2011			
Б2.5.1	50-1 (T)	2012			
Б2.5.2	50-2 (I>>)	2013			
Б2.5.2 Б2.5.3	50-2 (T)	2014			
Б2.5.4	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}	2041 2042 2043			
Б2.6	ANSI 46 (Т30П HH)	X			
Б2.6.1	46-1 (I>)	4002			
Б2.6.1	46-1 (T)	4003			
Б2.6.2	46-2 (I>>)	4004			
Б2.6.2 Б2.6.3	46-2 (T)	4005			
Б2.7	ANSI 50N (MT3 OY)		X		
Б2.7.1	50N-1 (I>)		2211/2212		
Б2.7.2	50N-1 (T)		2213		
Б2.8	ANSI 64 (KH HH)			X	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии SIPROTEC (Адрес DIGSI)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	7UT612	7UT613	7SJ635	7SJ612
Б2.8.2	64 (3U ₀ >)			3109 (3110)	
Б2.8.3	64 (T)			3111	
Б3.1	ANSI 50, 51 (MT3 TMI)				X
Б3.1.1	50-1 (I>)				1204
Б3.1.1	50-1 (T)				1205
Б3.1.2	50-2 (I>>)				1202
Б3.1.2	50-2 (T)				1203
Б3.1.3	I _{1FN} /I _{2FN} , I _{МАКС}				2202 2205
Б3.2	ANSI 46 (ТЗОП TMI)				X
Б3.2.1	46-1 (I>)				4002
Б3.2.1	46-1 (T)				4003
Б3.3	ANSI 50N (ТЗНП TMI)				X
Б3.3	50N-1 (I>)				1304
Б3.3	50N-1 (T)				1305
Б3.4	ANSI 50, 50Ns (ТЗНП(33) TMI)				X
Б3.4.1	50N-1 (I>)				3117
Б3.4.1	50N-1 (T)				3118
Б3.5	ANSI 50BF (TMI)				X
Б3.5.1	50BF (I>BF)				7006
Б3.5.4	50BF (T)				7005

Примечание.

Знаком «X» в строке функции обозначены устройства МП РЗА, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в таблице выбора устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение В.1).

Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA»), для УШР напряжением 110 – 750 кВ

1 Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
Б1.1	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X	X		
Б1.1.2.3	87R (Idiff>)	072.142 Идиф> ПП1 073.142 Идиф> ПП2 074.142 Идиф> ПП3 075.142 Идиф> ПП4	072.142 Идиф> ПП1 073.142 Идиф> ПП2 074.142 Идиф> ПП3 075.142 Идиф> ПП4		
Б1.1.3.4	87R (m1)	072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4	072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4		
Б1.1.4.2	87R (m2/Игорм,m2)	072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Игорм,m2 ПП1 073.147 Игорм,m2 ПП2 074.147 Игорм,m2 ПП3 075.147 Игорм,m2 ПП4	072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Игорм,m2 ПП1 073.147 Игорм,m2 ПП2 074.147 Игорм,m2 ПП3 075.147 Игорм,m2 ПП4		
Б1.1.5.2	87R (Idiff>>)	072.144 Идиф>> ПП1	072.144 Идиф>> ПП1		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
		073.144 Idиф>> ПП2 074.144 Idиф>> ПП3 075.144 Idиф>> ПП4	073.144 Idиф>> ПП2 074.144 Idиф>> ПП3 075.144 Idиф>> ПП4		
Б1.1.5.2	87R (Idiff>>>)	072.144 Idиф>>> ПП1 073.144 Idиф>>> ПП2 074.144 Idиф>>> ПП3 075.144 Idиф>>> ПП4	072.144 Idиф>>> ПП1 073.144 Idиф>>> ПП2 074.144 Idиф>>> ПП3 075.144 Idиф>>> ПП4		
Б1.2	ANSI 87R&B (ДЗ СОР&ДЗО ВН)		X	X	
Б1.2.2.2	87R&B (Idiff>)		072.142 Idиф> ПП1 073.142 Idиф> ПП2 074.142 Idиф> ПП3 075.142 Idиф> ПП4	072.142 Idиф> ПП1 073.142 Idиф> ПП2 074.142 Idиф> ПП3 075.142 Idиф> ПП4	
Б1.2.3, Б1.2.3.2	87R&B (m1)		072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4	072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4	
Б1.2.4.2	87R&B (m2/ Iгорм,m2)		072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Iгорм,m2 ПП1 073.147 Iгорм,m2 ПП2 074.147 Iгорм,m2 ПП3 075.147 Iгорм,m2 ПП4	072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Iгорм,m2 ПП1 073.147 Iгорм,m2 ПП2 074.147 Iгорм,m2 ПП3 075.147 Iгорм,m2 ПП4	
Б1.2.5.1	87R&B (Idiff>>)		072.144 Idиф>> ПП1 073.144 Idиф>> ПП2	072.144 Idиф>> ПП1 073.144 Idиф>> ПП2	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
			074.144 Идиф>> ПП3 075.144 Идиф>> ПП4	074.144 Идиф>> ПП3 075.144 Идиф>> ПП4	
Б1.2.5.1	87R&B (Idiff>>>)		072.144 Идиф>>> ПП1 073.144 Идиф>>> ПП2 074.144 Идиф>>> ПП3 075.144 Идиф>>> ПП4	072.144 Идиф>>> ПП1 073.144 Идиф>>> ПП2 074.144 Идиф>>> ПП3 075.144 Идиф>>> ПП4	
Б1.2.5.2	Idiff>>> (T)		010.162 T задерж.откл. ПП1 010.163 T задерж.откл. ПП2 010.164 T задерж.откл. ПП3 010.165 T задерж.откл. ПП4	010.162 T задерж.откл. ПП1 010.163 T задерж.откл. ПП2 010.164 T задерж.откл. ПП3 010.165 T задерж.откл. ПП4	
Б1.3	ANSI 87B (ДЗО ВП)		X		
Б1.3.2	87B (Idiff>)		072.142 Идиф> ПП1 073.142 Идиф> ПП2 074.142 Идиф> ПП3 075.142 Идиф> ПП4		
Б1.3.4.2	87B (m1)		072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4		
Б1.3.5.2	87B (m2/Игорм,m2)		072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
			072.147 I _{горм,m2} ПП1 073.147 I _{горм,m2} ПП2 074.147 I _{горм,m2} ПП3 075.147 I _{горм,m2} ПП4		
Б1.4	ANSI 50 (ЦЗСОР)	X			X
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (I>>)	076.052 I>> ППх 077.052 I>> ППх 078.052 I>> ППх 079.052 I>> ППх 076.072 I>> ППх 077.072 I>> ППх 078.072 I>> ППх 079.072 I>> ППх 076.082 I>> ППх 077.082 I>> ППх 078.082 I>> ППх 079.082 I>> ППх			I>1 Current Set [I>1 Уставка по току]
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (T)	076.204 tI2>> ППх 077.204 tI2>> ППх 078.204 tI2>> ППх 079.204 tI2>> ППх 076.214 tI2>> ППх 077.214 tI2>> ППх 078.214 tI2>> ППх 079.214 tI2>> ППх 076.224 tI2>> ППх 077.224 tI2>> ППх 078.224 tI2>> ППх			I>1 Time Delay [I>1 Выдержка времени]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
		079.224 tI2>> IIIx			
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (I>)	076.053 I>> IIIx 077.053 I>> IIIx 078.053 I>> IIIx 079.053 I>> IIIx 076.163 I>> IIIx 077.163 I>> IIIx 078.163 I>> IIIx 079.163 I>> IIIx 076.183 I>> IIIx 077.183 I>> IIIx 078.183 I>> IIIx 079.183 I>> IIIx			I>2 Current Set [I>2 Уставка по току]
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (T)	076.205 tI2>> IIIx 077.205 tI2>> IIIx 078.205 tI2>> IIIx 079.205 tI2>> IIIx 076.215 tI2>> IIIx 077.215 tI2>> IIIx 078.215 tI2>> IIIx 079.215 tI2>> IIIx 076.225 tI2>> IIIx 077.225 tI2>> IIIx 078.225 tI2>> IIIx 079.225 tI2>> IIIx			I>2 Time Delay [I1>2 Выдержка времени]
Б1.4	ANSI 87 (ПДЗ COP)	X			
Б1.4.2.2	87R&B (diff>)	072.142 Iдиф> III1			

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
		073.142 Idиф> ПП2 074.142 Idиф> ПП3 075.142 Idиф> ПП4			
Б1.4.2.3	87R&B (m1)	072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4			
Б1.4.2.3	87R&B (m2/ Iгорм,m2)	072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Iгорм,m2 ПП1 073.147 Iгорм,m2 ПП2 074.147 Iгорм,m2 ПП3 075.147 Iгорм,m2 ПП4			
Б1.5	ANSI 50N, 51N (BH)		X		X
Б1.5.1.1	50N-1 (I>)		076.054 MTH_1 3Io> ПП1 077.054 MTH_1 3Io> ПП2 078.054 MTH_1 3Io> ПП3 079.054 MTH_1 3Io> ПП4 076.164 MTH_2 3Io> ПП1 077.164 MTH_2 3Io> ПП2 078.164 MTH_2 3Io> ПП3 079.164 MTH_2 3Io> ПП4 076.184 MTH_3 3Io> ПП1 077.184 MTH_3 3Io> ПП2		IN1>1 Current / IN2>1 Current [IN1>1 Уставка по току / IN2>1 Уставка по току]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
			078.184 MTH_3 3Io> ПП3 079.184 MTH_3 3Io> ПП4		
Б1.5.1.1	50N-1 (T)		076.060 MTH_1 t3Io> ПП1 077.060 MTH_1 t3Io> ПП2 078.060 MTH_1 t3Io> ПП3 079.060 MTH_1 t3Io> ПП4 076.170 MTH_2 t3Io> ПП1 077.170 MTH_2 t3Io> ПП2 078.170 MTH_2 t3Io> ПП3 079.170 MTH_2 t3Io> ПП4 076.190 MTH_3 t3Io> ПП1 077.190 MTH_3 t3Io> ПП2 078.190 MTH_3 t3Io> ПП3 079.190 MTH_3 t3Io> ПП4		IN1>1 Time Delay / IN2>1 Time Delay [IN1>1 Выдержка времени/ IN2>1 Выдержка времени]
Б1.5.1.1	50N-2 (I>>)		076.055 MTH_1 3Io>> ПП1 077.055 MTH_1 3Io>> ПП2 078.055 MTH_1 3Io>> ПП3 079.055 MTH_1 3Io>> ПП4 076.165 MTH_2 3Io>> ПП1 077.165 MTH_2 3Io>> ПП2 078.165 MTH_2 3Io>> ПП3 079.165 MTH_2 3Io>> ПП4 076.185 MTH_3 3Io>> ПП1 077.185 MTH_3 3Io>> ПП2 078.185 MTH_3 3Io>> ПП3 079.185 MTH_3 3Io>> ПП4		IN1>2 Current / IN2>2 Current [IN1>2 Уставка по току / IN2>2 Уставка по току]
Б1.5.1.1	50N-2 (T>>)		076.061 MTH_1 t3Io>> ПП1 077.061 MTH_1 t3Io>> ПП2		IN1>2 Time Delay /

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
			078.061 MTH_1 t3Io>> ПП3 079.061 MTH_1 t3Io>> ПП4 076.171 MTH_2 t3Io>> ПП1 077.171 MTH_2 t3Io>> ПП2 078.171 MTH_2 t3Io>> ПП3 079.171 MTH_2 t3Io>> ПП4 076.191 MTH_3 t3Io>> ПП1 077.191 MTH_3 t3Io>> ПП2 078.191 MTH_3 t3Io>> ПП3 079.191 MTH_3 t3Io>> ПП4		IN2>2 Time Delay [IN1>2 Выдержка времени/ IN2>2 Выдержка времени]
Б1.5.3.3	Торможение 2-я гармоника		076.193 MTH_1: Ввод стаб. Iнамаг.ППх 077.193 MTH_1: Ввод стаб. Iнамаг.ППх 078.193 MTH_1: Ввод стаб. Iнамаг.ППх 079.193 MTH_1: Ввод стаб. Iнамаг.ППх		
Б1.5	ANSI 50N, 51N (НН)				X
Б1.5.2	50N-1(I >)				IN1>1 Current / IN2>1 Current [IN1>1 Уставка по току / IN2>1 Уставка по току]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
Б1.5.2	50N-1(T)				IN1>1 Time Delay / IN2>1 Time Delay [IN1>1 Выдержка времени/ IN2>1 Выдержка времени]
Б1.5.2	50N-2(I>>)				IN1>2 Current / IN2>2 Current [IN1>2 Уставка по току / IN2>2 Уставка по току]
Б1.5.2	50N-2(T)				IN1>2 Time Delay / IN2>2 Time Delay [IN1>2 Выдержка времени/ IN2>2 Выдержка времени]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
Б1.6	ANSI 50, 50Ns, 64 (КИБ)				X
Б1.6.3.1	Контр. пров. Фаз Icp.ф				Logic MV
Б1.6.3.2	Контр. пров. Фаз Icp.0				Logic MV
Б1.6.4.1	Контр. Нулев. пров. Icp.				Logic MV
Б1.6.5	64 (U)				Logic MV
Б1.6.6.1	50Ns-1 (I>)				ISEF>1 Current [ISEF>1 Ток]
Б1.6.6.2	50Ns-1 (T)				ISEF>1 Delay [ISEF>1 Выдержка Времени]
Б1.6.7.1	50-2 (I>>)				I>2 Current Set [I>2 Уставка по току]
Б1.6.7.2	50Ns-2 (I >>)				ISEF>2 Current [ISEF>2 Ток]
Б1.6.7.2.2	50Ns-2 (T)				ISEF>2 Delay [ISEF>2 Выдержка Времени]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
Б1.7	ANSI 50, 51 (BH)				X
Б1.7.2	50-1(I >)				I>1 Current Set [I>1 Уставка по току]
Б1.7.2	50-1(T)				I>1 Time Delay [I1>1 Выдержка времени]
Б1.8	ANSI 46 (BH)				X
Б1.8.2	46-1(I2 >)				I2>1 Current Set [I2>1 Уставка по току]
Б1.8.3	46-1(T)				I2>1 Time Delay [I21>1 Выдержка времени]
Б1.9	ANSI 50BF (BH)				X
Б1.9.3	50BF (I<BF)				I< Current Set [I< Уставка по току]
Б1.9.6.1	50BF (T1)				CB Fail 1 Timer [Таймер]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
					функции УРОВ 1]
Б1.9.6.2	50BF (T2)				CB Fail 2 Timer [Таймер функции УРОВ 2]
Б1.10	ANSI 27 (BH)				X
Б1.10.2	27-1 (U)				V<1 Voltage Set [V<1 Уставка по напряжению]
Б1.10.2	27-1 (T)				V<1 Time Delay [V<1 Выдержка времени]
Б1.10.3	27-2 (U)				V<2 Voltage Set [V<2 Уставка по напряжению]
Б1.10.3	27-2 (T)				V<2 Time Delay [V<2 Выдержка

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Обозначениепараме тра (ANSI)	P631	P633	P634	P141
					времени]

**2 Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ);
устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР**

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
Б.1	ANSI 87R (ДЗ КОР)	X		
Б2.1.1	87R (Idiff>)	072.142 Idiff> ПП1 073.142 Idiff> ПП2 074.142 Idiff> ПП3 075.142 Idiff> ПП4		
Б2.1.1	87R (m1)	072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4		
Б2.1.1	87R (m2/Iгорм,m2)	072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Iгорм,m2 ПП1 073.147 Iгорм,m2 ПП2 074.147 Iгорм,m2 ПП3 075.147 Iгорм,m2 ПП4		
Б2.1.1	87R (Idiff>>)	072.144 Idiff>> ПП1 073.144 Idiff>> ПП2 074.144 Idiff>> ПП3 075.144 Idiff>> ПП4		
Б2.1.1	87R (Idiff>>>)	072.144 Idiff>>> ПП1		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
		073.144 Idиф>>> ПП2 074.144 Idиф>>> ПП3 075.144 Idиф>>> ПП4		
Б2.2	ANSI 50, 51 (MTЗ КОР)			X
Б2.2.1, Б2.2.2	50-1 (I>)			I>1 Current Set [I>1 Уставка по току]
Б2.2.3	50-1 (T)			I>1 Time Delay [I>1 Выдержка времени]
Б2.2.4	50-2 (I>>)			I>2 Current Set [I>2 Уставка по току]
Б2.2.4 Б2.2.5	50-2(T)			I>2 Time Delay [I>2 Выдержка времени]
Б2.3	ANSI 46 (ТЗОП КО)			X
Б2.3.1	46-1 (I>)			I2>1 Current Set [I2>1 Уставка по току]
Б2.3.1	46-1 (T)			I2>1 Time Delay [I21>1 Выдержка времени]
Б2.3.2	462 (I>>)			I2>2 Current Set [I2>2 Уставка по току]
Б2.3.2Б 2.3.3	46-2 (T)			I2>2 Time Delay [I21>2 Выдержка времени]
Б2.4	ANSI 87B (ДЗО НН)		X	
Б2.4.3	87R (Idiff>)		072.142 Idиф> ПП1 073.142 Idиф> ПП2 074.142 Idиф> ПП3 075.142 Idиф> ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
Б2.4.3	87R (m1)		072.145 m1 ПП1 073.145 m1 ПП2 074.145 m1 ПП3 075.145 m1 ПП4	
Б2.4.3	87R (m2/Іторм,m2)		072.146 m2 ПП1 073.146 m2 ПП2 074.146 m2 ПП3 075.146 m2 ПП4 072.147 Іторм,m2 ПП1 073.147 Іторм,m2 ПП2 074.147 Іторм,m2 ПП3 075.147 Іторм,m2 ПП4	
Б2.4.3	87R (Іdiff>>)		072.144 Ідиф>> ПП1 073.144 Ідиф>> ПП2 074.144 Ідиф>> ПП3 075.144 Ідиф>> ПП4	
Б2.4.3	87R (Іdiff>>>)		072.144 Ідиф>>> ПП1 073.144 Ідиф>>> ПП2 074.144 Ідиф>>> ПП3 075.144 Ідиф>>> ПП4	
Б2.5	ANSI 50, 51 (MTЗ НН)			X
Б2.5.1	50-1(I >)			I>1 Current Set [I>1 Уставка по току]
Б2.5.1	50-1(T)			I>1 Time Delay [I1>1 Выдержка времени]
Б2.5.2	50-2(I >>)			I>2 Current Set

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
				[I>2 Уставка по току]
Б2.5.2 Б2.5.3	50-2(T)			I>2 Time Delay [I1>2 Выдержка времени]
Б2.6	ANSI 46 (ТЗОН НН)			X
Б2.6.1	46-1 (I>)			I2>1 Current Set [I2>1 Уставка по току]
Б2.6.1	46-1 (T)			I2>1 Time Delay [I21>1 Выдержка времени]
Б2.6.2	46-2 (I>>)			I2>2 Current Set [I2>2 Уставка по току]
Б2.6.2Б 2.6.3	46-2 (T)			I2>2 Time Delay [I21>2 Выдержка времени]
Б.7	ANSI 50N (MT3 OY)		X	
Б2.7.1	50N-1(I>)		076.054 MTH_1 3Io> ПП1 077.054 MTH_1 3Io> ПП2 078.054 MTH_1 3Io> ПП3 079.054 MTH_1 3Io> ПП4 076.164 MTH_2 3Io> ПП1 077.164 MTH_2 3Io> ПП2 078.164 MTH_2 3Io> ПП3 079.164 MTH_2 3Io> ПП4 076.184 MTH_3 3Io> ПП1 077.184 MTH_3 3Io> ПП2 078.184 MTH_3 3Io> ПП3 079.184 MTH_3 3Io> ПП4	
Б2.7.1	50N-1(T)		076.060 MTH_1 t3Io> ПП1 077.060 MTH_1 t3Io> ПП2	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
			078.060 MTH_1 t3Io> ПП3 079.060 MTH_1 t3Io> ПП4 076.170 MTH_2 t3Io> ПП1 077.170 MTH_2 t3Io> ПП2 078.170 MTH_2 t3Io> ПП3 079.170 MTH_2 t3Io> ПП4 076.190 MTH_3 t3Io> ПП1 077.190 MTH_3 t3Io> ПП2 078.190 MTH_3 t3Io> ПП3 079.190 MTH_3 t3Io> ПП4	
Б2.8	ANSI 64 (КН НН)			X
Б2.8.2	64(3Uo>)			Vn>1 Voltage Set [VN>1 Уставка по Напряжению]
Б2.8.3	64(T)			Vn>1 Time Dalay [VN>1 Выдержка времени]
Б3.1	ANSI 50, 51 (MTЗ TMI)			X
Б3.1.1	50-1 (I>)			I>1 Current Set [I>1 Уставка по току]
Б3.1.1	50-1 (T)			I>1 Time Delay [I>1 Выдержка времени]
Б3.1.2	50-2 (I>>)			I>2 Current Set [I>2 Уставка по току]
Б3.1.2	50-2 (T)			I>2 Time Delay [I>2 Выдержка времени]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
Б3.2	ANSI 46 (ТЗОП TMI)			X
Б3.2.1	46-1 (I>)			I2>1 Current Set [I2>1 Уставка по току]
Б3.2.1	46-1 (T)			I2>1 Time Delay [I21>1 Выдержка времени]
Б3.3	ANSI 50N (ТЗНП TMI)			X
Б3.3	50N- (I >)			IN1>1 Current [IN1>1 Уставка по току]
Б3.3	50N-1 (T)			IN1>1 Time Delay [IN1>1 Выдержка времени]
Б3.4	ANSI 50, 50Ns (ТЗНП(33) TMI)			X
Б3.4.1	50N-1 (I>)			ISEF>1 Current [ISEF>1 Ток]
Б3.4.1	50N-1 (T)			ISEF>1 Delay [ISEF>1 Выдержка Времени]
Б3.5	ANSI 50BF (TMI)			X
Б3.5.2	50BF (I<BF)			I< Current Set [I< Уставка по току]
Б3.5.4.1	50BF (T1)			CB Fail 1 Timer [Таймер функции УРОВ 1] CB Fail 2 Timer [Таймер функции

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии MiCOM (Адрес MiCOM S1)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	P631	P633	P143/P144
				УРОВ 2]
Б3.5.4.2	50BF (T1)			

Примечание.

Знаком «X» в строке функции обозначены устройства МП РЗА, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в таблице выбора устройств МП РЗА серии **MiCOM** («ALSTOM Grid»/AREVA) для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение В.2).

Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий REx6xx («ABB») для УШР
напряжением 110 – 750 кВ

1 Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
Б1.1	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X		
Б1.1.2.5	87R (I-DIFF>)	T3WPDIF_87T(T3D1) IdMin		
Б1.1.3.6	87R (SlopeSection2)/ EndSection1	T3WPDIF_87T(T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б1.1.4.4	87R (SlopeSection3)/ EndSection2	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б1.1.5.4	87R (I-DIFF>>)	T3WPDIF_87T (T3D1) IdUnre		
Б1.1.6.3	IMinNegSeq	T3WPDIF_87T (T3D1) IMinNegSeq		
Б1.1.6.3	NegSeqROA	T3WPDIF_87T (T3D1) NegSeqROA		
Б1.2	ANSI 87R&B (ДЗ СОР & ДЗО ВН)	X		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
Б1.2.2.4	87R (I-DIFF>)	T3WPDIF_87T(T3D1) IdMin		
Б1.2.3, Б1.2.3.4	87R (SlopeSection2)/ EndSection1	T3WPDIF_87T(T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б1.2.4.4	87R (SlopeSection3)/ EndSection2	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б1.2.5.1	87R (I-DIFF>>)	T3WPDIF_87T (T3D1) IdUnre		
Б1.3	ANSI 87B (ДЗО ВН)	X		
Б1.3.2	87B (I-DIFF>)	T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin		
Б1.3.4.4	87B (SlopeSection2)/ EndSection1	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б1.3.5.4	87B (SlopeSection3)/ EndSection2	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б1.4	ANSI 50 (ПДЗ СОР)			X
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (I>>)			PHHPTOC Start value
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (T)			PHHPTOC Operate delay time
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (I>)			PHLPTOC Start value
Б1.4.1.3,	50-1 (T)			PHLPTOC

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
Б1.4.3				Operate delay time
Б1.4	ANSI 87R (ИДЗ СОР)	X		
Б1.4.2.2	87R (I-DIFF>)	T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin		
Б1.4.2.3	87R (SlopeSection2)/ EndSection1	T3WPDIF_87T(T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б1.4.2.3	87R (SlopeSection3)/ EndSection2	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б1.5	ANSI 50N, 51N (ТЗНН вводов СОР)	X		X
Б1.5.1.1	50N-1 (I>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) IN1>		EFLPTOC Start value
Б1.5.1.1	50N-1 (T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) t1		EFLPTOC Operate delay time
Б1.5.1.1	50N-2 (I>>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC2/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) IN2>		EFHPTOC Start value
Б1.5.1.1	50N-2 (T>>)	CVGAPC (GF01) tDef_OC2/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) t2		EFHPTOC Operate delay time
Б1.5.3	I _{1FN} /I _{2FN}	CVGAPC (GF01) I_2nd/I_fund		EFLPTOC

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
		EF4PTOC_51N67N(TEF1) 2ndHarmStab		Start value Mult +INRPHAR Start value
Б1.5	ANSI 50N, 51N (ТЗНН нейтралн COP)	X		X
Б1.5.2	50N-1 (I>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) IN1>		EFLPTOC Start value
Б1.5.2	50N-1 (T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) t1		EFLPTOC Operate delay time
Б1.5.2	50N-2 (I>>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC2/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) IN2>		EFHPTOC Start value
Б1.5.2	50N-2 (T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC2/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) t2		EFHPTOC Operate delay time
Б1.5.3	I _{1FN} /I _{2FN}	CVGAPC (GF01) I_2nd/I_fund EF4PTOC_51N67N(TEF1) 2ndHarmStab		EFLPTOC Start value Mult +INRPHAR Start value
Б1.6	ANSI 50, 50Ns, 59N (КИБ COP)			X
Б1.6.3.1	Контр. пров.			Logic MV

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
	Фаз Иср.ф			
Б1.6.3.2	Контр. пров. Фаз Иср.0			Logic MV
Б1.6.4.1	Контр. Нулев. пров. Иср.			Logic MV
Б1.6.5	59N (U)			ROVPTOV Start value
Б1.6.6.1	50Ns-1 (I>)			EFLPTOC Start value
Б1.6.6.2	50Ns-1 (T)			EFLPTOC Operate delay time
Б1.6.7.1	50-2 (I>>)			PHHPTOC Start value
Б1.6.7.2	50Ns-2 (I>>)			EFHPTOC Start value
Б1.6.7.2.2	50Ns-2 (T)			EFHPTOC Operate delay time
Б1.7	ANSI 50, 51 (MT3 BH COP)	X		X
Б1.7.2	50-1 (I>)	OC4PTOC_51_67(TOC1) I1>		PHLPTOC Start value
Б1.7.2	50-1 (T>)	OC4PTOC_51_67(TOC1) t1		PHLPTOC Operate delay time
Б1.7.3	I _{1FN} /I _{2FN}	OC4PTOC_51_67(TOC1) 2ndHarmStab		PHLPTOC Start value Mult +INRPHAR Start value

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REC670	REF615
Б1.8	ANSI 46 (ТЗОП ВН СОП)	X		X
Б1.8.2	46-1 (I2>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC1		NSPTOC Start value
Б1.8.3	46-1 (T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC1		NSPTOC Operate delay time
Б1.9	ANSI 50BF (УРОВ ВН СОП)	X	X	
Б1.9.2, Б1.9.4	50BF (I>BF)	CCRBFRF_50BF (BFP1) IP> IN>	CCRBFRF_50BF(BFP1) IP> IN>	
Б1.9.6.1, Б1.9.6.2	50BF (T)	CCRBFRF_50BF(BFP1) t1 t2	CCRBFRF_50BF(BFP1) t1 t2	
Б1.10	ANSI 27 (ЗМН ВН)			X
Б1.10.2	27-1 (U)			PHPTUV1 Start value
Б1.10.2	27-1 (T)			PHPTUV1 Operate delay time
Б1.10.3	27-2 (U)			PHPTUV2 Start value
Б1.10.3	27-2 (T)			PHPTUV2 Operate delay time

**2 Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ);
устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТПП) УШР**

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REF615	SPAC810-Л
Б2.1	ANSI 87T (ДЗ КОП)	X		
Б2.1.1	87R (I-DIFF>)	T2WPDIF_87T(T3D1) IdMin		
Б2.1.1	87R (SlopeSection2)/ EndSection1	T2WPDIF_87T(T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б2.1.1	87R (SlopeSection3)/ EndSection2	T2WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б2.1.1	87R (I-DIFF>>)	T2WPDIF_87T (T3D1) IdUnre		
Б2.2	ANSI 50, 51 (МТЗ КОП)		X	X
Б2.2.1, Б2.2.2	50-1 (I>)		PHLPTOC Start value	МТЗ 3 ступень I _{ср} ,прямое
Б2.2.3	50-1 (T)		PHLPTOC Operate delay time	МТЗ 3 ступень Т1, прямое
Б2.2.4	50-2 (I >>)		RHHPTOC Start value	МТЗ 3 ступень I _{ср} ,прямое
Б2.2.4 Б2.2.5	50-2 (T)		RHHPTOC Operate delay time	МТЗ 3 ступень Т1, прямое
Б2.2.6	I _{1FN} /I _{2FN}		PHLPTOC Start value Mult	-

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REF615	SPAC810-Л
			+INRPHAR Start value	
Б2.3	ANSI 46 (ТЗОП КОР)		X	X
Б2.3.1	46-1 (I>)		NSPTOC1 Start value	30Ф I ср.
Б2.3.1	46-1 (T)		NSPTOC1 Operate delay time	30Ф Выдержка
Б2.3.2	462 (I>>)		NSPTOC2 Start value	-
Б2.3.2, Б2.3.3	46-2 (T)		NSPTOC2 Operate delay time	-
Б2.4	ANSI 87B (ДЗО НН)	X		
Б2.4.3	87B (I-DIFF>)	T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin		
Б2.4.3	87B (SlopeSection2)/ EndSection1	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection2/ EndSection1		
Б2.4.3	87B (SlopeSection3)/ EndSection2	T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3/ EndSection2		
Б2.5	ANSI 50, 51 (МТЗ НН)	X		
Б2.5.1	50-1 (I>)	OC4PTOC_51_67(TOC1) I1>		
Б2.5.1	50-1 (T)	OC4PTOC_51_67(TOC1) t1		
Б2.5.2	50-2 (I>>)	OC4PTOC_51_67(TOC1) I2>		
Б2.5.2	50-2 (T)	OC4PTOC_51_67(TOC1)		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REF615	SPAC810-Л
Б2.5.3		t2		
Б2.5.4	I _{1FN} /I _{2FN}	OC4PTOC_51_67(ТОС1) 2ndHarmStab		
Б2.6	ANSI 46 (Т30П НН)	X		
Б2.6.1	46-1(I>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC1		
Б2.6.1	46-1(T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC1		
Б2.6.2	46-2(I>>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC2		
Б2.6.2/ Б2.6.3	46-2(T)	tDef_OC2		
Б2.7	ANSI 50N (MT3 OY)	X		
Б2.7.1	50N-1 (I>)	CVGAPC (GF01) CurrentInput+ StartCurr_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) IN1>		
Б2.7.1	50N-1 (T)	CVGAPC (GF01) tDef_OC1/ EF4PTOC_51N67N(TEF1) t1		
Б2.8	ANSI 59N (КН НН)		X	X
Б2.8.2	59N (3Uo>)		ROVPTOV Start value	Орган 3Uo Усраб.
Б2.8.3	59N (T)		ROVPTOV Operate delay time	Орган 3Uo Выдержка T

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REF615	SPAC810-Л
Б3.1	ANSI 50, 51 (MTЗ TMI)		X	X
Б3.1.1	50-1 (I>)		PHLPTOC Start value	MTЗ 3 ступень I _{ср} ,прямое
Б3.1.1	50-1 (T)		PHLPTOC Operate delay time	MTЗ 3 ступень T1, прямое
Б3.1.2	50-2 (I>>)		PHIPTOC Start value	MTЗ 1 ступень I _{ср} ,прямое
Б3.1.2	50-2 (T)		PHIPTOC Operate delay time	MTЗ 1 ступень T1, прямое
Б3.1.3	I _{1FN} /I _{2FN}		PHNPTOC, PHIPTOC Start value Mult +INRPHAR Start value	-
Б3.2	ANSI 46 (ТЗОП TMI)		X	X
Б3.2.1	46-1 (I>)		NSPTOC Start value	ЗОФ Ток I2
Б3.2.1	46-1 (T)		NSPTOC Operate delay time	ЗОФ Выдержка
Б3.3	ANSI 50N (ТЗНП TMI)		X	X
Б3.3	50N-1 (I>)		EFLPTOC Start value	ТЗНП Ток сраб.
Б3.3	50N-1 (T)		EFLPTOC Operate delay time	ТЗНП Выдержка T2
Б3.4	ANSI 50, 50Ns (ТЗНП (33) TMI)		X	X
Б3.4.1	50N-1 (I>)		EFLPTOC Start value	ТЗНП Ток сраб.

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB»)		
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	RET670	REF615	SPAC810-Л
Б3.4.1	50N-1 (T)		EFLPTOC Operate delay time	ТЗНП Выдержка T2
Б3.5	ANSI 50BF (TMI)		X	X
Б3.5.1	50BF (I>BF)		CCBRBRF Current value	УРОВ Токовый орган
Б3.5.4.1	50BF (T1)		CCBRBRF Retrip time	УРОВ Туров
Б3.5.4.1	50BF (T2)		CCBRBRF CB failure delay	-

Примечание. Знаком «X» в строке функции обозначены устройства МП РЗА, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в таблице выбора устройств МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение В.3).

Таблица выбора параметров настройки (уставок) МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА»), для УШР напряжением 110 – 750 кВ

1 Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502				
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 049	ШЭ2607 015	ШЭ2710 512	ШЭ2710 541	ШЭ2607 051
Б1.1	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X			X	
Б1.1.2.6	87R (I-DIFF>)	Начальный ток срабатывания продольной ДЗ СОР			Начальный ток срабатывания продольной ДЗ СОР	
Б1.1.3.7	87R (КТ), Iто	Коэффициент торможения/ Ток начала торможения			Коэффициент торможения/ Ток начала торможения	
Б1.1.5.5	87R (I-DIFF>>)	Ток срабатывания дифференциальной отсечки продольной ДЗ СОР			Ток срабатывания дифференциальной отсечки продольной ДЗ СОР	
Б1.3	ANSI 87B (ДЗО ВН)					X
Б1.3.3	87B (I-DIFF>)					Ток

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502				
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 049	ШЭ2607 015	ШЭ2710 512	ШЭ2710 541	ШЭ2607 051
						срабатывания ДЗО
Б1.3.4.5	87В (Кт), Иго					Коэффициент торможения ДЗО/ Ток начала торможения ДЗО
Б1.3.13	I _{ср}					I _{ср} ОбрТока
Б1.3.13	t _в					T обрыва
Б1.4	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X			X	
Б1.4.2.4	87R (I-DIFF>)	Начальный ток срабатывания продольной ДЗ СОР			Начальный ток срабатывания продольной ДЗ СОР	
Б1.4.2.4	87R (Кт), Иго	Коэффициент торможения/ Ток начала торможения			Коэффициент торможения/ Ток начала торможения	
Б1.4.2.4	87R (Iт.бл)	Ток торможения блокировки поперечной ДЗР			Ток торможения блокировки поперечной ДЗР	
Б1.4.3	ANSI 50 (ИДЗ СОР)				X	
Б1.4.3	I _{сз}				Ток срабатывания	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502				
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 049	ШЭ2607 015	ШЭ2710 512	ШЭ2710 541	ШЭ2607 051
					поперечной ДЗР	
Б1.4.3	Ито				Ток начала торможения поперечной ДЗР	
Б1.4.3	Кт				Коэффициент торможения ДЗР	
Б1.4.3	Ит.бл				Ток торможения блокировки поперечной ДЗР	
Б1.5	ANSI 50N, 51N (вводов СОР)		X		X	
Б1.5.1.1	50N-1 (I>)		Ток срабатывания I степени ТЗНП		Ток срабатывания I степени ТЗНП	
Б1.5.1.1	50N-1 (T)		Задержка на срабатывание I степени ТЗНП		Задержка на срабатывание I степени ТЗНП	
Б1.5	ANSI 50N, 51N (нейтралн СОР)		X		X	
Б1.5.2	50N-2(I>)		Ток срабатывания II степени ТЗНП		Ток срабатывания II степени ТЗНП	
Б1.5.2	50N-2(T)		Задержка на срабатывание II степени ТЗНП		Задержка на срабатывание II степени ТЗНП	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502				
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 049	ШЭ2607 015	ШЭ2710 512	ШЭ2710 541	ШЭ2607 051
Б1.6	ANSI 50, 50Ns (КИВ)				X	
Б1.6.6.1	50Ns-1 (I>)				Ток срабатывания КИВ на сигнал	
Б1.6.6.2	50Ns-1 (T)				Время срабатывания КИВ ЛВ на сигнал	
Б1.6.7.1	50-2 (T)				Время срабатывания КИВ ЛВ при загружении	
Б1.6.7.2.2	50Ns-2 (T)				Время срабатывания КИВ ЛВ на отключение	
Б1.7	ANSI 50, 51 (вводов СОР)		X			
Б1.7.2	50-1 (I>)		Ток срабатывания I степени МТЗ			
Б1.7.2	50-1 (T>)		Задержка на срабатывание I степени МТЗ			
Б1.9	ANSI 50BF (ВН)	X	X	X		
Б1.9.5	50BF (I>BF)	Ток срабатывания реле тока УРОВ ЛВ	Ток срабатывания реле тока УРОВ	Ток срабатывания реле тока УРОВ		
Б1.9.6.3	50BF (T)	Время срабатывания	Время срабатывания	Время срабатывания		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502				
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 049	ШЭ2607 015	ШЭ2710 512	ШЭ2710 541	ШЭ2607 051
		УРОВ ЛВ	УРОВ	УРОВ		
Б1.10	ANSI 27 (ВН)			X		
Б1.10.2	27-1 (U)			Напряжение срабатывания реле мин. напряжения прямой послед		
Б1.10.2	27-1 (T)			Задержка на срабатывание АОСН		

2 Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ); устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТМП) УШР

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607 и БЭ2502			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	БЭ2502А0103	ШЭ2607 051	ШЭ2607 043
Б2.2	ANSI 50, 51 (МТЗ КОП)		X		
Б2.2.1, Б2.2.2	50-1 (I>)		Ток срабатывания МТЗ-1		
Б2.2.3	50-1 (T)		Время срабатывания		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607 и БЭ2502			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	БЭ2502А0103	ШЭ2607 051	ШЭ2607 043
			МТЗ-1		
Б2.2.4	50-2 (I>>)		Ток срабатывания МТЗ-2		
Б2.2.4 Б2.2.5	50-2 (Т)		Время срабатывания МТЗ-2		
Б2.4	ANSI 87В (ДЗО НН)			Х	Х
Б2.4.2 Б2.4.3	87В (I-DIFF>)			Ток срабатывания ДЗО	Ток срабатывания ДЗО НН
Б2.4.3 Б2.4.4.3	87В (Кт), Iто			Коэффициент торможения ДЗО/ Ток начала торможения ДЗО	Коэффициент торможения ДЗО НН/ Ток начала торможения ДЗО НН
Б2.4.5	87В (Iт.бл)			–	Ток торможения блокировки ДЗО НН
2.5	ANSI 50, 51 (МТЗ НН)		Х		
Б2.5.1	50-1 (I>)		Ток срабатывания I ступени МТЗ		
Б2.5.1	50-1 (Т)		Время срабатывания I ступени МТЗ		
Б2.5.2	50-2 (I>>)		Ток срабатывания II ступени МТЗ		
Б2.5.2 Б2.5.3	50-2 (Т)		Время срабатывания II ступени МТЗ		
Б2.7	ANSI 50N (МТЗ ОУ)		Х		
Б2.7.1	50N-1 (I>)		Ток срабатывания I		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607 и БЭ2502			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	БЭ2502А0103	ШЭ2607 051	ШЭ2607 043
			ступени МТЗ		
Б2.7.2	50N-1 (Т)		Время срабатывания I ступени МТЗ		
Б2.8	ANSI 64 (КИ НН)		X		
Б2.8.2	64 (3U ₀ >)		Напряжение срабатывания ЗОЗЗ		
Б2.8.3	64 (Т)		Время срабатывания I ступени ЗОЗЗ		
Б3.1	ANSI 50, 51 (МТЗ ТМП)	X	X		
Б3.1.1	50-1 (I>)	Ток срабатывания I ступени МТЗ ТМП-1(2)	Ток срабатывания I ступени МТЗ		
Б3.1.1	50-1 (Т)	Время срабатывания I ступени МТЗ ТМП-1(2)	Время срабатывания I ступени МТЗ		
Б3.1.2	50-2 (I>>)	Ток срабатывания II ступени МТЗ ТМП-1(2)	Ток срабатывания II ступени МТЗ		
Б3.1.2	50-2 (Т)	Время срабатывания II ступени МТЗ ТМП-1(2)	Время срабатывания II ступени МТЗ		
Б3.2	ANSI 46 (ТЗОП ТМП)		X		
Б3.2.1	46-1 (I>)		Коэффициент несимметрии		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серий ШЭ2607 и БЭ2502			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	ШЭ2607 249/ ШЭ2607 241	БЭ2502А0103	ШЭ2607 051	ШЭ2607 043
Б3.2.1	46-1 (Т)		Время срабатывания ЗНР		
Б3.3	ANSI 50N (ТЗНП ТМП)	X	X		
Б3.3	50N-1 (I>)	Ток срабатывания I степени ТЗНП ТМП	Ток срабатывания I степени ЗОЗЗ		
Б3.3	50N-1 (Т)	Время срабатывания I степени ТЗНП ТМП	Время срабатывания I степени ЗОЗЗ		
Б3.4	ANSI 50, 50Ns (ТЗНП(ЗЗ) ТМП)		X		
Б3.4.1	50N-1 (I>)		Ток срабатывания I степени МТЗ		
Б3.4.1	50N-1 (Т)		Время срабатывания I степени МТЗ		
Б3.5	ANSI 50BF (ТМП)		X		
Б3.5.3	50BF (Т)		Время срабатывания УРОВ		

Примечание. Знаком «X» в строке функции обозначены устройства МП РЗА, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в таблице выбора устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА») для УШР напряжением 110 - 750 кВ (Приложение В.4).

Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin»), для УШР напряжением 110 – 750 кВ

1. Устройства МП РЗА сетевой обмотки (СО)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
Б1.1	ANSI 87R (ДЗ СОР)	X	X		
Б1.1.2.4	DIFсраб	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]		
Б1.1.3.5, Б1.1.4.3	87R (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]		
Б1.1.4.3	87R (Наклон2/ Перегиб 2)	PERCENT DIFFERENTIAL	PERCENT DIFFERENTIAL		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
		SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]		
Б1.1.5.3	87R (Idiff>>)	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]		
Б1.2	ANSI 87R&B (ДЗ СОП&ДЗО ВН)	X	X		
Б1.2.2.3	87R&B (DIFсраб)	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]		
Б1.2.3, Б1.2.3.3	87R&B (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]		
Б1.2.4.3	87R&B	PERCENT	PERCENT		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
	(Наклон2/ Перегиб 2)	DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]		
Б1.2.5.1	87R&B(Idiff>>)	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]		
Б1.3	ANSI 87B (ДЗО ВН)	X	X		
Б1.3.2	87B (DIFсраб)	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]		
Б1.3.4.3	87B (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]		
Б1.3.5.3	87B (Наклон2/	PERCENT	PERCENT		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
	Перегиб2)	DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]		
Б1.4	ANSI 50 (ПДЗ СОП)				X
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (I>>)				PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТ31 ПУСК]
Б1.4.1.2, Б1.4.3	50-2 (T)				PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТ31 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (I>)				PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ МТ32 ПУСК]
Б1.4.1.3, Б1.4.3	50-1 (T)				PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТ32 МНОЖИТЕЛЬ]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
					ВРЕМЕНИ]
Б1.4	ANSI 87 (ПДЗ СОР)	X			
Б1.4.2.2	87R (ДИФсраб)	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]			
Б1.4.2.3	87R (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]			
Б1.4.2.3	87R (Наклон2/ Перегиб 2)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]			
Б1.5	ANSI 50N (ВН)	X	X		X
Б1.5.1.1	50N-1 (I>)	NEUTRAL TOC1 PICKUP	NEUTRAL TOC1 PICKUP		NEUTRAL TOC1

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
		[НЕЙТР МТ31 ПУСК]	[МТ3 НП1 ПУСК]		PICKUP [МТ3 НП1 ПУСК]
Б1.5.1.1	50N-1 (T)	NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [НЕЙТР МТ31 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [МТ3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]		NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [МТ3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.5.1.1	50N-2 (I>>)	NEUTRAL TOC2 PICKUP [НЕЙТР МТ32 ПУСК]	NEUTRAL TOC2 PICKUP [МТ3 НП2 ПУСК]		NEUTRAL TOC2 PICKUP [МТ3 НП2 ПУСК]
Б1.5.1.1	50N-2 (T>>)	NEUTRAL TOC2 TD MULTIPLIER [НЕЙТР МТ32 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	NEUTRAL TOC2 TD MULTIPLIER [МТ3 НП2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]		NEUTRAL TOC2 TD MULTIPLIER [МТ3 НП2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.5	ANSI 50N (HH)				X
Б1.5.2	50N-1(I >)				NEUTRAL TOC1 PICKUP [МТ3 НП1 ПУСК]
Б1.5.2	50N-1(T)				NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [МТ3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.5.2	50N-2(I>>)				NEUTRAL TOC2 PICKUP

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
					[MT3 НП2 ПУСК]
Б1.5.2	50N-2(T)				NEUTRAL TOC2 TD MULTIPLIER [MT3 НП2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.6	ANSI 50, 50Ns, 59N				X
Б1.6.3.1	Контр. пров. Фаз Иср.ф				PHASE IOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ ТО1 ПУСК] или GROUND IOC1 PICKUP [ТО НЕЙТРАЛИ1 ПУСК]
Б1.6.3.2	Контр. пров. Фаз Иср.0				NEUTRAL TOC1 PICKUP [ТО НП1 ПУСК] или GROUND IOC2 PICKUP [ТО НЕЙТРАЛИ2 ПУСК]
Б1.6.4.1	Контр. Нулев. пров. Иср.				NEUTRAL TOC2 PICKUP [ТО НП2 ПУСК]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
					или GROUND TOC1 PICKUP [МТЗ НЕЙТРАЛИ2]
Б1.6.5	64 (U)				NEUTRAL OV1 PICKUP [3МксН НП1 ПУСК]
Б1.6.6.1	50Ns-1 (I>)				NEUTRAL TOC1 PICKUP [МТЗ НП1 ПУСК]
Б1.6.6.2	50Ns-1 (T)				NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [МТЗ НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.6.7.1	50Ns-2 (I>>)				PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.6.7.2.2	50Ns-2 (T)				NEUTRAL TOC2 PICKUP [МТЗ НП2 ПУСК]
Б1.7	ANSI 50, 51 (BH)	X	X		X

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
Б1.7.2	50-1(I >)	PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]	PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]		PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]
Б1.7.2	50-1(T)	PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]		PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.8	ANSI 46 (BH)				X
Б1.8.2	46-1(I2 >)				NEG TOC1 PICKUP [МТЗ ОБР ПОСЛ1 ПУСК]
Б1.8.3	46-1(T)				NEG TOC1 TD MULTIPLIER [МТЗ ОБР ПОСЛ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б1.9	ANSI 50BF (BH)			X	X
Б1.9.2	50BF (I>BF)			BF1 PH AMP SUPV PICKUP [УРОВ1 ПУСК С КОНТРОЛЕМ ПО ФАЗНОМУ ТОКУ]	BF1 PH AMP SUPV PICKUP [УРОВ1 ПУСК С КОНТРОЛЕМ ПО ФАЗНОМУ ТОКУ]

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR («GE Multilin»)			
№ п. МУ	Обозначение параметра (ANSI)	T35	T60	C60	F35/F60
Б1.9.6.1	50BF (T1)			BF1 TIMER 1 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 1 ВЫДЕРЖКА СРАБ]	BF1 TIMER 1 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 1 ВЫДЕРЖКА СРАБ]
Б1.9.6.2	50BF (T2)			BF1 TIMER 2 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 2 ВЫДЕРЖКА СРАБ]	BF1 TIMER 2 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 2 ВЫДЕРЖКА СРАБ]
Б1.10	ANSI 27 (BH)				X
Б1.10.2	27-1 (U)				PHASE UV1 PICKUP [ФА3Н 3МН 1 ПУСК]
Б1.10.2	27-1 (T)				PHASE UV1 TD MULTIPLIER [ФА3Н 3МН 1 ВЫДРЖ ВР]
Б1.10.3	27-2 (U)				PHASE UV2 PICKUP [ФА3Н 3МН 2 ПУСК]
Б1.10.3	27-2 (T)				PHASE UV2 TD MULTIPLIER [ФА3Н 3МН 2 ВЫДРЖ ВР]

2. Устройства МП РЗА компенсационной обмотки (КО), ошиновки НН и обмотки управления (ОУ);
устройства МП РЗА трансформаторно-преобразовательного блока (ТПП) УШР

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в устройствах МП РЗА серии UR «GE Multilin»		
№ п. МУ	Наименование параметра (ANSI)	T35	T60	F35/F60
Б2.1	ANSI 87R (ДЗ КОР)	X	X	
Б2.1.1	DIFсраб	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	
Б2.1	87R (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	
Б2.1	87R (Наклон2/ Перегиб2)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	
Б2.1	87R (Idiff>>)	INST DIFFERENTIAL	INST DIFFERENTIAL	

		PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	
Б2.2	ANSI 50, 51 (MT3 KOP)			X
Б2.2.1, Б2.2.2	50-1 (I>)			PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ MT32 ПУСК]
Б2.2.3	50-1 (T)			PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ MT32 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.2.4	50-2 (I>>)			PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ MT31 ПУСК]
Б2.2.4 Б2.2.5	50-2 (T)			PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ MT31 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.3	ANSI 46 (T30II KO)			X
Б2.3.1	46-1 (I>)			NEG TOC1 PICKUP [MT3 ОБР ПОСЛ1 ПУСК]
Б2.3.1	46-1 (T)			NEG TOC1 TD MULTIPLIER [MT3 ОБР ПОСЛ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.3.2	462 (I>>)			NEG TOC2 PICKUP [MT3 ОБР ПОСЛ2 ПУСК]
Б2.3.2 Б2.3.3	46-2 (T)			NEG TOC2 TD MULTIPLIER [MT3 ОБР ПОСЛ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.4	ANSI 87B (ДЗО III)	X	X	
Б2.4.3	87B (DIFcpaб)	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]	

Б2.4.3	87В (Наклон1/ Перегиб1)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]	
Б2.4.3	87В (Наклон2/ Перегиб2)	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2/ PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2/ ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]	
Б2.4.3	87В (Idiff>>)	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	INST DIFFERENTIAL PICKUP [ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]	
Б2.5	ANSI 50, 51 (МТЗ НН)	X	X	
Б2.5.1	50-1 (I>)	PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]	PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]	
Б2.5.1	50-1 (Т)	PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	
Б2.5.2	50-2 (I>>)	PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ2 ПУСК]	PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ2 ПУСК]	
Б2.5.2 Б2.5.3	50-2 (Т)	PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	
Б2.6	ANSI 46 (ТЗОП)			X

	III)			
Б2.6.1	46-1 (I>)			NEG TOC1 PICKUP [MT3 ОБР ПОСЛ1 ПУСК]
Б2.6.1	46-1 (T)			NEG TOC1 TD MULTIPLIER [MT3 ОБР ПОСЛ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.6.2	46-2 (I>>)			NEG TOC2 PICKUP [MT3 ОБР ПОСЛ2 ПУСК]
Б2.6.2 Б2.6.3	46-2 (T)			NEG TOC2 TD MULTIPLIER [MT3 ОБР ПОСЛ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б2.7	ANSI 50N (MT3 OY)	X	X	
Б2.7.1	50N-1(I>)	NEUTRAL TOC1 PICKUP [MT3 НП1 ПУСК]	NEUTRAL TOC1 PICKUP [MT3 НП1 ПУСК]	
Б2.7.2	50N-1(T)	NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [MT3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [MT3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	
Б2.8	ANSI 64			X
Б2.8.2	64 (3Uo>)			NEUTRAL OV1 PICKUP DELAY [3МксН НП1 ПУСК]
Б2.8.3	64 (T)			NEUTRAL OV1 PICKUP [3МксН НП1 ВЫДРЖ СРАБ]
Б3.1	ANSI 50, 51 (MT3 ТМII)			X
Б3.1.1	50-1 (I>)			PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ MT31 ПУСК]
Б3.1.1	50-1 (T)			PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ MT31 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]

Б3.1.2	50-2 (I>>)			PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ МТ32 ПУСК]
Б3.1.2	50-2 (T)			PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТ32 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б.2	ANSI 46 (ТЗОП ТМД)			X
Б3.2.1	46-1 (I>)			NEG TOC1 PICKUP [МТ3 ОБР ПОСЛІ ПУСК]
Б3.2.1	46-1 (T)			NEG TOC1 TD MULTIPLIER [МТ3 ОБР ПОСЛІ МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б3.3	ANSI 50N (ТЗНП ТМД)			X
Б3.3	50N-1 (I>)			NEUTRAL TOC1 PICKUP [МТ3 НП1 ПУСК]
Б3.3	50N-1 (T)			NEUTRAL TOC1 TD MULTIPLIER [МТ3 НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б3.4	ANSI 50, 50Ns (ТЗНП(33) ТМД)			X
Б3.4.1	50N-1 (I>)			NEUTRAL TOC2 PICKUP [МТ3 НП2 ПУСК]
Б3.4.1	50N-1 (T)			NEUTRAL TOC2 TD MULTIPLIER [МТ3 НП2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]
Б3.5	ANSI 50BF (ТМД)			X
Б3.5.1	50BF (I>BF)			BF1 PH AMP SUPV PICKUP [УРОВ1 ПУСК С КОНТРОЛЕМ]

				ПО ФАЗНОМУ ТОКУ]
Б3.5.4.1	50BF (T1)			BF1 TIMER 1 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 1 ВЫДЕРЖКА СРАБ]
Б3.5.4.2	50BF (T2)			BF1 TIMER 1 PICKUP DELAY [УРОВ1 ТАЙМЕР 2 ВЫДЕРЖКА СРАБ]

Примечание. Знаком «X» в строке функции обозначены устройства МП РЗА, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в таблице выбора устройств МП РЗА серии **UR** («**GE Multilin**») для УШР напряжением 110 – 750 кВ (Приложение В.5).

**Пример расчета параметров настройки (уставок) устройств МП
РЗА УШР 500 кВ**

Исходные данные:

Управляемый шунтирующий реактор: РТУ-180000/500, с расщеплением фаз СО, подключенный к шинам ВН через два выключателя, см. схему на Листе 2 Приложения А.

Параметры УШР.

Сетевая обмотка:

Схема соединения «звезда с заземлённой нейтралью».

$$S_{\text{НОМ}} = 180 \text{ МВА.}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 525/\sqrt{3} \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{НОМ}} = 198 \text{ А.}$$

Компенсационная обмотка:

Схема соединения «треугольник».

$$U_{\text{НОМ}} = 11 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{К СО-КО}} = 50\%.$$

Трансформаторы двухобмоточные ТМП 1 МВА 11/0,4 кВ:

Схема соединения «звезда/треугольник».

$$U_{\text{К ТМП}} = 5,5\%.$$

ТТ в цепи выключателей 500 кВ УШР: $K_{\text{ТТ}} = 1000/1$; класс ТТ 10Р

$S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$; схема «звезда с нулем».

ТТ встроенные на стороне 500 кВ УШР: $K_{\text{ТТ}} = 500/1$; класс ТТ 10Р

$S_{\text{НОМ.МАКС}} = 30 \text{ ВА.}$; схема «звезда с нулем».

ТТ встроенные на стороне нейтрали УШР: $K_{\text{ТТ}} = 300/1$; класс ТТ 10Р
 $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$; схема «звезда с нулем».

ТТ в обмотке управления УШР: $K_{\text{ТТ}} = 100/1$; класс ТТ 5Р
 $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$;

ТТ на стороне ВН ТМП: $K_{\text{ТТ}} = 600/1$; класс ТТ 5Р $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$;
схема «звезда с нулем».

ТТ встроенный в фазные выводы КО УШР: $K_{\text{ТТ}} = 1000/1$; класс ТТ 5Р
 $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$; схема «звезда/треугольник».

ТТ встроенный в линейные выводы КО УШР: $K_{\text{ТТ}} = 1000/1$; класс ТТ
5Р $S_{\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА.}$; схема «звезда с нулем».

Отношение $I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}} / I_{\text{NOBJ}} = 500/198 = 2,5$.

Отношение $I_{\text{НОМ.ТТ.Н}} / I_{\text{NOBJ}} = 300/198 = 1,5$.

Согласно пунктам **Б.1.8.1**, **Б1.2.2** и **Б1.2.3** в применении промежуточных ТТ для устройств **SIPROTEC** («Siemens AG»), **MiCOM** («ALSTOM Grid»/ «AREVA»), **UR** («GEMultilin»), **REx6xx/SPAC** («ABB») и **ШЭ2607**, **ШЭ2710** и **БЭ2502** (ООО НПП «ЭКРА») в данном случае нет необходимости.

Поясняющая первичная схема и схема замещения с результатами расчетов токов КЗ для выбора уставок МП РЗА УШР – 500 кВ приведены на рисунках Д1, Д2, Д3, Д4.

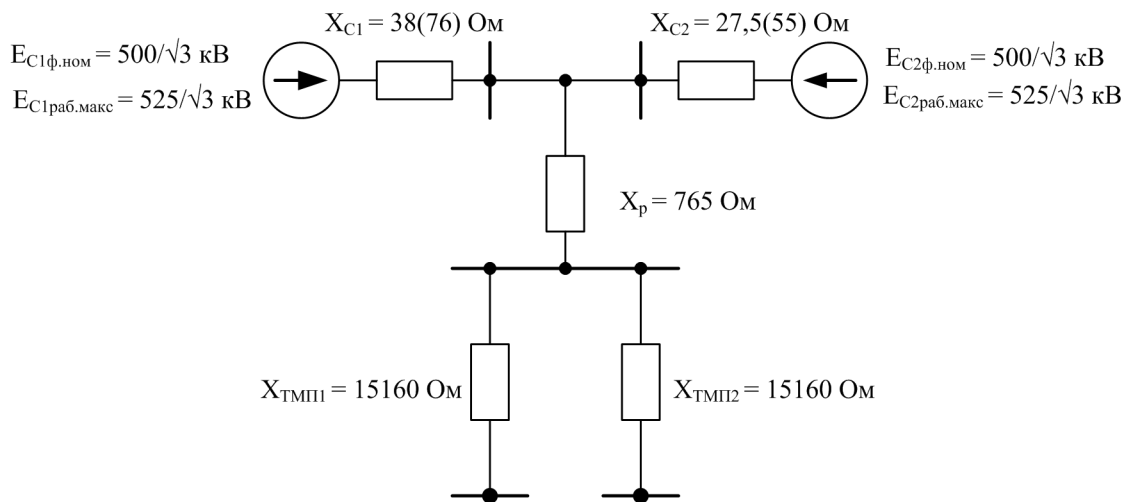


Рисунок Д1 – Полная схема прямой/обратной последовательности

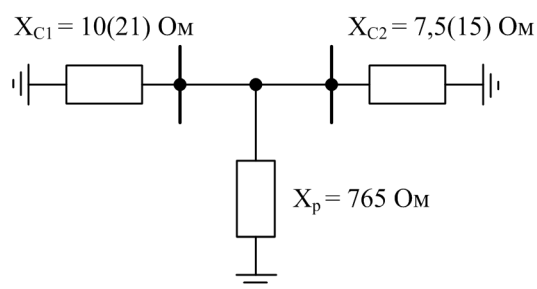


Рисунок Д2 – Полная схема нулевой последовательности

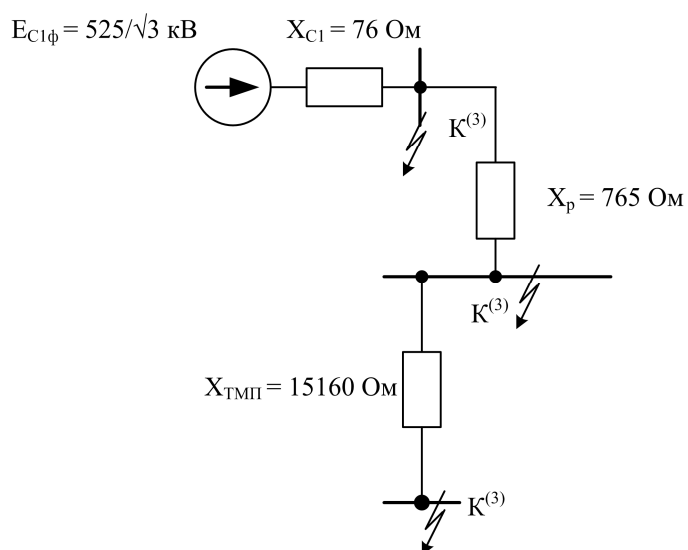


Рисунок Д3 – Схема прямой/обратной последовательности минимального режима

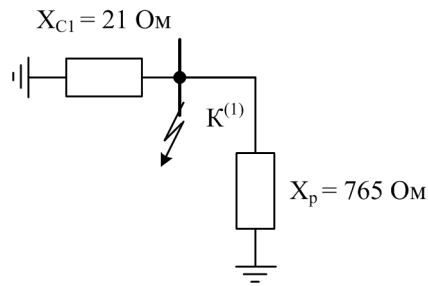


Рисунок Д4 – Схема нулевой последовательности минимального режима

Общие примечания к схемам замещения:

1. Величины сопротивлений на схемах указаны для максимального и минимального (величина в скобках) режимов работы энергосистемы.
2. Минимальный режим работы утяжелен отключением второй энергосистемы (ветвь источника E2).

Токи КЗ учитываемые в расчетах:

$I_{\text{МАКС}(1)} = 25 \text{ кА}$ – максимальный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН УШР (при однофазном КЗ на землю).

$I_{\text{МИН}(1)} = 5 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН УШР (при однофазном КЗ на землю).

$I_{\text{МИН}(3)} = 3,8 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН УШР (при трехфазном КЗ).

$I_{\text{МИН}(2)} = 3,3 \text{ кА}$ – минимальный КЗ ток на стороне (ошиновке) ВН УШР (при двухфазном КЗ).

$I_{\text{МАКС}(3)} = 18,4 \text{ кА}$ – максимальный ток КЗ на линейных выводах КО и ошиновке НН (при трехфазном КЗ).

$I_{\text{МИН}(3)} = 17 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на линейных выводах КО и ошиновке НН (при трехфазном КЗ).

$I_{\text{МИН}(2)} = 15 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на линейных выводах КО (при двухфазном КЗ).

$I_{2 \text{ КЗ.МИН}} = 8,5 \text{ кА}$ – минимальный (по режиму) ток обратной

последовательности при КЗ в двух фазах на ошиновке НН УШР.

$I_{\text{МАКС}(3)} = 904 \text{ А}$ – максимальный ток КЗ за ТМП (при трехфазном КЗ).

$I_{\text{МИН}(3)} = 900 \text{ А}$ – минимальный ток КЗ за ТМП (при трехфазном КЗ).

$I_{\text{МИН}(2)} = 780 \text{ А}$ – минимальный ток КЗ за ТМП (при двухфазном КЗ).

$I_{2 \text{ КЗ.МИН}} = 450 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) ток обратной

последовательности при КЗ в двух фазах за ТМП.

$3I_{0 \text{ КЗМИН}} = 950 \text{ А}$ – минимальный ток КЗ на землю на стороне ВН ТМП (при заземлении нейтрали ТМП).

Все токи приведены к рабочему номинальному напряжению соответствующей стороны.

Д1 Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии SIPROTEC («Siemens AG») для УШР-500 кВ

Д1.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения)

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. Б1.1.2.2:

$$87R(I - DIFF) = 0,2 \cdot I_{NOBJ},$$

где $I_{NOBJ} = 198$ А – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

$$87R(I - DIFF) = 0,2 \cdot 198 = 39,6 \text{ А.}$$

Принимаем:

$$I-DIFF > = 0,2 \ I / InO .$$

Коэффициент торможения дифзащиты реактора (определение наклона характеристики срабатывания).

Согласно МУ п. Б1.1.3.3, характеристика торможения проходит через начало координат, т.о. можно использовать следующее расчетное выражение $K_{ТОРМ}$ для ДЗ реактора:

$$K_{ТОРМ} = \frac{3 \cdot \varepsilon + 0,075}{1,95 - \varepsilon}.$$

$$\text{При этом, ток начала торможения: } I_{ТОРМ.НАЧ} = \frac{I_{СЗ.МИН}}{K_{ТОРМ}}.$$

При сравнительно небольшой, учитываемой в расчетах, величине сквозного тока включения УШР ($2,5 \cdot I_{НОМ.Р} \approx 500\text{А}$) **расчетная кратность тока в режиме включения реактора:**

$$K_{РАСЧ.ВВ} = 500/500 = 1;$$

$$K_{РАСЧ.НЕЙТР} = 500/300 \approx 1,67.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть: мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

В этом случае, согласно вышеприведенному выражению, значение $K_{ТОРМ}$ будет определено:

$$K_{ТОРМ} = \frac{3 \cdot 0,1 + 0,075}{1,95 - 0,1} = 0,2.$$

При этом:

$$I_{ТОРМ.НАЧ} = \frac{I_{СЗ.МИН}}{K_{ТОРМ}} = 1(\text{о.е.}).$$

Принимаем:

SLOPE1 = 0,2 (адрес 1241А).

BASE POINT1 = 0 I / InO (адрес 1242А).

Параметры дополнительной (второй) характеристики торможения для функции ДЗР могут быть идентичными параметрам первой характеристики, или должны приниматься: максимальная уставка начальной точки (величина смещения вдоль оси $I_{ТОРМ}/I_{НОМ}$) и минимальная уставка наклона ($K_{ТОРМ2}$) характеристики торможения №2.

Принимаем:

SLOPE2 = 0,25 (адрес 1243А).

BASE POINT2 = 10 I / InO (адрес 1244А).

Пороговую величину срабатывания I-DIFF>> для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. Б1.1.5.1 МУ:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{NOBJ}} = 3 \cdot 198 = 594 \text{ А,}$$

где: $I_{\text{NOBJ}} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (Реактора).

Принимаем:

I-DIFF>> = 3,0 I / InO (адрес 1231).

Величина уставки дополнительного торможения по току (I ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТОРМОЖЕНИЯ, определяется согласно п. Б1.1.6.1 МУ.

Принимаем:

I-ADD ON-STAB = 2,5 I / InO (адрес 1261А).

T-ADD ON-STAB = 1,5 сек (адрес 1262А).

Проверка чувствительности дифзащиты СО УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора с расщеплением фаз обмоток (п. Б1.1.9 МУ) при

$I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100}{300 \cdot 0,2} = 1,67 < 2,$$

где $I_{\text{Д.МИН}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 100 \text{ А};$

$I_{\text{T}} = 1,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 300 \text{ А.}$

Чувствительность ДЗ СОР с расщеплением не достаточна, однако, согласно п. Б1.1.3.3.1, Примечание 2 для защиты СОР, имеющих расщепление фаз в обязательном порядке применяются поперечные дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Д1.2 ANSI 87R&B. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора (с расширенной зоной на стороне высоковольтных вводов), использующая характеристики стабилизации (торможения)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT635**

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. Б1.2.2.1:

$$87R \& B(I - DIFF) = 0,2 \cdot I_{NObj}.$$

где I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора), который равен 198 (А).

$$87R \& B(I - DIFF) = 0,2 \cdot 198 = 39,6 \text{ А.}$$

Принимаем:

I-DIFF > = 0,2 I / InO (адрес 1221).

Коэффициент торможения дифзащиты реактора (определение наклона характеристики срабатывания).

При определении $K_{ТОРМ}$ по выражению согласно МУ п. Б1.2.3.1:

$$87R \& B(K_{ТОРМ1}) = \frac{3 \cdot \varepsilon + 0,075}{1,95 - \varepsilon}.$$

Следует использовать действительную величину погрешности измерения ТТ ε , определенную в соответствии с рекомендациями МУ.

Расчетная проверка ТТ на стороне ВН, используемых в ДЗР УШР, выполненная с использованием **кривых предельных кратностей ТТ** (проверка соответствия ТТ на стороне нейтрали УШР см. выше п. **Б1.1.3**), при величине сквозного тока КЗ на стороне ВН УШР (однофазное на землю) ($I_{\text{КЗ.ВН.МАКС}} \approx 25$ кА, **расчетная кратность тока:** $K_{\text{РАСЧ.ВН}} = 25000/1000 = 25$), **при этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ**, то есть, при указанной максимальной расчетной кратности тока КЗ (превышающей номинальное значение $K_{\text{НОМ}} = 20$), мощность подключенной нагрузки (около 5 ВА для петли фаза-ноль) не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ (10 ВА).

Т.о., можно полагать, что относительная величина погрешности для всех ТТ ДЗР – $f_i < 0,1$, следовательно:

$$87R \& B(K_{\text{ТОРМ1}}) = \frac{3 \cdot \varepsilon + 0,075}{1,95 - \varepsilon} = 0,2.$$

Принимаем:

SLOPE1 = 0,2 (адрес **1241А**).

BASE POINT1 = 0 I / InO (адрес **1242А**).

Параметры дополнительной (второй) характеристики торможения (при наличии таковой) для функции ДЗ СО/ДЗО УШР могут быть идентичными параметрам первой характеристики, или (при невозможности) – обеспечивать минимальное торможение, т.е должны приниматься максимальная уставка начальной точки (величина смещения вдоль оси $I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}$) и минимальная уставка наклона ($K_{\text{ТОРМ2}}$) характеристики торможения №2.

Принимаем:

SLOPE2 = 0,25 (адрес **1243А**).

BASE POINT2 = 10 I / InO (адрес **1244А**).

Пороговую величину срабатывания I-DIFF>> для УШР, согласно МУ п. **Б1.2.5.1**, рекомендуется принимать по условию чувствительности при КЗ на ошиновке ВН реактора, с $K_{\text{ч}} = 1,5 \div 2$:

$$87R \& B(I - DIFF \gg) \geq 0,65 \cdot I_{\text{КЗ.ОШ.МИН}} = 0,65 \cdot 3300 = 2145 \text{ А},$$

где $I_{\text{КЗ.ОШ.МИН}} = 3,3 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на ошиновке ВН реактора;

Или в относительных единицах:

$$87R \& B(I - DIFF \gg) \geq 2145 / 200 = 10,8(\text{о.е.}).$$

Дополнительно должно быть обеспечено несрабатывание дифференциальной отсечки при максимальных сквозных токах КЗ:

$$(DIFF \gg) \geq 0,39 \cdot I_{\text{МАКС.ВНЕШ}} = 0,39 \cdot 25000 = 9750 \text{ А},$$

или в относительных единицах:

$$(DIFF \gg) \geq 9750 / 200 = 48,75 (\text{о.е.}).$$

Т.к. полученная величина превышает верхнюю границу диапазона регулирования, дифотсечка выводится из работы (Примечание 2 п. Б1.2.5.1 МУ).

Проверка чувствительности ДЗ СО/ДЗО УШР:

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СО/ДЗО определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100}{300 \cdot 0,2} = 1,67 < 2,$$

где $I_{\text{Д.МИН}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 100 \text{ А};$

$$I_{\text{T}} = 1,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 300 \text{ А}.$$

Чувствительность ДЗ СО/ДЗО при КЗ на выводах ВН и нейтрали УШР не выполняется, однако, согласно п. **Б1.1.3.3.1 Примечание 2**, для защиты СОП с расщеплением, в обязательном порядке применяются поперечные

дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Дополнительно проверяем чувствительность при КЗ на ошиновке ВН
УШР:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{т}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{3300}{3300 \cdot 0,2} = 5 \geq 2,$$

где $I_{\text{д.мин}} = 3300 \text{ А}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ на ошиновке;

$I_{\text{т}} = 3300 \text{ А}$ – расчетное значение тока торможения при КЗ на ошиновке.

Д1.3 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT613**

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится, согласно МУ п. **Б1.3.2**, по условию отстройки от тока в реле при обрыве вторичных цепей защиты в нагрузочном режиме:

$$87B(I - DIFF >) = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.дл.доп}} = 1,2 \cdot I_{\text{макс.дл.доп}},$$

где $I_{\text{макс.дл.доп}}$ – максимальный длительно допустимый ток нагрузки присоединений ошиновки;

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

Согласно п. **Б1.3.2** МУ, в качестве рабочего номинального тока, выбирается **максимальный номинальный первичный ток ТТ** ($K_{\text{ТТ}} = 1000/1(\text{А})$).

В целях повышения чувствительности защиты шин, в качестве $I_{\text{макс.дл.доп}}$ принимается максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного

присоединения, в данном случае, это сквозной ток нагрузки смежных присоединений реактора (линии 500 кВ) $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1000 \text{ (А)}$:

$$87B(I - \text{DIFF} >) = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А.}$$

Принимаем:

I-DIFF> = 1,2 I / InO (адрес 1221), InO = 1000 (А) - согласно МУ Б1.3.1, принят равным максимальному номинальному первичному току ТТ ошиновки

Коэффициент торможения принимается согласно рекомендациям изготовителя:

SLOPE1 = 0,5 (адрес 1241А) – по условию предельной чувствительности ($K_{\text{ч}} \geq 2$).

BASE POINT1 = 0 I / InO (адрес 1242А).

Параметры второй дополнительной характеристики торможения должны быть идентичными параметрам первой наклонной характеристики.

Принимаем:

SLOPE2 = 0,5 (адрес 1243А).

BASE POINT2 = 10 I / InO (адрес 1244А).

Проверка чувствительности ДЗО ВН УШР.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{Т}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{3300}{3300 \cdot 0,5} = 2 \geq 2,$$

где $I_{\text{Д.МИН}} = 3300 \text{ А}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне;

$I_{\text{Т}} = 3300 \text{ А}$ – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне;

$K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$ – коэффициент торможения.

Величина уставки дополнительного торможения по току (I ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТОРМОЖЕНИЯ), определяется в соответствии с п. **Б1.3.7.**

$$I_{\text{НАГР.МАКСШИН}} = 1,2 \cdot \Sigma I_{\text{НАГР.МАКСПРИС}} = 1,2 \cdot 2000 = 2400 \text{ (А)},$$

где $\Sigma I_{\text{НАГР.МАКС.ПРИС}} = 1000 + 1000 = 2000 \text{ (А)}$ – суммарный максимальный ток нагрузки присоединений ошиновки ВН УШР

Уставка по току ввода дополнительного торможения:

$$87B(I-ADD ON STAB) \geq 2 \cdot I_{\text{НАГР.МАКСШИН}} / I_{\text{NOBJ}} = 2 \cdot 2400 / 1000 = 4,8 \text{ (о.е.)}.$$

Уставка длительности дополнительного торможения (**T ADD ON-STAB**):

$$T_{\text{ДОП.ТОРМ}} \geq T_{\text{СЗ.ПРИС}} + T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}} = 100 + 5 + 20 = 125 \text{ пер.}$$

где $T_{\text{СЗ.ПРИС}} = 100$ – максимальная выдержка времени защиты присоединений шин на отключение внешнего КЗ с током, превышающим уставку 87B (**I-ADD ON STAB**) (в периодах синусоидального тока);

$T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}} = 5$ – максимальное время отключения выключателя (в периодах синусоидального тока).

Дополнительное торможение действует отдельно для каждой фазы.

Принимаем:

I-ADD ON-STAB = 5,0 I / InO (адрес **1261A**).

T-ADD ON-STAB = 125 пер (адрес **1262A**).

Контроль дифференциального тока дифзащиты ошиновки ВН реактора (п. **Б1.3.9 МУ**).

$$87B(I - DIFF > MON) \leq I_{\text{МИН.НАГР}} = 0,15 \cdot I_{\text{NOBJ}},$$

где $I_{\text{МИН.НАГР}}$ – минимальный рабочий ток нагрузки присоединений ошиновки, принимается равным $0,15 I_{\text{NOBJ}}$.

Выдержка времени контроля дифференциального тока:

$$87B(TI - DIFF > MON.) = (1,0 \div 10,0) \text{ с.} = 5 \text{ с.}$$

Принимаем:

$$87B(I-DIFF > MON) = 0,15 I / InO \text{ (адрес 1281).}$$

$$87B(T I-DIFF > MON) = 5 \text{ с. (адрес 1282).}$$

Д1.4 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита СО УШР

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612, KTT=300/1**

Ток срабатывания основной (быстродействующей) ступени защиты согласно МУ п. **Б1.4.1.2**:

$$50 - 2(I >>) = I_{C31} \geq 0,23 \cdot I_{НОМ.Р} = 0,23 \cdot 198 / 300 = 45,54 / 300 = 0,15 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 2(T) = 0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка быстродействующей ступени по току срабатывания (Адрес 1202):
(50-2 PICKUP) = 0,2 (А).

Уставка быстродействующей ступени по времени действия (Адрес 1203):
(50-2 DELAY) = 0 сек.

Дополнительная чувствительная ступень ПДЗ реактора:

$$50 - 1(I >) = I_{C32} \geq 0,19 \cdot I_{НОМ.Р} = 0,19 \cdot 198 / 300 = 37,6 / 300 = 0,125 \text{ (А)}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50-1(T) = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка чувствительной ступени по току срабатывания (Адрес 1204): **(50-1 PICKUP) = 0,13 (А).**

Уставка чувствительной ступени по времени действия (Адрес 1205): **(50-1 DELAY) = 0,5 с.**

Д1.5 ANSI 50N. Токовая защита нулевой последовательности СО УШР

Первая отдельная функция защиты на стороне высоковольтных вводов СО УШР

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT613 (ДЗО ВН)**

Ток срабатывания ТЗНП на стороне высоковольтных вводов согласно п. **Б1.5.1.1 МУ:**

$$50N-1(I >) = I_{C3} \geq (2 \div 2,6) \cdot I_{НОМ.Р} = 2 \cdot 198 / 1000 = 0,4 \text{ А.}$$

Проверка условия отстройки тока срабатывания от максимального тока нулевой последовательности, протекающего в нейтрали СОР при близких внешних КЗ на землю:

$$50N-1(I >) = I_{C3} \geq K_{ОТС} \cdot 3I_{0МАКС.Н} = 1,3 \cdot 400 / 1000 = 0,52 \text{ А,}$$

где $K_{ОТС} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$3I_{0МАКС.Н} = 400 \text{ А}$ – максимальный ток нулевой последовательности в нейтрали СОР при близких внешних КЗ на землю.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50N - 1(T) = 0,3 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50N-1 по току срабатывания** (Адрес **2215**): $(I >) = 0,6 \text{ А.}$

Уставка ступени **50N-1 по времени действия** (Адрес **2216**): $(T \text{ 3I0} >) = 0,3 \text{ с.}$

Ток срабатывания дополнительной ступени ТЗНП на стороне ВН согласно МУ п. **Б1.5.1.1**:

$$50N - 2(I >>) = 0,6 \text{ А.}$$

Выдержка времени дополнительной ступени ТЗНП на отключение и пуск УРОВ смежных присоединений реактора (линия, шины):

$$50N - 2(T) = 50N - 1(T) + 0,3 \text{ с} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50N-2 по току срабатывания** (Адрес **2211**): $(I >>) = 0,6 \text{ А.}$

Уставка ступени **50N-2 по времени действия** (Адрес **2213**): $(T) = 0,6 \text{ с.}$

Проверка чувствительности ТЗНП вводов реактора.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗНП на стороне вводов реактора определяется при металлических КЗ на землю по выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_{0.3} / I_{\text{сз}} = 5000 / 600 = 8,3 > 1,5,$$

где $3 \cdot I_{0.3} = 5000 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) утроенный ток нулевой последовательности при КЗ на землю одной фазы на ошиновке (стороне вводов) ВН реактора;

$I_{\text{сз}} = 600 \text{ А}$ – ток срабатывания защиты.

Вторая отдельная функция защиты на стороне нейтрали реактора

Примечание. Согласно функциональному описанию РЗА УШР, функция ТЗНП на стороне нейтрали для рассматриваемой схемы реактора 330 – 750 кВ не применяется в связи с наличием аппаратного дублирования дифференциальных (продольной и поперечной) защит УШР.

Ниже приводится расчет уставок ТЗНП нейтрали УШР только в качестве образцового.

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612 (ПДЗР) /7SJ635 (РЗА ВН).**

Ток срабатывания ТЗНП на стороне нейтрали согласно МУ п. **Б1.5.2:**

$$50N - 1(I >) = I_{C3} \geq 0,65 \cdot 0,5 \cdot I_{НОМ.Р} = 0,65 \cdot 100/300 = 0,22 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50N - 1(T) = T_{СЗ.СМ.ПР} + T_{ЗАП} = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ с,}$$

где $T_{СЗ.СМ.ПР} = 3$ сек. – максимальная выдержка времени тех ступеней ТЗНП смежных присоединений в сети ВН реактора, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной функции ТЗНП реактора (в данном случае – 3-х ступеней ТЗНП ВЛ);

$$T_{ЗАП} = 0,3 \div 0,4 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50N-1** по току срабатывания (**I >**) = 0,25 (А).

7SJ612: Адрес **1304 (50N-1 PICKUP)**

7SJ635: Адресу **2705 (50 1Ph-1 PICKUP)**

Уставка ступени **50N-1** по времени действия (**T**) = 3,3 с.

7SJ612: Адрес **1305 (50N-1 DELAY)**

7SJ635: Адрес **2707 (50 1Ph-1 DELAY)**

Ток срабатывания дополнительной ступени ТЗНП на стороне нейтрали реактора согласно МУ п. **Б1.5.2:**

$$50N - 2(I \gg) = 0,25 \text{ (A)}.$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ смежных присоединений реактора (линия, шины):

$$50N - 2(T) = 50N - 1(T) + 0,3 \text{ с} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с}.$$

Принимаем:

Уставка ступени **50N-2** по току срабатывания (**I >>**) = 0,25 (A).

7SJ612: Адрес **1302 (50N-1 PICKUP)**.

7SJ635: Адресу **2702 (50 1Ph-1 PICKUP)**.

Уставка ступени **50N-2** по времени действия (**T**) = 3,6 с.

7SJ612: Адрес **1303 (50N-1 DELAY)**.

7SJ635: Адрес **2704 (50 1Ph-1 DELAY)**.

Д1.6 ANSI 50, 50Ns, ANSI 64, MV. Устройство контроля состояния изоляции (КИВ) высоковольтных вводов 330 – 750 кВ реактора

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ621**.

Расчетные фазные первичные емкостные токи в каждой фазе вводов реактора $I_{C1.НОМ.Ф.А}$ $I_{C1.НОМ.Ф.В}$ $I_{C1.НОМ.Ф.С}$, по формуле, согласно МУ п. **Б1.6.2.1**:

$$I_{C1.НОМ.Ф} = 314 \cdot U_{НОМ.ЛИН} \cdot C_{НОМ.Ф} \cdot 10^{-9} / \sqrt{3} \text{ (МА)} = 314 \cdot 525 \cdot 1000 \cdot 0,63 \cdot 10^{-9} / \sqrt{3} = 59,9 \text{ (МА)},$$

где $U_{НОМ.ЛИН} = 525000 \text{ (В)}$ – первичное номинальное линейное напряжение реактора;

$C_{НОМ.Ф} = 0,63 \cdot 10^{-9} \text{ (Ф)}$ – паспортное значение емкости ввода фазы реактора (для упрощения расчетов приняты одинаковые значения емкости для всех вводов фаз УШР).

Вторичные номинальные токи емкости высоковольтных вводов реактора, $I_{C2.НОМ.Ф.А}$, $I_{C2.НОМ.Ф.В}$, $I_{C2.НОМ.Ф.С}$, для каждой фазы согласно МУ п. **Б1.6.2.2**:

$$I_{C2.НОМ.Ф} = K_{ТР.ТПС} \cdot I_{C1.НОМ.Ф} = 12,88 \cdot 59,9 = 771,2(мА),$$

где $K_{ТР.ТПС} = \frac{W1}{W2}$ – повышающий коэффициент трансформации промежуточных ТТ (ТПС);

$$K_{ТР.ТПС} = \frac{W1}{W2} = \frac{2800 + 0,15 \cdot 2800}{250} = 12,88 \quad (\text{см. также условие выбора}$$

$K_{ТР.ТПС}$ в п. **Б6.2.1.2 МУ**).

Определяется усредненное значение вторичных емкостных токов фаз вводов (подводимых к реле):

$$\begin{aligned} I_{C2.УСТ.НОМ} &= (I_{C2.НОМ.Ф.А} + I_{C2.НОМ.Ф.В} + I_{C2.НОМ.Ф.С})/3 = \\ &= (771,2 + 771,2 + 771,2)/3 \approx 771,0 (мА). \end{aligned}$$

Орган контроля повреждений (обрывов) в фазах токовых измерительных цепях устройства КИВ (предполагается использование функции и логики измерений устройства - MV).

Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока фаз определяется выражением:

$$I_{CP} = 0,05 \cdot I_{C2.УСТ.НОМ} = 0,05 \cdot 771 = 38,55 (мА).$$

Принимаем:

Уставка **Контр. пров. Фаз Icp.0 = 40 (мА) (Logic MV)**

Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока нулевого провода при обрыве фазы определяется выражением:

$$I_{CP} = 0,6 \cdot I_{C2.YCT.HOM} = 0,6 \cdot 771 = 462,6 \text{ (мА)}.$$

Принимаем:

Уставка **Контр. нулев. пров. Фаз Иср. = 465 (мА) (Logic MV)**

Выдержка времени с действием на сигнал:

$$T_{CP} = 10 \text{ сек.}$$

Принимаем:

Уставка **Контр.пров.Фаз DELAY (T) = 10 (сек) (Logic MV).**

Орган контроля повреждений (обрывов) в нулевом проводе токовых цепей КИВ (предполагается использование функция и логика измерений устройства - MV).

Пороговая величина срабатывания контроля наличия тока небаланса нулевого провода определяется выражением:

$$I_{CP} = 0,65 \cdot I_{НБ2} = 0,65 \cdot 0,015 \cdot 771 = 7,5 \text{ (мА)},$$

где $I_{НБ2} = 0,015 \cdot I_{C2.HOM.Ф}$ (принимаем предельно допустимое значение).

Принимаем:

Уставка **Контр. нулев. пров. Фаз $I_{CP} = 8$ (мА) (Logic MV)**

Выдержка времени: $T_{CP} = 10$ сек.

Принимаем:

Уставка **Контр.пров.нул.DELAY (T) = 10 с (Logic MV)**

Орган контроля КЗ на землю во внешней сети ВН, с фиксацией напряжения $3U_0$ (ANSI 64) для блокирования действия КИВ на отключение.

Пороговая величина срабатывания определяется выражением:

$$64(U) \geq 0,15 \cdot 3U_{0МАКС} = 0,15 \cdot 100 = 15 \text{ (В)},$$

где $3U_{0\text{МАКС}} = 100$ (В) – вторичная максимальная измеряемая величина $3U_0$.

Принимаем:

Уставка **64(U)** = 15 (В), (**Logic MV**).

Функция Сигнального органа (СО) КИВ.

Пороговая величина срабатывания реагирующего элемента сигнального органа **50Ns-1 (I>)**, измеряющего ток нулевой последовательности определяется выражением:

$$50Ns - 1(I >) = (0,05 \div 0,07) \cdot I_{C2.YCT.HOM} = 0,05 \cdot 771 = 38,6 \text{ (мА)}.$$

Выдержка времени с действием на сигнал:

$$50Ns - 1(T) = 9 - 10 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ТЗНП КИВ-СО **50Ns-1** по току срабатывания (Адрес **3117**): (**50Ns-1 PICKUP**) = 40 (мА).

Уставка ТЗНП КИВ-СО **50Ns-1** по времени срабатывания (Адрес: **3118**): (**50Ns-1 DELAY**) = 10 с.

Функция Отключающего органа (ОО) КИВ.

Пороговая величина срабатывания избирательного элемента отключающего органа определяется выражением:

$$50 - 2(I >>) = (1,2 \div 1,25) \cdot I_{C2.YCT.HOM} = 1,2 \cdot 771 = 925,2 \text{ (мА)}.$$

Пороговая величина срабатывания реагирующего элемента отключающего органа (**ANSI 50Ns-2**), измеряющего ток нулевой последовательности определяется выражением:

$$50Ns - 2(I >>) = (0,2 \div 0,25) \cdot I_{C2.YCT.HOM} = 0,2 \cdot 771 = 154,2 \text{ (мА)}.$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50Ns - 2(T) = T_{\text{СР.ТЗНП-2(ПР)}} + T_{\text{ЗАП}} = 0,8 + 0,4 = 1,2\text{с},$$

где $T_{\text{СР.ТЗНП-2(ПР)}} = 0,8\text{с}$ – максимальная выдержка времени 2-х ступеней ТЗНП смежных присоединений в сети ВН реактора

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4\text{с}.$$

Принимаем:

Уставка КИВ-ОО **50-2** по току фазы (Адрес **1202**): (**50-2 PICKUP**) = 925(МА).

Уставка КИВ-ОО **50Ns-2** по току ТЗНП (Адрес **3113**): (**50Ns-2 PICKUP**) = 155 (МА).

Уставка КИВ-ОО **50Ns-2** по времени срабатывания ТЗНП (Адрес: **3114**): (**50Ns-2 DELAY**) = 1,2 с.

Д1.7 ANSI 50, 51. Максимальная трехфазная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT613(ДЗО ВН)**

Ток срабатывания МТЗ СОР согласно МУ п. Б1.7.2:

$$50 - 1(I >) = I_{\text{СЗ}} \geq (2 \div 2,6) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2 \cdot 198/1000 = 0,4 \text{ А},$$

где $I_{\text{НОМ.Р}}$ – номинальный ток реактора.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1(T) = 0,8\text{с}.$$

В соответствии с п. Б1.7 МУ, для ступени МТЗ 50-1 рекомендуется применение функции динамической коррекции уставки при холодном пуске.

Уставка по току срабатывания **функции динамической коррекции уставок**:

$$(I >) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{ном.р}} = 1,5 \cdot 2 \cdot 198 = 594 / 1000 = 0,6 \text{ А},$$

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

$K_{\text{бр}} = 2$ – коэффициент броска тока включения УШР (максимальное значение для данного каждого типа реактора).

Принимаем:

Уставка ступени 50-1 по току срабатывания (Адрес 2014): $(I2>) = 0,6(\text{А})$.

Уставка ступени 50-1 по времени действия (Адрес 2016): $(\text{T}) = 0,8 \text{ с}$.

Проверка чувствительности МТЗ СО УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ на стороне вводов реактора определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{сз}} = 3300 / 600 = 5,5 \geq 1,5.$$

Д1.8 ANSI 46. Максимальная токовая защита обратной последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов сетевой обмотки реактора

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613(ДЗО ВН).

Ток срабатывания ТЗОП СОР согласно МУ п. Б1.8.2:

$$46 - 1(I >) = I_{\text{сз}} \geq (0,15 \div 0,4) \cdot I_{\text{ном.р}} = 0,3 \cdot 198 / 1000 = 59,4 / 1000 = 0,06 \text{ А}.$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$46 - 1(T) = T_{\text{СР.ТЗНП.ПН}} + T_{\text{ЗАП}} = 3,3 + 0,3 = 3,6 \text{ с,}$$

где $T_{\text{СР.ТЗНП.ПН}} = 3,3 \text{ с}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН (в данном случае – 3-и ступени ДНЗ ВЛ-500 кВ).

Принимаем:

Уставка ступени **46-1** по току срабатывания (**принимается минимальный порог уставки реле**) (Адрес **4015**): $(I2>) = 0,1 \text{ А}$.

Уставка ступени **46-1** по времени действия (Адрес **4016**): $(T) = 3,6 \text{ с}$.

Проверка чувствительности ТЗОП ВН реактора.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП на стороне ВН реактора определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = I2_{\text{КЗ.МИН}} / I_{\text{СЗ}} = 1900 / 100 = 19 \geq 1,5.$$

Д1.9 ANSI 50BF. УРОВ выключателя реактора

Применяемое устройство **SIPROTEC: 6MD663 (управление ВН)**

В соответствии с п. **Б1.9.2** МУ рекомендуемая уставка по току УРОВ:

$$50BF(I > BF) \leq 0,9I_{\text{РЗ.МИН}} = 0,9 \cdot 40 / 1000 = 36 / 1000 = 0,036 \text{ (А)},$$

где $I_{\text{РЗ.МИН}} = 40 \text{ (А)}$ – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при КЗ в зоне чувствительности дифзащиты реактора.

Выдержки времени УРОВ:

Первая (минимальная) выдержка времени на повторное отключение выключателя согласно п. **Б1.9** МУ определяется по выражению:

$$50BF(T1) = 0,1 \div 0,15\text{с.}$$

Вторая выдержка времени УРОВ на отключение смежных присоединений принимается (с учетом степени селективности):

$$50BF(T2) = 0,25 \div 0,3 \text{ с.}$$

Ввод параметров срабатывания устройства (принимается минимальный порог уставки реле):

Уставка контроля тока фаз УРОВ ВН (Адрес **3902**): (**I** > **BF**) = 0,05 А.

Уставка контроля тока нулевой последовательности УРОВ ВН (Адрес **3912**) (**I** > **BF**) = 0,05 А.

Уставка по времени срабатывания УРОВ ВН 1-й ступени (Адрес **3905**): (**T1-3pole**) = 0,1 с. (повторное отключение).

Уставка по времени срабатывания УРОВ ВН 2-й ступени (Адрес **3906**): (**T2**) = 0,3 с. (отключение смежных присоединений).

Д1.10 ANSI 27. Защита минимального напряжения шин (автоматика ограничения снижения напряжения) ЗМН/АОСН реактора.

Применяемые устройства **SIPROTEC: 7SJ621(КИБ)**

Напряжение срабатывания ступени 27-1 определяется согласно МУ п. **Б1.10.2** определяется по выражению:

$$27-1(U) \leq (0,8 \div 0,85) \cdot U_{\text{НОМ.С}} = 0,8 \cdot 100 = 80 \text{ В.}$$

Выдержка времени на отключение УШР:

$$27-1(T) = T_{\text{СР.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}} = 2,5 + 0,3 = 2,8 \text{ с,}$$

где $U_{\text{НОМ.С}} = 100 \text{ В}$ – номинальное линейное (вторичное) напряжение сети ВН реактора;

$T_{\text{СР.СМ.ПР}} = 2,5 \text{ с}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН, в зоне действия которых не

обеспечивается отстройка (не действие) указанной ступени АОСН реактора (в данном случае – 3-и ступени ДНЗ ВЛ-500 кВ);

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **27-1** по напряжению срабатывания (Адрес **5103**): (**27-1 RISKUP**) = 80 В.

Уставка ступени **27-1** по времени действия (Адрес **5106**): (**27-1 DELAY**) = 2,8 с.

Пороговая величина срабатывания ступени 27-2 согласно МУ п. **Б10.3** определяется по выражению:

$$27 - 2(U) \leq (0,6 \div 0,7) \cdot U_{\text{НОМ.С}} = 0,6 \cdot 100 = 60 \text{ В.}$$

Выдержка времени на отключение УШР:

$$27 - 2(T) = T_{\text{СР.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с,}$$

где $U_{\text{НОМ.С}} = 100 \text{ В}$ – номинальное линейное (вторичное) напряжение сети ВН реактора;

$T_{\text{СР.СМ.ПР}} = 1,2 \text{ с}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной ступени АОСН реактора (в данном случае – 2-и ступени ДНЗ ВЛ-500 кВ);

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **27-2** по напряжению срабатывания (Адрес **5111**): (**27-2 RISKUP**) = 60 В.

Уставка ступени **27-2** по времени действия (Адрес **5112**): (**27-2 DELAY**) = 3,5сек.

Д1.11 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР)

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT612

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. Б2.1.1:

$$(I - DIFF >) \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,5 \cdot 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,1 \cdot I_{\text{ном.ушр}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0\text{кз.вн}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 0,667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} -$$

расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$$K_{\text{пер}} = 1,5 \div 2,0 - \text{коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ};$$

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$$I_{0\text{кз.вн}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{н.сop}}}{3} = I_{0\text{н.сop}} = \frac{2 \cdot I_{\text{ном.ушр}}}{3} = 0,667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} - \text{максимальная}$$

величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или –

$\frac{1}{3}$ часть тока нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с

учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0\text{н.сop}} \approx \frac{1}{U_{\text{кз}}} \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 2 \cdot I_{\text{ном.ушр}} - \text{ток нулевой последовательности}$$

в нейтрали СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{кз}} = 0,5$ (о.е.) – номинальное значение напряжения КЗ УШР;

$$I_{\text{НОМ.УШР}} = 198 \cdot \frac{525000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 5456 \text{ А} - \text{номинальный ток УШР}$$

приведённый к напряжению КОР.

Принимаем:

$$\mathbf{I-DIFF} > = 0,1 \text{ I/InO.}$$

Коэффициент торможения дифзащиты КОР (определение наклона характеристики срабатывания).

Согласно МУ п. **Б2.1.1**, характеристика торможения проходит через начало координат, т.о. можно использовать следующее расчетное выражение

$K_{\text{ТОРМ}}$ для ДЗ реактора:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{3 \cdot \varepsilon + 0,075}{1,95 - \varepsilon} = \frac{3 \cdot 0,1 + 0,075}{1,95 - 0,1} = 0,2.$$

При этом, ток начала торможения:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,1}{0,2} = 0,5.$$

Принимаем:

$$\mathbf{SLOPE1} = 0,2 \text{ (адрес 1241A).}$$

$$\mathbf{BASE POINT1} = 0 \text{ I/InO (адрес 1242A).}$$

Параметры дополнительной (второй) характеристики торможения для функции ДЗР могут быть идентичными параметрам первой характеристики, или должны приниматься: максимальная уставка начальной точки (величина смещения вдоль оси $I_{\text{ТОРМ}}/I_{\text{НОМ}}$) и минимальная уставка наклона (K_{rest2}) характеристики торможения №2.

Принимаем:

$$\mathbf{SLOPE2} = 0,25 \text{ (адрес 1243A).}$$

BASE POINT2 =10 I / InO (адрес 1244A).

Пороговую величину срабатывания I-DIFF>> для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. Б1.1.5.1 МУ:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 18400 \text{ А},$$

или, в относительных единицах:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} / I_{\text{НОМ.УШР}} = 18400 / 5456 = 3,4 \text{ (о.е.)},$$

Принимаем:

I-DIFF>> = 3,4 I / InO (адрес 1231).

Проверка чувствительности дифзащиты КОР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах КО УШР при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,2} = 5 \geq 2,$$

где $I_{\text{Д.МИН}} = I_{\text{T}} = 15\text{кА}$.

Д1.12 ANSI 50. Максимальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (МТЗ КОР)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT635**

Вариант МТЗ от междуфазных КЗ в КОР и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), с подключением измерительных цепей защиты на разность вторичных фазных токов ТТ, установленных непосредственно в фазах КОР.

Ток срабатывания междуфазной МТЗ КОР:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot (I_{C3.\text{ПРЕД.н}} + \sum I_{\text{РАБ.МАКС (N-n)}}) = 156/1000 = 0,16 \text{ А,}$$

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

$I_{C3.\text{ПРЕД.н}} = 120 \text{ А}$ – ток срабатывания МТЗ с которой производится согласование;

$\sum I_{\text{РАБ.МАКС (N-n)}} = 0 \text{ А}$ – геометрическая сумма максимальных токов нагрузки питаемых присоединений, исключая нагрузку присоединения с МТЗ которого производится согласование.

Проверка отстройки от максимального тока небаланса защиты, возникающего как результат циркуляции токов нулевой последовательности в замкнутом контуре КОР (и, соответственно, во вторичных обмотках ТТ, соединенных в «треугольник») при близких КЗ на землю на стороне ВН УШР:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 1,3 \cdot 0,0334 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 0,043 \cdot 5456/1000 = 0,23 \text{ А,}$$

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

$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0\text{КЗ.ВН}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 0,667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 0,0334 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}$ – расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5%;

$$I_{0\text{КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{Н.СОП}}}{3} = I_{0\text{Н.СОП}} = \frac{2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}}{3} = 0,667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}$$
 – максимальная

величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом

контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или – $\frac{1}{3}$ часть тока нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0 \text{ н.СОР}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} - \text{ток нулевой последовательности}$$

в нейтрали СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}} = 0,5$ (о.е.) – номинальное значение напряжения КЗ УШР;

$$I_{\text{НОМ.УШР}} = 198 \cdot \frac{525000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 5456 \text{ А} - \text{номинальный ток УШР}$$

приведённый к напряжению КОР.

В качестве уставки междуфазной МТЗ принимается большее (из двух условий) значение тока срабатывания.

Второй вариант МТЗ (фазная МТЗ), предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в реакторе, включая собственно КОР (междуфазные и витковые КЗ) и ошиновку линейных выводов КОР с отходящими присоединениями.

Ток срабатывания фазной МТЗ КОР выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП), аналогично указанному выше для междуфазной МТЗ, с учётом соединения обмоток ТТ («звезда»): уставка по току срабатывания МТЗ (рассчитанная как указано выше), должна быть уменьшена в $\sqrt{3}$ раза (согласно коэффициенту схемы соединения ТТ: $K_{\text{СХ}} = 1$):

$$50 - 1 (I >) = I_{\text{СЗ}} \geq 0,16 / \sqrt{3} = 0,09 \text{ А} .$$

Дополнительное условие выбора тока срабатывания фазной МТЗ КОР:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 2 \cdot 182 / 1000 = 364 / 1000 = 0,36 \text{ А}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5 \div 2$ – коэффициент отстройки;

$$I_{\text{нб.расч}} = \frac{K_{\text{нec}} \cdot I_{\text{ном.ушр}}}{3} = \frac{0,1 \cdot 5456}{3} = 182 \text{ А} - \text{ расчетный ток небаланса}$$

нулевой последовательности в фазах КОР (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$K_{\text{нec}} = 0,10$ – коэффициент несимметрии нулевой последовательности в предельных нагрузочных режимах энергосистемы.

В качестве уставки фазной МТЗ принимается большее (из двух условий) значение тока срабатывания.

Ток пуска функции блокировки фазной МТЗ КОР выбирается по условию согласования с током срабатывания блокируемой защиты по чувствительности:

$$50N - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{\text{согл}} \cdot 3 \cdot I_{C3, \text{МТЗ}} = 0,8 \cdot 3 \cdot 13,2 / 500 = 0,06 \text{ А},$$

где $K_{\text{согл}} = 0,7 \div 0,8$ – коэффициент согласования;

$$I_{C3, \text{МТЗ}} = 364 \cdot \frac{11000 \cdot \sqrt{3}}{525000} = 13,2 \text{ А} - \text{ уставка по току срабатывания фазной}$$

МТЗ по п. **Б2.2.2.1** (величина, приведенная к напряжению стороны ВН УШР).

Выдержка времени ступени МТЗ КОР **50-1 (I>)** (в обоих вариантах исполнения защиты) с действием на отключение выключателей ТМП:

$$50 - 1 (T) = T_{\text{пред.тз}} + T_{\text{зап}} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с},$$

где $T_{\text{пред.тз}} = 0,4 \text{ с}$ – уставка по времени срабатывания токовых защит предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП);

$T_{\text{зап}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с}$ – время запаса (степень селективности).

Принимаем для первого варианта МТЗ КОР (междуфазной):

Уставка ступени **50-1** по току срабатывания (Адрес **1202**): ($I>$) = 0,25 А.

Уставка ступени **50-1** по времени действия (Адрес **1203**): (T) = 0,7 с.

Уставки для второго варианта МТЗ КОР (фазной) принимаем:

Уставка ступени **50-1** по току срабатывания (Адрес **1204**): ($I>$) = 0,4 А.

Уставка ступени **50-1** по времени действия (Адрес **1205**): (T) = 0,7 с.

Уставка ступени **50N-1** по току срабатывания: ($I>$) = 0,07 А.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ КОР (для первого варианта) определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{18400}{250} = 73,6 \geq 1,5,$$

где $I_{\text{кз.мин}} = 18,4 \text{ кА}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на ошиновке НН УШР;

$I_{\text{сз}} = 250 \text{ А}$ – ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) МТЗ КОР (для второго варианта) определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{18400\sqrt{3}}{400} = 26,6 \geq 1,5,$$

где $I_{\text{кз.мин}} = 18,4/\sqrt{3} \text{ кА}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на ошиновке НН УШР;

$I_{\text{сз}} = 400 \text{ А}$ – ток срабатывания защиты.

Д1.13 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности компенсационной обмотки реактора (ТЗОП КОР)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT612**

Ток и время срабатывания ТЗОП КОР от междуфазных КЗ выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП):

$$46 - 1(I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot I_{C3.PPRED.T3OP} = 1,5 \cdot 60 / 1000 = 0,09 \text{ А ,}$$

где $K_{OTC} = 1,5$ – коэффициент согласования (с учетом несимметрии в нагрузочных режимах питающей сети ВН);

$I_{C3.PPRED.T3OP} = 60 \text{ А}$ – уставка по току срабатывания ТЗОП предыдущего элемента (ТЗОП ТМП).

Ток и время срабатывания для фазной ТЗОП (реализованной по второму варианту исполнения защиты):

$$46 - 1(I >) = I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot I_{C3.PPRED.T3OP} / \sqrt{3} = 1,5 \cdot 60 / \sqrt{3} \cdot 1000 = 0,052 \text{ А .}$$

Выдержка времени ступени ТЗОП КОР **46-1(I>)** (в обоих вариантах исполнения защиты) с действием на отключение выключателей ТМП:

$$46 - 1(T) = T_{C3.PPRED.T3OP} + T_{3АП} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с ,}$$

где $T_{C3.PPRED.T3OP} = 0,4 \text{ с}$ – уставка по времени срабатывания предыдущей ТЗОП (ТЗОП ТМП);

$T_{3АП} = 0,3 \text{ с}$ – время запаса (степень селективности).

Уставки для первого варианта ТЗОП принимаем:

Уставка ступени **46-1** по току срабатывания (Адрес **4002**): ($I_{2>}$) = 0,1 А.

Уставка ступени **46-1** по времени действия (Адрес **4003**): (T) = 0,7 с.

Уставки для второго варианта ТЗОП принимаем:

Уставка ступени **46-1** по току срабатывания (Адрес **4004**): ($I_{2>}$) = 0,1 А.

Уставка ступени **46-1** по времени действия (Адрес **4005**): (T) = 0,7 с.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП КОР определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{5666}{100} = 56,7 \geq 1,5,$$

где $I_{2 \text{ КЗ.МИН}} = 5666$ А – минимальный (по режиму) ток обратной последовательности при КЗ в двух фазах на ошиновке НН УШР;

$I_{\text{СЗ}} = 100$ А – ток срабатывания защиты.

Д1.14 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT613**

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. **Б2.4** и **Б1.3.2**:

$$87B(I - DIFF) = 1,2 \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot 200 = 240 \text{ (А)},$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 200$ А – принимается с запасом, учитывая, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки при работе одного ТМП не превышает 100 А.

Принимаем:

I-DIFF > = 0,25 $I / I_{\text{НО}}$ ($I_{\text{НО}} = 1000$ (А) – согласно МУ **Б1.3.1**, принят равным максимальному номинальному первичному току ТТ ошиновки).

Коэффициент торможения ДЗО НН УШР (определение наклона характеристики срабатывания).

Согласно МУ п. Б1.3.4 и п. Б1.1.3.3, характеристика торможения проходит через начало координат.

Максимальный ток КЗ на ошиновке НН УШР: 18400 А.

$$K_{\text{РАСЧ.ОШ.НН}} = 18400/1000 = 18,4.$$

$$K_{\text{РАСЧ.ТМП}} = 18400/600 = 30,7.$$

Можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗО НН УШР – $\varepsilon \leq 0,10$, с учётом что подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗО НН УШР, то есть: мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ при расчётной кратности 18,4 и 30,7.

Согласно рекомендациям изготовителя принимаем $K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$.

При этом:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,25}{0,5} = 0,5(\text{о.е.}).$$

Принимаем:

SLOPE1 = 0,5 (адрес 1241А).

BASE POINT1 = 0 I / InO (адрес 1242А).

Параметры дополнительной (второй) характеристики торможения для функции ДЗО НН УШР могут быть идентичными параметрам первой характеристики.

Принимаем:

SLOPE2 = 0,5 (адрес 1243А).

BASE POINT2 = 10 I / InO (адрес 1244А).

Величина уставки дополнительного торможения по току (I ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТОРМОЖЕНИЯ), определяется в соответствии с п. **Б1.3.7.**

$$I_{\text{НАГР.МАКС. ШИН}} = 1,2 \cdot \Sigma I_{\text{НАГР.МАКС. ПРИС}} = 1,2 \cdot 200 = 240 \text{ (А)}.$$

где $\Sigma I_{\text{НАГР.МАКС. ПРИС}} = 100 + 100 = 200 \text{ (А)}$ – суммарный максимальный ток нагрузки присоединений ошиновки КОР.

Уставка по току ввода дополнительного торможения:

$$87\text{В(I- ADD ON STAB)} \geq 2 \cdot I_{\text{НАГР.МАКС ШИН}} / I_{\text{NOBj}} = 2 \cdot 240 / 1000 = 0,48 \text{ (о.е.)}$$

Уставка длительности дополнительного торможения (**T ADD ON-STAB**):

$$T_{\text{ДОП.ТОРМ}} \geq T_{\text{СЗ.ПРИС}} + T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}} = 20 + 5 + 20 = 45 \text{ пер.}$$

где $T_{\text{СЗ.ПРИС}} = 20$ – максимальная выдержка времени защиты присоединений шин на отключение внешнего КЗ с током, превышающим уставку 87В (**I-ADD ON STAB**) (в периодах синусоидального тока);

$T_{\text{ОТКЛ.ПРИС}} = 5$ – максимальное время отключения выключателя (в периодах синусоидального тока).

Дополнительное торможение действует отдельно для каждой фазы.

Принимаем:

I-ADD ON-STAB = 2,0 I / InO (адрес 1261А) – минимально возможное значение уставки.

T-ADD ON-STAB = 45 пер (адрес 1262А).

Проверка чувствительности ДЗО НН УШР.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,5} = 2 \geq 2.$$

Контроль дифференциального тока дифзащиты ошиновки НН (п. Б2.4 и п. Б1.3.9 МУ).

$$87B(I - DIFF > MON) \leq I_{\text{МИН.НАГР}} = 0,15 \cdot I_{\text{NOBJ}},$$

где $I_{\text{МИН.НАГР}}$ – минимальный рабочий ток нагрузки присоединений ошиновки, принимается равным $0,15 I_{\text{NOBJ}}$.

Выдержка времени контроля дифференциального тока:

$$87B(TI - DIFF > MON.) = (1,0 \div 10,0)с = 5 \text{ с.}$$

Принимаем:

87B (I-DIFF> MON) = 0,15 I / InO (адрес 1281).

87B (T I-DIFF> MON) = 5 с (адрес 1282).

Д1.15 ANSI 50. Максимальная токовая защита на стороне линейных выводов НН реактора (МТЗ НН)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7UT613**

Ток и время срабатывания ступени МТЗ НН выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП), аналогично п. Д1.12.

Принимаем:

Уставка ступени **50-1** по току срабатывания (Адрес **1202**): **(I>) = 0,16 А.**

Уставка ступени **50-1** по времени действия (Адрес **1203**): **(T) = 0,7 с.**

Д1.16 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности на стороне линейных выводов НН реактора (ТЗОП НН)

Ток и время срабатывания ТЗОП НН выбираются по условию согласования с защитами предыдущих элементов (Выпрямительных преобразователей ТМП), аналогично п. Д.13.

Принимаем:

Уставка ступени 46-1 по току срабатывания (Адрес 4002): $(I2>) = 0,1 \text{ А}$.

Уставка ступени 46-1 по времени действия (Адрес 4003): $(T) = 0,7 \text{ с}$.

Д1.17 ANSI 50N. Однофазная максимальная токовая защита обмотки управления реактора (МТЗ ОУ)

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ635

Согласно п. Б2.7.1 выберем уставки:

$$50N - 1(I >) = 25 / 100 = 0,25 \text{ А}.$$

Выдержка времени на отключение выключателей ТМП:

$$50N - 1(T) = 0,3 \text{ с}.$$

Принимаем:

Уставка ступени 50N-1 по току срабатывания (Адрес 1302): $(I>) = 0,25 \text{ А}$.

Уставка ступени 50N-1 по времени действия (Адрес 1303): $(T) = 0,3 \text{ с}$.

Д1.18 ANSI 64(59N). Защита от замыкания на землю в сети НН реактора (контроль изоляции)

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ635

Уставка напряжения нулевой последовательности, согласно п. Б2.8.2:

$$64(3U0 >) = 15 \text{ В}.$$

Время выдачи сообщения:

$$64(T) = 10 \text{ с.}$$

Принимаем:

64 (3Uo>) (адрес 3109): 15 В.

64 (T) (адрес 3111): 10 с.

Д1.19 ANSI 50. Двухступенчатая максимальная токовая защита ТМП (МТЗ ТМП)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612**

Ток срабатывания МТЗ ТМП согласно **МУ п. БЗ.1.1:**

$$50 - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} = \frac{1,3}{0,95} \cdot 80 / 600 = 110 / 600 = 0,18 \text{ А,}$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата реле максимального тока;

$I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} = 80 \text{ А}$ – максимальный ток нагрузки ТМП, определяемый с учетом возможных перегрузок преобразователя.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ ТМП:

$$50 - 1(T) = 0,4 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50-1** по току срабатывания (Адрес **1204**): **(I>) = 0,2 А.**

Уставка ступени **50-1** по времени действия (Адрес **1205**): **(T) = 0,4 с.**

Ток срабатывания грубой ступени (ТО) МТЗ ТМП.

По условию отстройки от КЗ на стороне НН ТМП:

$$50 - 2(I \gg) = I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{КЗ.МАКС.НН} = 1,3 \cdot 904 / 600 = 2 \text{ А},$$

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

$I_{КЗ.МАКС.НН} = 904 \text{ А}$ – максимальный ток КЗ на стороне НН ТМП.

Проверка условия чувствительности при КЗ на ошиновке ВН ТМП:

$$50 - 2(I \gg) = I_{C3} \leq \frac{I_{КЗ.МИН}}{K_{ч}} = 0,5 \cdot I_{КЗ.МИН} = 0,5 \cdot 15000 = 7500 / 600 = \\ = 12,5 \text{ А},$$

где $K_{ч} = 2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{КЗ.МИН} = 15 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ на стороне ВН ТМП.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$50 - 2(T) = 0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50-2** по току срабатывания (Адрес **1202**): $(I \gg) = 2 \text{ А}$.

Уставка ступени **50-2** по времени действия (Адрес **1203**): $(T) = 0 \text{ с}$.

Проверка чувствительности МТЗ ТМП.

Коэффициент чувствительности ($K_{ч}$) МТЗ ТМП определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{C3}} = \frac{900}{120} = 7,5 \geq 1,5,$$

где $I_{КЗ.МИН} = 900 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) ток КЗ в трех фазах на стороне НН ТМП;

$I_{C3} = 120 \text{ А}$ – ток срабатывания защиты.

Д1.20 ANSI 46. Токовая защита обратной последовательности ТМП УШР (ТЗОП ТМП)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612**

Ток срабатывания ТЗОП ТМП, согласно МУ п. Б3.2.1:

$$46 - 1(I >) = I_{C3} \geq 0,2 \cdot I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} = 0,2 \cdot 80 = 16 / 600 = 0,03 \text{ А},$$

где $I_{\text{МАКС.НАГР. ТМП}} = 80 \text{ А}$ – максимальный ток нагрузки ТМП, определяемый с учетом возможных перегрузок преобразователя.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$46 - 1(T) = T_{\text{СЗ.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}} = 0,0 + 0,4 = 0,4 \text{ с},$$

где $T_{\text{СЗ.СМ.ПР}} = 0,0 \text{ с}$;

$T_{\text{ЗАП}} = 0,3 \div 0,4 \text{ с}$ – время запаса (степень селективности).

Принимаем:

Уставка ступени **46-1** по току срабатывания (Адрес **4002**): **(I2>) = 0,1 А.**

Уставка ступени **46-1** по времени действия (Адрес **4003**): **(T) = 0,4 с.**

Проверка чувствительности ТЗОП ТМП.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТЗОП ТМП определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ КЗ.МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{450}{60} = 7,5 \geq 1,5,$$

где $I_{2 \text{ КЗ.МИН}} = 450 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) ток обратной последовательности при КЗ в двух фазах на стороне НН ТМП;
 $I_{\text{СЗ}} = 60 \text{ А}$ – ток срабатывания защиты.

Д1.21 ANSI 50N. Максимальная токовая защита с использованием расчетного тока нулевой последовательности (ТЗНП ТМП)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612**

Ток срабатывания ТЗНП ТМП, согласно МУ п. Б3.3:

$$50N - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{I_{кз.мин}}{K_{ч}} = 0,5 \cdot I_{кз.мин} = 0,5 \cdot 950 / 600 = 0,8 \text{ А},$$

где $K_{ч} = 2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{кз.мин} = 950 \text{ А}$ – минимальный ток КЗ на землю на стороне ВН ТМП.

Выдержка времени на отключение выключателя и пуск УРОВ ТМП:

$$50N - 1(T) = (0 \div 0,2) \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка ступени **50N-1** по току срабатывания (Адрес **1304**): $(I >) = 0,8(\text{А})$.

Уставка ступени **50N-1** по времени действия (Адрес **1305**): $(T) = 0,1 \text{ с.}$

Д1.22 ANSI 50Ns. Ненаправленная токовая защита от замыканий на землю в сети НН (чувствительная)

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612**

Ток срабатывания ТЗНП ТМП выбирается по условию обеспечения максимальной чувствительности к замыканию на землю, в зоне защиты:

$$50N - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{I_{зз.мин}}{K_{ч}} = 0,8 \cdot I_{зз.мин},$$

где $K_{\text{ч}} = 1,25$ – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{зз.мин}}$ – расчетный ток замыкания на землю на стороне ВН ТМП, определяемый по выражению:

$$I_{\text{зз.мин}} = 3 \cdot U_{\text{ф.мин}} \cdot \omega \cdot C = 3 \cdot 4000 \cdot 314 \cdot 200 \cdot 10^{-9} = 0,08 \text{ А},$$

где $U_{\text{ф.мин}} = 0,4 \cdot U_{\text{ф.ном}} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ кВ}$ – минимальное фазное напряжение ошиновки НН в максимальных нагрузочных режимах реактора;

$\omega = 314$ – расчетный коэффициент (при частоте сети 50 Гц);

$C = 200 \text{ нФ}$ – общая емкость фазы ошиновки НН (паспортные данные для типа ошиновки).

$$50N - 1(I >) = I_{\text{сз}} \geq \frac{I_{\text{зз.мин}}}{K_{\text{ч}}} = 0,8 \cdot 0,08 \approx 0,064 / 100 = 0,00064 \text{ А}.$$

Полученная при расчёте уставка является слишком низкой, применение функции ANSI 50Ns в данных условиях не целесообразно.

Д1.23 ANSI 50BF. Устройство резервирования отказа выключателя ТМП

Применяемое устройство **SIPROTEC: 7SJ612**

Пороговое значение срабатывания **50BF(I МИН)**:

$$50BF(I > BF) \leq \frac{I_{\text{рз.мин}}}{K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot I_{\text{рз.мин}} = 0,9 \cdot 104 / 600 = 0,156 \text{ А},$$

где $I_{\text{рз.мин}} = 60 \cdot 1,73 = 104 \text{ А}$ – минимальный ток повреждения, соответствующий току обратной последовательности двухфазного КЗ, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при

КЗ в зоне чувствительности защит (принимается по уставке ТЗОП ТМП);

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

Выдержки времени УРОВ:

Первая (минимальная) выдержка времени на повторное отключение выключателя согласно **п. Б1.9 МУ** определяется по выражению:

$$50BF(T1) = 0,1 \div 0,15\text{с.}$$

Ввод параметров срабатывания устройства:

Уставка контроля тока фаз УРОВ ВН (Адрес **7006**): $(I > BF) = 0,15 \text{ А.}$

Уставка по времени срабатывания УРОВ ВН 2-й ступени (Адрес **7005**): $(T) = 0,1 \text{ с.}$

Д2 Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии MiCOM («ALSTOM Grid»/«AREVA») для УШР-500 кВ

Д2.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **MiCOM P633**.

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты определяется согласно МУ п. Б1.1.2.3:

$$87R (I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{NObj},$$

где $I_{NObj} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Уставка **I-DIFF>** определяется относительно базисного тока защищаемого объекта (в о.е. $\frac{I_{\text{дифф}}}{I_{\text{БАЗ}}}$), который рассчитывается следующим

образом:

$$I_{\text{БАЗ.А}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БАЗ.А}}},$$

где $S_{\text{БАЗ}}$ – базисная мощность, в данном случае номинальная мощность реактора (в общем случае наибольшая $S_{\text{НОМ}}$ сторон объекта);

$I_{\text{БАЗ.А}}$ – базисный ток стороны А;

$U_{\text{НОМ.А}}$ – номинальное линейное напряжение стороны А.

Таким образом, для рассматриваемого случая $I_{\text{БАЗ}} = I_{\text{НОМ}}$ реактора:

$$87R(I - DIFF >) = 0,2 \cdot 198/198 = 0,2.$$

Принимаем:

$$I_{диф>} = 0,2 I_{дифф} / I_{БАЗ} \text{ (адрес 072.142).}$$

При сравнительно небольшой, учитываемой в расчетах, величине сквозного тока включения УШР ($2,5 \cdot I_{НОМ.Р} \approx 500\text{А}$) **расчетная кратность тока в режиме включения реактора:**

$$K_{РАСЧ.ВВ} = 500/500 = 1;$$

$$K_{РАСЧ.НЕЙТР} = 500/300 \approx 1,67.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть: мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Значение коэффициента торможения согласно МУ п. Б1.1.3.4:

$$87R(m1) = (0,34 \div 0,35) \text{ о.е.}$$

Согласно п. Б1.1.4.2 для устройств дифзащиты СОР МІСОМ Р63х принимаем одинаковые уставки для **первого и второго наклонов** характеристики торможения ($m1 = m2 = 0,4$).

Принимаем:

$$m1 = 0,4 \text{ (адрес 072.145);}$$

$$m2 = 0,4 \text{ (адрес 072.146);}$$

$$I_{торм,m2} = 10 I_{дифф} / I_{БАЗ} \text{ (адрес 072.147).}$$

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. Б1.1.5.2 МУ:

$$87R (I - DIFF \gg) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{NOBJ}} = 3 \cdot 198 = 594 \text{ А},$$

где $I_{\text{NOBJ}} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Или в относительных величинах:

$$87R (I - DIFF \gg) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 594/198 = 3 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

$$I_{\text{диф}} \gg = 3 I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}} \text{ (адрес 072.143);}$$

$$I_{\text{диф}} \gg \gg = 3 I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}} \text{ (адрес 072.144).}$$

Проверка чувствительности дифзащиты СО УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора с расщеплением фаз обмоток (п. Б1.1.9 МУ) при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_{\text{T}} - 0,5 \cdot I_{\text{СЗ.МИН}})} =$$

$$= \frac{100}{39,6 + 0,4 \cdot (150 - 0,5 \cdot 39,6)} = 1,1 < 2,$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,5 \cdot I_{\text{СР.МИН}} = 0,5 \cdot 0,2 \cdot 198 = 19,8 \text{ А};$

$$I_{\text{Д.МИН}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 100 \text{ А};$$

$$I_{\text{T}} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 150 \text{ А}.$$

Чувствительность ДЗ СОР с расщеплением не достигается, однако, согласно п. Б1.1.3.3.1, Примечание 2 для защиты СОР, имеющих расщепление фаз в обязательном порядке применяются поперечные

дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Д2.2 ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **MiCOM P633**.

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится, согласно МУ п. **Б1.3.2**:

$$87B (I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ – максимальный длительно допустимый ток нагрузки присоединений ошиновки;

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

Согласно п. **Б1.3.2** МУ, в качестве рабочего номинального тока, выбирается **максимальный номинальный первичный ток ТТ** ($K_{\text{ТТ}} = 1000/1$).

В целях повышения чувствительности защиты шин, в качестве $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ принимается максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного присоединения, в данном случае, это сквозной ток нагрузки смежных присоединений реактора (линии 500 кВ) $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1000 \text{ А}$:

$$87B (I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А.}$$

Или, в относительных величинах:

$$87B (I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000/1000 = 1,2 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

$I_{диф} > = 1,2 I / InO$ (адрес **072.142**).

Коэффициент торможения.

Согласно п. **Б1.3.5.2** и п. **Б1.1.4.2** для устройств ДЗО ВН МІСОМ Р63х принимаем одинаковые уставки для **первого и второго наклонов** характеристики торможения ($m1 = m2 = 0,4$).

Принимаем:

$m1 = 0,4$ (адрес **072.145**);

$m2 = 0,4$ (адрес **072.146**);

$I_{торм, m2} = 10 I_{дифф} / I_{БАЗ}$ (адрес **072.147**).

Контроль исправности цепей измерений в устройствах дифзащиты ДЗО ВН УШР.

Принимаем:

$KЦИ_1 = 0,02$ (адрес **081.042**);

$KЦИ_2 = 0,02$ (адрес **081.043**);

$KЦИ_3 = 0,02$ (адрес **081.044**).

Проверка чувствительности дифзащиты ошиновки ВН реактора.

Согласно п. **Б1.3.14.3.2 МУ** коэффициент чувствительности определяется по следующему выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{д.мин}}{I_{сз.мин} + K_{торм} \cdot (I_{т} - 0,5 \cdot I_{сз.мин})} =$$
$$= \frac{3300}{1,2 \cdot 1000 + 0,4 \cdot (1650 - 0,5 \cdot 1,2 \cdot 1000)} = 2,04 > 2,$$

где $I_{торм.нач} = 0,5 \cdot I_{ср.мин} = 0,5 \cdot 1,2 \cdot 1000 = 600 \text{ А};$

$I_{т} = 0,5 \cdot 3300 = 1650 \text{ А}$ – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне;

$I_{д.мин} = 3300 \text{ А}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне;

$K_{ТОРМ} = 0,4$ – коэффициент торможения.

Д2.3 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита СО УШР

Применяемое устройство: **МiCOM P141**

$K_{ТТ} = 300/1$.

Ток срабатывания основной (быстродействующей) ступени защиты согласно МУ п. **Б1.4.1**:

$$50 - 2 (I \gg) = I_{сз1} \geq 0,23 \cdot I_{НОМ.Р} = 0,23 \cdot 198/300 = 45,54/300 = 0,15 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 2 (T) = 0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка быстродействующей ступени по току срабатывания (адрес **I>1 Current Set**): **50-2 (I>>) = 0,2 А;**

Уставка быстродействующей ступени по времени действия (адрес **I>1 Time Delay**): **50-2 (T) = 0 с.**

Дополнительная чувствительная ступень ПДЗ реактора:

$$50 - 1 (I >) = I_{сз2} \geq (0,14 \div 0,19) \cdot I_{НОМ.Р} = 0,15 \cdot 198/300 = 29,7/300 = 0,099 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1 (T) = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка быстродействующей ступени по току срабатывания (адрес I>2 Current Set): 50-1 (I>>) = 0,1 А;

Уставка быстродействующей ступени по времени действия (адрес I>2 Time Delay): 50-2 (T) = 0,5 с.

Д2.4 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР)

Применяемое устройство: MiCOM P631.

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. Б2.1.1:

$$(I - DIFF >) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 1,5 \cdot 0,0667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0 \text{ КЗ.ВН}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 0,667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 0,0667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \quad -$$

расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5 \div 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$$I_{0 \text{ КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0 \text{ Н.КОР}}}{3} = I_{0 \text{ Н.КОР}} = \frac{2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}}{3} = 0,667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \quad - \text{максимальная}$$

величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или –

$\frac{1}{3}$ часть тока нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0 \text{ н.СОР}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} - \text{ток нулевой последовательности}$$

в нейтрали СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}} = 0,5$ о.е. – номинальное значение напряжения КЗ УШР;

$$I_{\text{НОМ.УШР}} = 198 \cdot \frac{525000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 5456 \text{ А} - \text{номинальный ток УШР}$$

приведённый к напряжению КОР.

Принимаем: $I_{\text{диф}} > 0,1 I_{\text{дифф}} / I_{\text{БАЗ}}$ (адрес **072.142).**

Коэффициент торможения ДЗ КОР (определение наклона характеристики срабатывания).

Согласно МУ п. **Б2.1.1** и п. **Б1.1.3.4.1**, характеристика торможения проходит через начало координат, т.о. можно использовать следующее расчетное выражение $K_{\text{ТОРМ}}$ для ДЗ КОР:

$$87R(m1) = (0,34 \div 0,35) \text{ о.е.}$$

Согласно п. **Б2.1** и п. **Б1.1.4.2** для устройств ДЗ КОР **MiCOM P63x** принимаем одинаковые уставки для **первого и второго наклонов** характеристики торможения (**m1 = m2 = 0,4**).

Принимаем:

m1 = 0,4 (адрес **072.145**);

m2 = 0,4 (адрес **072.146**);

I_{ТОРМ,m2} = 10 I_{дифф} / I_{БАЗ} (адрес **072.147**).

Пороговую величину срабатывания I-DIFF>> для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. **Б1.1.5.1** МУ:

$$87R(I - DIFF \gg) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 18400 \text{ А}$$

или в относительных единицах:

$$87R(I - DIFF \gg) \geq \frac{I_{\text{МАКС.ВН}}}{I_{\text{НОМ.УШР}}} = \frac{18400}{5456} = 3,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

$$I_{\text{диф}} \gg = 3,4 I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}} \text{ (адрес 072.143);}$$

$$I_{\text{диф}} \gg \gg = 3,4 I_{\text{ДИФФ}} / I_{\text{БАЗ}} \text{ (адрес 072.144).}$$

Проверка чувствительности дифзащиты УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах КО УШР при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_{\text{T}} - 0,5 \cdot I_{\text{СЗ.МИН}})} =$$

$$= \frac{15000}{0,1 \cdot 5456 + 0,4 \cdot (7500 - 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5456)} = 4,4 > 2,$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,5 \cdot I_{\text{СР.МИН}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5456 = 272,8 \text{ А};$

$$I_{\text{Д.МИН}} = 15000 \text{ А};$$

$$I_{\text{T}} = 0,5 \cdot 15000 = 7500 \text{ А}$$

Д2.5 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Применяемое устройство: **МіСОМ Р633.**

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится согласно МУ п. Б2.4 и п. Б1.1.2.3:

$$87B(I - DIFF >) = 1,2 \cdot I_{NObj} = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А},$$

где $I_{NObj} = 1000 \text{ А}$ – принимается равным номинальному току ТТ.

Или в относительных величинах:

$$87B(I - DIFF >) = 1200 / 1000 = 1,2 \text{ о.е.},$$

С учётом того, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки не превышает 100 А принимаем более чувствительную уставку.

Принимаем:

$$I_{диф} > = 0,3 I_{дифф} / I_{БАЗ} \text{ (адрес 072.142).}$$

Максимальный ток КЗ на ошиновке НН выпрямительного преобразователя (ТМП): 18400 А.

$$K_{РАСЧ.ОШ.НН} = 18400 / 1000 = 18,4;$$

$$K_{РАСЧ.ТМП} = 18400 / 600 = 30,7.$$

Можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗО – $\varepsilon \leq 0,10$, с учётом того, что **подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗО, то есть, мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.**

Коэффициент торможения, согласно п. Б2.4 и п. Б1.3.4.2 МУ, принимаем равным: **m1 = 0,4 (адрес 072.145).**

Параметры второй дополнительной характеристики торможения могут быть идентичными параметрам первой наклонной характеристики.

Принимаем:

$$m2 = 0,4 \text{ (адрес 072.146);}$$

$I_{\text{горм,м2}} = 10 I_{\text{дифф}} / I_{\text{баз}}$ (адрес **072.147**).

Контроль исправности цепей измерений в устройствах дифзащиты ДЗО ВН УШР.

Принимаем:

КЦИ_1 = 0,02 (адрес **081.042**);

КЦИ_2 = 0,02 (адрес **081.043**);

КЦИ_3 = 0,02 (адрес **081.044**).

Проверка чувствительности ДЗО НН УШР.

$$\begin{aligned} K_{\text{ч}} &= \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{сз.мин}} + K_{\text{горм}} \cdot (I_{\text{т}} - 0,5 \cdot I_{\text{сз.мин}})} = \\ &= \frac{15000}{0,3 \cdot 1000 + 0,4 \cdot (7500 - 0,5 \cdot 0,3 \cdot 1000)} = 4,63 \geq 2, \end{aligned}$$

где $I_{\text{горм.нач}} = 0,5 \cdot I_{\text{ср.мин}} = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 1000 = 150 \text{ А}$;

$I_{\text{д.мин}} = 15000 \text{ А}$;

$I_{\text{т}} = 0,5 \cdot 15000 = 7500 \text{ А}$.

Д3 Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий REx6xx/SPAC («ABB») для УШР-500 кВ

Д3.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **RET670**.

Общее примечание. Уставки по току задаются в долях от базового тока объекта. Базовый ток задаётся как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах:

T3WPDIF_87T (T3D1) RatedCurrentW1 = 198 A.

Уставка по минимальному току срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты определяется по выражению, согласно МУ п. Б1.1.2.5:

$$(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{NObj} = 0,2 \cdot 198 = 39,6 \text{ A},$$

где $I_{NObj} = 198 \text{ A}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Вычислим вторичный ток ТТ в номинальном режиме УШР:

$$I_{НОМ.ВТ} = \frac{I_{NObj}}{K_{ТТ}} = \frac{198}{500/1} = 0,396 \text{ A},$$

где $I_{НОМ.ВТ}$ – вторичный ток ТТ в номинальном режиме УШР;

I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (СОР);

$K_{ТТ} = 500/1$ – коэффициент трансформации ТТ.

$I_{НОМ.ВТ} \geq 0,1$ А (диапазон цифрового масштабирования не более десятикратного). Уставка **I-DIFF** должна приниматься в диапазоне $(0,25 \div 0,3) \cdot I_{NOBJ}$.

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin = 0,25 IB.

При сравнительно небольшой, учитываемой в расчетах, величине сквозного тока включения УШР ($2,5 \cdot I_{НОМ.Р} \approx 500$ А) **расчетная кратность тока в режиме включения реактора:**

$$K_{РАСЧ.ВВ} = 500/500 = 1;$$

$$K_{РАСЧ.НЕЙТР} = 500/300 \approx 1,67.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть, мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Значение коэффициента торможения согласно МУ п. Б1.1.3.6:

$$87R \text{ (SlopeSection2)} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection2 = 40 %.

Значение тока начала торможения (конец участка 1 по горизонтали в о.е. номинального тока защищаемого объекта) может быть определено:

$$EndSection1 = \frac{I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K_{ТОРМ}} = \frac{0,25}{0,4} = 0,625.$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection1 = 0,63 IB.

Согласно МУ п. **Б1.1.4.4**, коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{ТОРМ 1}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения:

$$87R(SlopeSection3) = 0,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3 = 40 %.

Величину *EndSection 2* принимаем максимальной.

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection2 = 10 IB.

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. **Б1.1.5.4 МУ**:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{МАКС.ВН} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{NOBJ} = 3 \cdot 198 = 594 \text{ А,}$$

где $I_{NOBJ} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Или в относительных величинах:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{МАКС.ВН} = 594/198 = 3 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdUnre = 3,0 IB.

Согласно МУ п. Б1.1.6.3, уставки дополнительного торможения ТЗWPDIF_87T (ТЗD1) IMinNegSeq=0,04 IB и ТЗWPDIF_87T (ТЗD1) NegSeqROA=60 град. принимаем по умолчанию.

Проверка чувствительности дифзащиты СО УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора с расщеплением фаз обмоток при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (п. Б1.1.9.3.1 МУ):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100}{200 \cdot 0,4} = 1,25 < 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,63 \cdot 198 = 124,74 \text{ А}$;

$I_{\text{Д.МИН}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 100 \text{ А}$;

$I_{\text{T}} = I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 200 \text{ А}$.

Чувствительность ДЗ СОР с расщеплением не достаточна, однако, согласно п. Б1.1.3.3.1, Примечание 2 для защиты СОР, имеющих расщепление фаз в обязательном порядке применяются поперечные дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Д3.2 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **RET670**.

Общее примечание. Базовый ток задаётся как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах (первичный номинальный ток ТТ УШР), и согласно допущению в п. Б1.3.1.3 может быть принят так, что уставка по току срабатывания ДЗО (чувствительного органа) будет определена

в требуемом диапазоне: **принимаем**

T3WPDIF_87T (T3D1) RatedCurrentW1 = 2000 A.

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится, согласно МУ п. Б1.3.2, по условию отстройки от тока в реле при обрыве вторичных цепей защиты в нагрузочном режиме:

$$87B(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ – максимальный длительно допустимый ток нагрузки присоединений ошиновки;

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

Согласно п. Б1.3.2 МУ, в качестве рабочего номинального тока, выбирается **максимальный номинальный первичный ток ТТ** ($K_{\text{ТТ}} = 1000/1$).

В целях повышения чувствительности защиты шин, в качестве $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ принимается максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного присоединения, в данном случае, это сквозной ток нагрузки смежных присоединений реактора (линии 500 кВ) $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1000 \text{ A}$:

$$87B(I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ A.}$$

Или, в относительных величинах:

$$87B(I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000/2000 = 0,6 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin = 0,60 IB.

Аналогично расчетам ДЗ.1, и согласно п. Б1.3.4 принимаем:
ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) SlopeSection2 = 50 %.

Аналогично расчетам ДЗ.1 и согласно п. Б1.3.6.2 значение тока начала торможения определяется по выражению:

$$EndSection1 = \frac{I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K_{ТОРМ}} = \frac{0,6}{0,5} = 1,2 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) EndSection1 = 1,2 IB.

Согласно МУ п. Б1.1.4.4, коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{ТОРМ 1}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения:

$$87B (SlopSection3) = 0,5 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) SlopeSection3 = 50 %.

Величину *EndSection 2* принимаем максимальной.

Принимаем:

ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) EndSection2 = 10 IB.

Согласно п. Б1.3.7 и п. Б1.1.6.3 МУ, уставки дополнительного торможения **ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) IMinNegSeq=0,04 IB** и **ТЗWPDIF_87Т (ТЗD1) NegSeqROA=60 град** принимаем по умолчанию.

Проверка чувствительности дифзащиты ошиновки ВН реактора.

Согласно условию п. Б1.3.14.3 МУ ($I_T > I_{ТОРМ.НАЧ}$), коэффициент чувствительности определяется по следующему выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{т}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{3300}{3300 \cdot 0,5} = 2 \geq 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 1,2 \cdot 2000 = 2400 \text{ А}$;

$I_{\text{т}} = 3300 \text{ А}$ – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне;

$I_{\text{д.мин}} = 3300 \text{ А}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне;

$K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$ – коэффициент торможения.

Д3.3 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита СО УШР

Применяемое устройство: **REF615**, $K_{\text{тт}} = 300/1$.

Ток срабатывания основной (быстродействующей) ступени защиты согласно МУ п. **Б1.4.1.2**:

$$50 - 2 (I \gg) = I_{\text{сз1}} \geq 0,23 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 0,23 \cdot 198 = 45,54 \text{ А.}$$

Или, во вторичных величинах:

$$50 - 2 (I \gg) = I_{\text{сз1}} \geq 45,54/300 = 0,15 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 2 (T) = 0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка быстродействующей ступени по току срабатывания
RHNRTOC Start value = $0,15 \cdot I_n$.

Уставка быстродействующей ступени по времени действия
RHNRTOC Operate delay time = 40 ms.

Дополнительная чувствительная ступень ПДЗ реактора:

$$50 - 1(I >) = I_{C32} \geq (0,14 \div 0,19) \cdot I_{НОМ.Р} = 0,15 \cdot 198 = 29,7 \text{ А.}$$

Или во вторичных величинах:

$$50 - 1(I >) = I_{C32} \geq 29,7/300 = 0,099 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1(T) = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка чувствительной ступени по току срабатывания
RHLPTOC Start value = $0,10 \cdot I_n$;

Уставка быстродействующей ступени по времени действия
RHLPTOC Operate delay time = 500 ms.

Д3.4 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР)

Применяемое устройство: **RET670**.

Общее примечание. Уставки по току задаются в долях от базового тока объекта. Базовый ток ($I_{НОМ.УШР}$, смотрите ниже) задаётся как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах:

T3WPDIF_87T (T3D1) RatedCurrentW1 = 5456 А.

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. Б2.1.1:

$$(I - DIFF >) \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,5 \cdot 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = \\ = 0,1 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,1 \cdot 5456 = 545,6 \text{ А,}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0 \text{ КЗ.ВН}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 0,667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} \quad -$$

расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{пер}} = 1,5 \div 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$$I_{0 \text{ КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0 \text{ Н.СОР}}}{3} = I_{0 \text{ Н.СОР}} = \frac{2 \cdot I_{\text{ном.ушр}}}{3} = 0,667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} \quad - \text{максимальная}$$

величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или –

$\frac{1}{3}$ часть тока нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с

учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0 \text{ Н.СОР}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 2 \cdot I_{\text{ном.ушр}} \quad - \text{ток нулевой последовательности}$$

в нейтрали СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}} = 0,5$ о.е. – номинальное значение напряжения КЗ УШР;

$$I_{\text{ном.ушр}} = 198 \cdot \frac{525000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 5456 \text{ А} \quad - \text{номинальный ток УШР}$$

приведённый к напряжению КОР.

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin = 0,1 IB.

Согласно п. **Б2.1.1**, п. **Б1.1.3.6.2** коэффициента торможения $K_{ТОРМ 1}$ дифзащиты УШР принимается равным:

$$87 R (SlopeSection2) = 0,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection2 = 40 %.

Значение тока начала торможения может быть определено следующим образом:

$$EndSection1 = \frac{I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K_{ТОРМ}} = \frac{0,1}{0,4} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection1 = 0,25 IB.

Согласно п. **Б2.1.1**, п. **Б1.1.4.4** коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{ТОРМ 1}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения:

$$87 R (SlopSection3) = 0,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3 = 40 %.

Значение тока начала принимаем максимальной уставкой:

$$EndSection 2 = 10 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection2 = 10 IB.

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. **Б1.1.5.1 МУ**:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 18400 \text{ А}$$

или в относительных единицах:

$$87R(I - DIFF >>) \geq \frac{I_{\text{МАКС.ВН}}}{I_{\text{НОМ.УШР}}} = \frac{18400}{5456} = 3,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdUnre = 3,4 IB.

Проверка чувствительности дифзащиты УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ КО определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах КО УШР при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (п. **Б2.1.2** и п. **Б1.1.9.3.1 МУ**):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,4} = 2,5 > 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,25 \cdot 5456 = 1364 \text{ А}$;

$I_{\text{Д.МИН}} = 15 \text{ кА}$;

$I_{\text{T}} = 15 \text{ кА}$.

Д3.5 ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Применяемое устройство: **RET670**.

Общее примечание. Базовый ток задаётся как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах (первичный номинальный ток ТТ УШР), и согласно допущению в п. **Б1.3.1.3** может быть принят так, что уставка по току срабатывания ДЗО (чувствительного органа) будет определена в требуемом диапазоне: **принимаем**

T3WPDIF_87T (T3D1) RatedCurrentW1 = = 2000 A.

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится согласно МУ п. **Б2.4** и п. **Б1.1.2.5**:

$$87B(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А,}$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1000 \text{ А}$ – принимается равным номинальному току ТТ.

Или, в относительных величинах:

$$87B(I - DIFF >) = 1200 / 2000 = 0,6 \text{ о.е.}$$

С учётом того, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки не превышает 100 А, принимаем более чувствительную уставку.

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) IdMin = 0,2 IB.

Максимальный ток КЗ на ошиновке НН выпрямительного преобразователя (ТМП): 18400 А.

$$K_{\text{РАСЧ.ОШ.НН}} = 18400 / 1000 = 18,4;$$

$$K_{\text{РАСЧ.ТМП}} = 18400 / 600 = 30,7.$$

Можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗО НН – $\varepsilon \leq 0,10$, с учётом того, что **подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗО НН, то есть, мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ при расчётных кратностях 18,4 и 30,7.**

Коэффициент торможения, согласно п. Б2.4, п. Б1.3.4 МУ принимаем равным:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection2 = 50 %.

Аналогично расчетам ДЗ.1 и согласно п. Б1.3.6.2 значение тока начала торможения определяется по выражению:

$$EndSection 1 = \frac{I_{СЗ.МИН.ОТН}}{K_{ТОРМ}} = \frac{0,2}{0,5} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection1 = 0,4 IB.

Согласно МУ п. Б1.1.4.4, коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{ТОРМ 1}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения:

$$87B (SlopeSection3) = 0,5 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) SlopeSection3 = 50%.

Величина *EndSection 2* может быть принята максимальной.

Принимаем:

T3WPDIF_87T (T3D1) EndSection2 = 10 IB.

Согласно п. Б1.3.7 и п. Б1.1.6.3 МУ, уставки дополнительного торможения T3WPDIF_87T (T3D1) IMinNegSeq=0,04 IB и T3WPDIF_87T (T3D1) NegSeqROA=60 град принимаем по умолчанию.

Проверка чувствительности ДЗО НН УШР.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{т}} \cdot K_{\text{торм}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,5} = 2 \geq 2.$$

где $I_{\text{торм.нач}} = 0,4 \cdot 2000 = 800 \text{ А};$

$I_{\text{д.мин}} = 15 \text{ кА};$

$I_{\text{т}} = 15 \text{ кА}.$

Д4 Расчет параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710 и БЭ2502 (ООО НПП «ЭКРА») для УШР-500 кВ

Д4.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения)

Применяемое устройство: ШЭ2710 541241 (комплект А1)

Уставка по минимальному току срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты, согласно п. Б1.1.2.6 определяется по выражению:

$$(I - DIFF >) = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{NObj} = 0,2 \cdot 198 = 39,6 \text{ А};$$

где I_{NObj} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Расчет базисных (вторичных) токов по сторонам СОР выполняется с помощью выражения:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{НОМ.УШР}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{198}{500} = 0,396 \text{ А.}$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{НОМ.УШР}} \cdot K_{\text{АТ-31}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{198 \cdot 3,8}{500} = 1,5 \text{ А.}$$

где $n_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ стороны;

$I_{\text{НОМ.УШР}}$ – первичный номинальный ток фазы обмотки реактора (для обеих сторон СОР);

$K_{\text{АТ-31}} = 3,8$ - коэффициент трансформации АТ-31, установленного на стороне ЛВ шкафа защиты ШЭ2710 541.

Принимаем:

Начальный ток срабатывания продольной ДЗ СОР = 0,2 о.е.

При сравнительно небольшой, учитываемой в расчетах, величине сквозного тока включения УШР ($2,5 \cdot I_{НОМ.Р} \approx 500\text{А}$) **расчетная кратность тока в режиме включения реактора:**

$$K_{РАСЧ.ВН} = 500/500 = 1;$$

$$K_{РАСЧ.НЕЙТР} = 500/300 \approx 1,67.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть: мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Согласно п. **Б1.1.3.7** коэффициента торможения $K_{ТОРМ}$ дифзащиты УШР (определение первого наклона характеристики срабатывания/торможения) принимается равным:

$$87R(K_{\dot{O}}) = 0,5.$$

Принимаем:

Коэффициент торможения = 0,5 о.е.

Ток начала торможения = 1,0 о.е.

Выбор уставок по току срабатывания ступени **I-DIFF>>** (дифференциальной отсечки) осуществляется по формуле:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{МАКС.ВН} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{НОБj},$$

Принимаем:

Ток срабатывания дифференциальной отсечки продольной ДЗ СОР = 2,5 о.е.

Согласно п. **Б1.1.9.3** коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{сз.мин}}} = \frac{0,5}{0,2} = 2,5 \geq 2.$$

Д4.2 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения)

Применяемое устройство: **ШЭ2607 051**

Согласно п. **Б1.3.3** начальный ток срабатывания ($I_{\text{до}}$) выбирается равным:

$$I_{\text{до}} = 1,2 \cdot I_{\text{БАЗ}} = 1,2 \cdot 1,001 = 1,2 \text{ о.е.}$$

При $I_{\text{НОМ}} = 1$ А базисный ток ТТ принимается равным $I_{\text{БАЗ}} = 1,001$.

Принимаем:

Ток срабатывания ДЗО = 1,2 о.е.

Согласно п. **Б1.3.4.5**, п. **Б1.1.3.7** коэффициента торможения $K_{\text{ТОРМ (1)}}$ дифзащиты УШР (определение первого наклона характеристики срабатывания/торможения) принимается равным:

$$87R(K_{\text{T}}) = 0,4.$$

Принимаем:

Коэффициент торможения = 0,4 о.е.

Значение тока начала торможения (конец участка 1 по горизонтали в о.е. номинального тока защищаемого объекта):

$$I_{\text{ТО}} \leq K_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ А},$$

в относительных единицах:

$$I_{\text{ТО}} \leq K_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1,5 \text{ о.е.},$$

где $1,1 < K_{\text{ЗАП}} < 1,5$ – коэффициент запаса (перегрузки);

$I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1000 \text{ А}$ – максимальный сквозной ток нагрузки шин.

Принимаем:

Ток начала торможения ДЗО = 1,5 о.е.

Согласно п. **Б1.3.14.3** коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}} + K_{\text{ТОРМ}} \cdot (I_{\text{Т}} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ}})} = \frac{3300}{1200 + 0,4 \cdot (3300 / 2 - 1500)} = 2,62 \geq 2,$$

Д4.3 ANSI50. Поперечная дифференциальная токовая защита (ПДЗ) сетевой обмотки реактора (СОР)

Применяемое устройство: **ШЭ2710 541241 (Комплект А1)**

Согласно п. **Б1.4.2.4**, **Б1.4.2.2** уставка начального тока срабатывания ПДЗ СОР определяется по выражению:

$$87R(I - DIFF >) \geq 0,13 \cdot I_{\text{NOBJ}} = 0,13 \cdot 198 = 26 \text{ А},$$

где I_{NOBJ} – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Принимаем:

Начальный ток срабатывания = 0,14 о.е.

Уставка по длине горизонтального участка (I_{T0}) характеристики срабатывания ПДЗ СОР равна уставке по длине горизонтального участка (I_{T0}) характеристики срабатывания продольной ДЗ СОР.

Согласно п. Д4.1 принимаем:

Ток начала торможения = 1,0 о.е.

Уставка по коэффициенту торможения ПДЗ СОР равна уставке по коэффициенту торможения продольной ДЗ СОР.

Принимаем:

Коэффициент торможения = 0,4 о.е.

Ток торможения блокировки ПДЗ СОР для отстройки от тока небаланса ПДЗ СОР в режиме включения УШР. Уставка по току торможения блокировки ПДЗ СОР определяется:

$$I_{T.БЛ} = 1,5 \cdot I_{T.0} = 1,5 \cdot 1,0 = 1,5 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

Ток торможения блокировки продольной ДТЗ = 1,5 о.е.

Д4.4 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Применяемое устройство: ШЭ2607 043.

Согласно п. Б2.4.2, п. Б.2.4.3, п. Б1.3.3 начальный ток срабатывания ($I_{Д0}$) может быть принят равным:

$$I_{Д0} = 1,2 \cdot I_{БАЗ} = 1,2 \cdot 1,001 = 1,2 \text{ о.е.}$$

При $I_{НОМ} = 1$ А базисный ток ТТ принимается равным $I_{БАЗ} = 1,001$.

С учётом того, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки не превышает 100 А принимаем более чувствительную уставку.

Ток срабатывания ДЗО НН = 0,3 о.е.

Максимальный ток КЗ на ошиновке НН выпрямительного преобразователя (ТМП): 18400 А.

$$K_{\text{РАСЧ.ОШ.НН}} = 18400/1000 = 18,4.$$

$$K_{\text{РАСЧ.ТМП}} = 18400/600 = 30,7.$$

Можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗО НН УШР – $\varepsilon \leq 0,10$, с учётом что подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗО НН УШР, то есть, мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ при расчётной кратности 18,4 и 30,7.

Согласно рекомендациям изготовителя коэффициент торможения принимается равным:

$$87R(K_T) = 0,5.$$

Принимаем:

Коэффициент торможения ДЗО НН = 0,5 о.е.

Значение тока начала торможения (конец участка 1 по горизонтали в о.е. номинального тока защищаемого объекта) определяется:

$$I_{\text{ТО}} \leq K_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1,5 \cdot 1000 = 1500 \text{ А},$$

или:

$$I_{\text{ТО}} \leq K_{\text{ЗАП}} \cdot I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1,5 \text{ о.е.},$$

где $1,1 < K_{\text{ЗАП}} < 1,5$ – коэффициент запаса (перегрузки);

$I_{\text{СКВ.МАХ}} = 1000 \text{ А}$ – максимальный (сквозной) ток нагрузки присоединений ошиновки НН, принимается согласно п. Б1.3.3 МУ,

Примечание 1.

Принимаем:

Ток начала торможения ДЗО НН = 1,5 о.е.

Уставка по току торможения блокировки ($I_{Т.БЛ}$) ДЗО НН определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot I_{СКВ.Н} = 1,2 \text{ о.е.}$$

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

$I_{СКВ.Н} = 1000$ А – максимальный (сквозной) ток нагрузки присоединений ошиновки НН, принимается согласно **п. Б1.3.3 МУ, Примечание 1.**

Принимаем:

Ток торможения блокировки ДЗО НН = 1,2 о.е.

Согласно **п. Б1.3.14** проверяется коэффициент чувствительности ($K_ч$) ДЗО НН УШР:

$$\begin{aligned} K_ч &= \frac{I_{Д.МИН}}{I_{СЗ.МИН} + K_{ТОРМ} \cdot (I_T - 0,5 \cdot I_{СЗ.МИН})} = \\ &= \frac{15000}{300 + 0,4 \cdot (15000/2 - 0,5 \cdot 300)} = 4,63 \geq 2. \end{aligned}$$

Д5 Пример расчёта параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА серии UR («GE Multilin») для УШР-500 кВ

Д5.1 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки реактора, использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **GE Multilin T60**.

Уставка по минимальному току срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты определяется по выражению, согласно МУ п. Б1.1.2.4:

$$DIF_{сраб} = \frac{(0,2 \div 0,3) \cdot I_{NObj}}{I_{перв}^{TT}} = \frac{0,3 \cdot 198}{300} = 0,198 \text{ о.е.},$$

где $I_{NObj} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора);

$I_{перв}^{TT} = 300 \text{ А}$ – номинальный первичный ток ТТ.

Принимаем:

ПУСК = 0,2 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]).

При сравнительно небольшой, учитываемой в расчетах, величине сквозного тока включения УШР ($2,5 \cdot I_{НОМ.Р} \approx 500 \text{ А}$) **расчетная кратность тока в режиме включения реактора:**

$$K_{РАСЧ.ВВ} = 500/500 = 1;$$

$$K_{РАСЧ.НЕЙТР} = 500/300 \approx 1,67.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть: **мощность**

подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Согласно МУ п. Б1.1.3.5 значение коэффициента торможения будет определено, в относительных величинах:

$$87R(\text{Наклон1}) = 0,4 \text{ о.е.}$$

При этом:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

Наклон 1 = 0,4 (40 %) (адрес PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1]).

Изгиб 1 = 2,0 о.е. (адрес PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]).

Согласно МУ п. Б1.1.4.3, коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ 2}}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{\text{ТОРМ 1}}$ первого наклонного участка характеристики торможения:

Принимаем:

Наклон 2 = 0,5 (50 %) (адрес PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2]).

Изгиб 2 = 10 о.е. (адрес PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]).

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. Б1.1.5.4 МУ:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = (2,5 \div 3,0) \cdot I_{\text{NOBJ}} = 3 \cdot 198 = 594 \text{ А,}$$

где $I_{\text{NOBJ}} = 198 \text{ А}$ – номинальный ток защищаемого объекта (реактора).

Или в относительных величинах:

$$87R(I - DIFF \gg) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 594/300 = 1,98 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

I-DIFF>> = 2 о.е. (адрес **INST DIFFERENTIAL PICKUP**

[ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]).

Проверка чувствительности дифзащиты СО УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ СОР определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемого реактора **с расщеплением фаз обмоток** при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (**п.**

Б1.1.9.3.1 МУ):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100}{200 \cdot 0,4} = 1,25 < 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,2 \cdot 300}{0,4} = 150 \text{ А};$

$$I_{\text{Д.МИН}} = 0,5 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 100 \text{ А};$$

$$I_{\text{T}} = I_{\text{НОМ.УШР}} \approx 200 \text{ А}.$$

Чувствительность ДЗ СОР **с расщеплением** не достаточна, однако, согласно **п. Б1.1.3.3.1, Примечание 2** для защиты СОР, имеющих расщепление фаз в обязательном порядке применяются поперечные дифференциальные токовые защиты, имеющие (как правило) достаточную чувствительность к указанным выше повреждениям.

Д5.2 ANSI 87В. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне высоковольтных вводов реактора (ДЗО ВН), использующая характеристики стабилизации (торможения).

Применяемое устройство: **GE Multilin T60.**

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится, согласно МУ п. **Б1.3.2:**

$$87B(I - DIFF >) = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1,2 \cdot I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$$

где $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ – максимальный длительно допустимый ток нагрузки присоединений ошиновки;

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

Согласно п. **Б1.3.2** МУ, в качестве рабочего номинального тока, выбирается **максимальный номинальный первичный ток ТТ** ($K_{\text{ТТ}} = 1000/1$).

В целях повышения чувствительности защиты шин, в качестве $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}}$ принимается максимальный длительно допустимый ток самого нагруженного присоединения, в данном случае, это сквозной ток нагрузки смежных присоединений реактора (линии 500 кВ) $I_{\text{МАКС.ДЛ.ДОП}} = 1000 \text{ А}$:

$$87B(I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А.}$$

Или, в относительных величинах:

$$87B(I - DIFF >) = 1,2 \cdot 1000/1000 = 1,2 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

$I\text{-DIFF} > = 1,2$ о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]).

Коэффициент торможения согласно **специальному пояснению 1 п. Б1.3.4** принимаем:

Наклон 1 = 0,5 (50 %) (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1]).

Изгиб 1 = 2,4 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]).

Согласно МУ п. **Б1.3.5.3** и п. **Б1.1.4.4**, коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ } 2}$ дифзащиты УШР принимается равным $K_{\text{ТОРМ } 1}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения.

Принимаем:

Наклон 2 = 0,5 (50 %) (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2]).

Изгиб 2 = 10 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]).

Проверка чувствительности дифзащиты ошиновки ВН реактора.

Согласно условию п. **Б1.3.14.3** МУ ($I_T > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$), коэффициент чувствительности определяется по следующему выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_T \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{3300}{3300 \cdot 0,5} = 2 \geq 2,$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{1200}{0,5} = 2400 \text{ А};$

$I_T = 3300 \text{ А}$ – расчетное значение тока торможения при повреждении в защищаемой зоне;

$I_{\text{д.мин}} = 3300 \text{ А}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей дифференциального тока при КЗ в защищаемой зоне;

$K_{\text{ТОРМ}} = 0,5$ – коэффициент торможения.

Д5.3 ANSI 50. Поперечная дифференциальная токовая защита СО УШР

Применяемое устройство: **GE Multilin F60**, $K_{\text{ТТ}} = 300/1$.

Ток срабатывания основной (быстродействующей) ступени защиты согласно МУ п. **Б1.4.1.2**:

$$50 - 2 (I \gg) = I_{\text{СЗ1}} \geq 0,23 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 0,23 \cdot 198 = 45,54 \text{ А.}$$

Или, во вторичных величинах:

$$50 - 2 (I \gg) = I_{\text{СЗ1}} \geq 45,54/300 = 0,15 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 2 (T) = 0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка по току срабатывания (адрес **PHASE TOC1 PICKUP [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]**): **50-2 (I>>) = 0,2 о.е.**

Уставка по времени действия (адрес **PHASE TOC1 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТЗ1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]**): **50-2 (T) = 0 с.**

Дополнительная чувствительная ступень ПДЗ реактора:

$$50 - 1 (I >) = I_{\text{СЗ2}} \geq (0,14 \div 0,19) \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 0,15 \cdot 198 = 29,7 \text{ А.}$$

Или, во вторичных величинах:

$$50 - 1 (I >) = I_{C32} \geq 29,7/300 = 0,099 \text{ А.}$$

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ УШР:

$$50 - 1 (T) = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка чувствительной ступени по току срабатывания (адрес **PHASE TOC2 PICKUP [ФАЗНАЯ МТ32 ПУСК]**): **50-1 (I>>) = 0,1 о.е.**

Уставка чувствительной ступени по времени действия (адрес **PHASE TOC2 TD MULTIPLIER [ФАЗНАЯ МТ32 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]**): **50-1 (T) = 0,5 с.**

Д5.4 ANSI 87R. Продольная дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки реактора (ДЗ КОР)

Применяемое устройство: **GE Multilin T35.**

Минимальный ток срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты согласно МУ п. **Б2.1.1**:

$$\begin{aligned} (I - DIFF >) &\geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,5 \cdot 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = \\ &= 0,1 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,1 \cdot 5456 = 545,6 \text{ А,} \end{aligned}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0 \text{ КЗ.ВН}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 0,667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} = 0,0667 \cdot I_{\text{ном.ушр}} \quad -$$

расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5 \div 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;
 ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.).

$$I_{0\text{КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{Н.СОР}}}{3} = I_{0\text{Н.СОР}} = \frac{2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}}{3} = 0,667 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \text{ – максимальная}$$

величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом контуре КОР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или – $\frac{1}{3}$ часть тока нейтрали СОР при близком однофазном КЗ на землю (с

учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$$3 \cdot I_{0\text{Н.СОР}} \approx \frac{1}{U_{\text{КЗ}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.УШР}} \text{ – ток нулевой последовательности}$$

в нейтрали СОР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);

$U_{\text{КЗ}} = 0,5$ о.е. – номинальное значение напряжения КЗ УШР;

$$I_{\text{НОМ.УШР}} = 198 \cdot \frac{525000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 5456 \text{ А} \text{ – номинальный ток УШР,}$$

приведённый к напряжению КОР.

Или, в относительных величинах (с учётом **Примечания 2 п. Б2.1.1**):

$$(I - DIFF >) \geq 0,1 \cdot K = 0,1 \cdot 5,456 \approx 0,55 \text{ о.е.,}$$

где $K = \frac{I_{\text{NOBJ}}}{I_{\text{ПЕРВ}}^{\text{ТТ}}} = \frac{5456}{1000} = 5,456 \text{ о.е.}$

Принимаем:

ПУСК = 0,6 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP**

[ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]).

Максимальный ток КЗ на линейных выводах КО: 18,4 кА.

$$K_{\text{РАСЧ.ВН}} = 18400 / 1000 = 18,4.$$

Поэтому можно принять относительную величину погрешности для всех ТТ ДЗР – $\varepsilon \leq 0,10$.

При этом, подтверждается выполнение условия соответствия характеристик ТТ, используемых в ДЗР, то есть, мощность подключенной нагрузки не превышает допустимую мощность вторичной обмотки ТТ.

Согласно п. **Б2.1.1**, п. **Б1.1.3.5.2** коэффициента торможения $K_{\text{ТОРМ 1}}$ дифзащиты КОР принимается равным:

$$87R (\text{Наклон1}) = 0,4 \text{ о.е.}$$

При этом:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,6}{0,4} = 1,5 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

Наклон 1 = 0,4 (40 %) (адрес PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1]).

Изгиб 1 = 1,5 о.е. (адрес PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]).

Согласно МУ п. **Б1.1.4.3**, коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ 2}}$ дифзащиты КОР принимается равным $K_{\text{ТОРМ 1}}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения:

Принимаем:

Наклон 2 = 0,5 (50 %) (адрес PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2]).

Изгиб 2 = 10 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2**
[ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]).

Пороговую величину срабатывания **I-DIFF>>** для УШР, рекомендуется принимать, согласно п. **Б1.1.5.1** МУ:

$$87R(I - DIFF >>) \geq I_{\text{МАКС.ВН}} = 18400 \text{ А}$$

или в относительных единицах:

$$87R(I - DIFF >>) \geq \frac{I_{\text{МАКС.ВН}}}{I_{\text{НОМ.УШР}}} = \frac{18400}{5456} = 3,4 \text{ о.е.}$$

Принимаем:

I-DIFF>> = 3,5 о.е. (адрес **INST DIFFERENTIAL PICKUP**
[ДИФФЕРЕНЦ ТО ПУСК]).

Проверка чувствительности дифзащиты УШР.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗ КО определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах КО УШР при $I_{\text{T}} > I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ (п. **Б2.1.2** и п. **Б1.1.9.3.1** МУ):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{T}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,4} = 2,5 > 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,6 \cdot 5456}{0,4} = 8184 \text{ А};$

$$I_{\text{Д.МИН}} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\text{T}} = 15 \text{ кА}.$$

Д5.5 ANSI 87B. Дифференциальная токовая защита ошиновки на стороне НН (ДЗО НН) УШР

Применяемое устройство: **GE Multilin T60**.

Выбор уставки минимального тока срабатывания защиты производится согласно МУ п. **Б2.4** и п. **Б1.1.2.4**:

$$87B(I - DIFF >) = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.дл.доп}} = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А,}$$

где $I_{\text{макс.дл.доп}} = 1000 \text{ А}$ – принимается равным номинальному току ТТ;

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

Или в относительных величинах:

$$87B(I - DIFF >) = 1200/1000 = 1,2 \text{ о.е.}$$

С учётом того, что реальный максимальный (сквозной) ток нагрузки не превышает 100 А принимаем более чувствительную уставку.

Принимаем:

I-DIFF > = 0,3 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL PICKUP** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПУСК]).

Коэффициент торможения, согласно **специальному пояснению 1 п. Б1.3.4**, принимаем:

Наклон 1 = 0,5 (50 %) (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 1** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 1]).

Изгиб 1 = 2,0 о.е. (адрес **PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 1** [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 1]).

Согласно МУ п. **Б1.3.5.3** и п. **Б1.1.4.4**, коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ 2}}$ дифзащиты ошиновки принимается равным $K_{\text{ТОРМ 1}}$ **первого наклонного участка** характеристики торможения.

Принимаем:

Наклон 2 = 0,5 (50 %) (адрес PERCENT DIFFERENTIAL SLOPE 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ НАКЛОН 2]).

Изгиб 2 = 10 о.е. (адрес PERCENT DIFFERENTIAL BREAK 2 [ДИФЗАЩИТА С ТОРМЖ ПЕРЕГИБ 2]).

Проверка чувствительности ДЗО НН УШР.

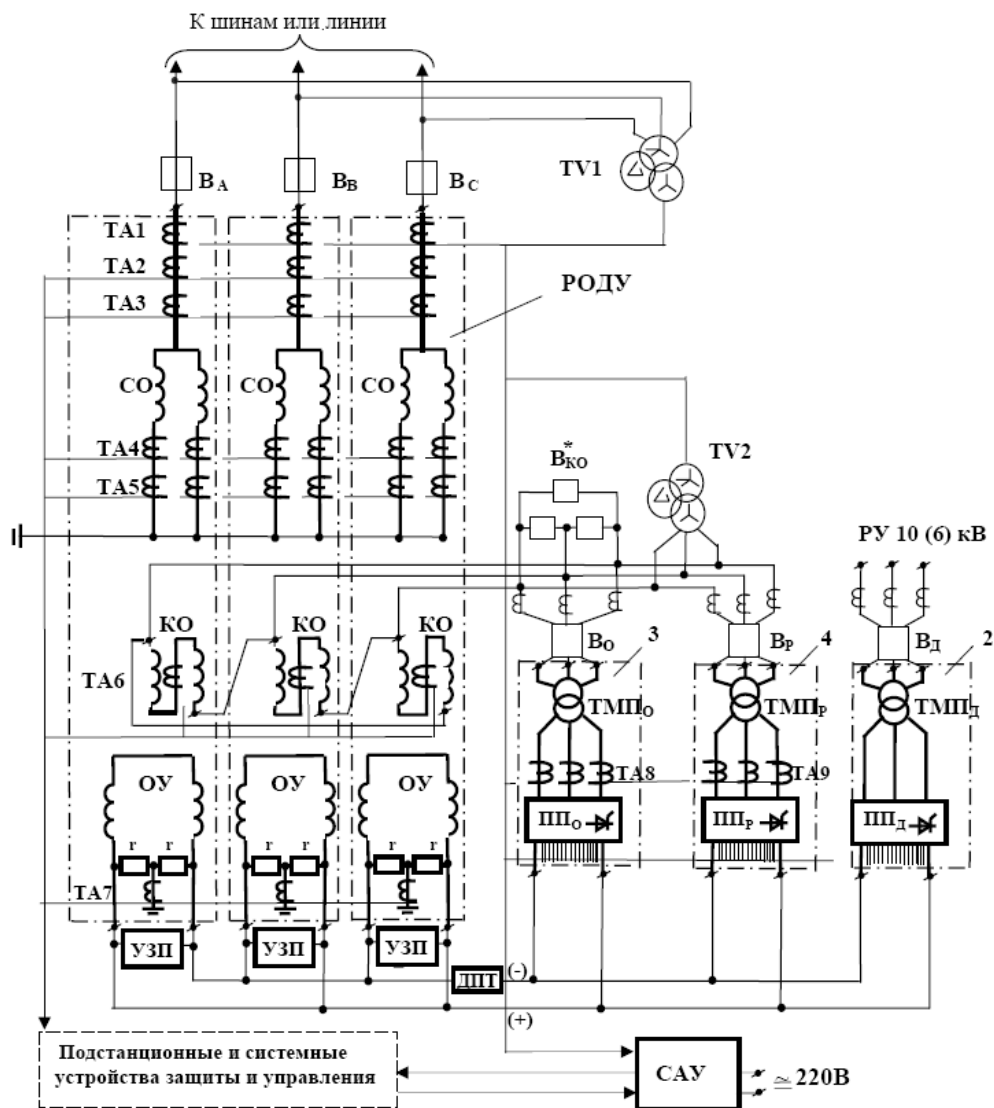
$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{д.мин}}}{I_{\text{т}} \cdot K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{15000}{15000 \cdot 0,5} = 2 \geq 2.$$

где $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МИН}}}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{300}{0,5} = 600 \text{ А};$

$$I_{\text{д.мин}} = 15 \text{ кА};$$

$$I_{\text{т}} = 15 \text{ кА}.$$

**ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА СОЕДИНЕНИЯ
УШР ТИПА РТУ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 – 500 кВ ОДНОФАЗНОГО
ИСПОЛНЕНИЯ**



- РОДУ – однофазная электромагнитная часть реактора
- СО – сетевая обмотка
- КО – компенсационная обмотка
- ОУ – обмотка управления
- ТМП – трансформаторно-преобразовательный блок
- ПП – полупроводниковые трёхфазные преобразователи
- САУ – система автоматического управления
- УЗП – устройство защиты от перенапряжений
- ДПТ – датчик постоянного тока
- TV – трансформатор напряжения
- TA – трансформатор тока

Список литературы

1. Правила Устройства Электроустановок (ПУЭ) – 7 издание. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.
2. Типовая работа № 407-03-471.87.ЭЗ. Схемы и НКУ шунтирующих реакторов 500 - 750 кВ. Энергосетьпроект, 1988.
3. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Выпуски 13А, 13Б. Москва, Энергоатомиздат, 1985.
4. Г. Циглер Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения. Энергоиздат, 2008.
5. Е.Л. Королев, Э.М. Либерзон «Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты», Москва, «Энергия» 1980.
6. А.Г. Долгополов Проектирование релейной защиты управляемых подмагничиванием реакторов, Вестник МЭИ, Москва, 2007.
7. Реактор шунтирующий управляемый трехфазный 180 МВАр 500 кВ типа РТУ-180000/500-У1. Техническое описание. ОАО «Управляемые электрические реакторы».
8. Методические указания по техническому обслуживанию устройства КИВ. МУ 34-70-39-83, СПО Союзтехэнерго. 1983.
9. А.Г. Долгополов. Управляемые шунтирующие реакторы. Выбор параметров максимальных токовых защит. / А. Г. Долгополов // Новости электротехники. 2010, № 1(61).
10. Дифференциальная защита 7UT6x V4.6 (Differential Protection 7UT6x V4.6. Manual. C53000-G1176-C230-1. English version).
11. Дифференциальная защита 7UT613/63x V4.6. Руководство по эксплуатации. C53000-G1156-C160-2. (Русская версия).
12. Устройство защиты и управления присоединением 7SJ61 V4.7. Руководство (Multy-functional protective relay with bay controller 7SJ61 V4.7. Manual. C53000-G1140-C210-2. us version).

13. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ62/64 V4.7. Руководство по эксплуатации. C53000-G1156-C207-1 (Русская версия).

14. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ62/63/64 V4.6. Руководство (Multy-function protective relay with local control 7SJ62/63/64 V4.6. Manual. C53000-G1140-C147-8. US version).

15. Децентрализованная защита шин/УРОВ 7SS522 V4.6, 7SS523 V3.2, 7SS525 V3.2. Руководство по эксплуатации. C53000-G1156-C182-1 (Русская версия).

16. Терминал управления присоединения высокого и сверхвысокого напряжения 6MD6xx V4.6. Руководство по эксплуатации. Версия: 19.06.2005. C53000-G1856-C102-A2.

17. Защита и управление сетей электропередачи. Руководство по выбору устройств серии RE_670.

18. АББ Силовые автоматизированные Системы. Каталог продукции, ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», 2010.

19. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство защиты трансформатора RET670. Идентификационный номер 1MRK 504 086-UEN, версия 1.1, редакция А. ООО «АББ Автоматизация», август 2008.

20. Дмитренко А.М., Арсеньев А.П., Калачев Ю.Н. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты трансформаторов устройства RET670. Методическое пособие, АББЧ.650031.002. Редакция от 26.11.2009.

21. Дмитренко А.М., Арсеньев А.П., Калачев Ю.Н. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты ошиновки на базе функции ДЗТ устройства RET670. Методическое пособие, АББЧ.650031.019. Редакция от 01.12.2009.

22. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство контроля коммутационных аппаратов присоединения REC670. Идентификационный номер 1MRK 511 187-UEN, версия 1.1, редакция -. ООО «ABB», май 2007.

23. Степанов В.Г., Арсентьев А.П., Григорьев С.А. Рекомендации по применению и выбору уставок функций автоматики REC670. Методическое пособие, АББЧ.650031.006Д1. ООО «АББ Автоматизация», редакция 1.0.

24. REF615. Стандартные конфигурации. Идентификационный номер 1MRS758915. Редакция В.

25. Устройство защиты, управления и автоматики присоединений REF615. Техническое руководство (Relion Protection and Control 615 series Technical Manual. Document ID 1MRS756887, product version 2.0, revision В. АBB, 02.12.2009).

26. Устройство защиты, управления и автоматики присоединений REF615. Руководство по эксплуатации (Relion 615 series. Feeder Protection and Control REF615. Application Manual. Document ID 1MRS756378, product version 2.0, revision E. АBB, 03.07.2009).

27. Комплектные устройства защиты и автоматики линий 6-35 кВ SPAC 810-Л (кабельная или воздушная линия, линия к ТСН, линия к батарее статических конденсаторов). Руководство по эксплуатации. АББЧ.656122.033 РЭ, ООО «ABB», 2006.

28. Устройство защиты трансформатора T35 (T35 Transformer Protection System. UR Series Instruction Manual. T35 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0114-T1 (ГЕК-113491), GE Multilin, 2008.

29. Устройство защиты трансформатора T35. Руководство по эксплуатации. T35 версия: 6.0x. Руководство № 1601-0114-X1 (ГЕК-113602), GE Multilin, 2012.

30. Устройство защиты трансформатора T60 (T60 Transformer Protection System. UR Series Instruction Manual. T60 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0090-T1 (GEK-113492), GE Multilin, 2008).

31. Устройство защиты трансформатора T60. Руководство по эксплуатации. T60 версия: 6.0x. Руководство № 1601-0090-X1 (GEK-113591), GE Multilin, 2012).

32. Устройство защиты выключателя C60. Руководство пользователя. C60 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0100-X1 (GEK-113597), GE Multilin, 2012.

33. F60 Feeder Management Relay. UR Series Instruction Manual. F60 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0093-T1 (GEK-113484), 2008 GE Multilin.

34. Устройство защиты присоединения F60. Руководство пользователя. F60 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0093-X1 (GEK-113592), GE Multilin, 2012.

35. Устройство защиты и управления присоединениями F35 (F35 Feeder Management Relay. UR Series Instruction Manual. F35 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0093-T1 (GEK-113484), GE Multilin, 2008.

36. Устройство защиты и управления несколькими присоединениями F35. Руководство пользователя. F35 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0106-X1 (GEK-113587), GE Multilin, 2012.

37. Устройства дифференциальной защиты трансформаторов P632 / P632 / P634 версий -301-401-601 и P633 версий – 301-401/-402-601. AFSV.12.06660 RU (Русская версия).

38. Устройства дифференциальной защиты трансформаторов P632/P632/P632/P634. Замена версии программного обеспечения -602 версией -603. P631-302-401/402-603//P632-302-401/402-603// P633-302-401/402/403-603//P634-302-401/402-603. AFSV.12.09271 RU. Русская версия.

39. Методические рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты трансформатора на реле серии MiCOM P63x. Русская версия.

40. Дифференциальная защита трансформатора MiCOM 63x. Руководство по применению. Русская версия.
41. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Указания по применению P14x/EN AP/A33. Русская версия.
42. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Технические данные P14x/RU TD/A33. Русская версия.
43. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Функционирование. P14x/EN OP/B74. Русская версия.
44. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Параметры. P14x/EN ST/B84. Русская версия.
45. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Положение по применению функций устройства защиты. P14x/EN AP/Cb4. Русская версия.
46. Терминал защиты, автоматики и управления линии типа БЭ2502А01хх. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. Редакция от 02.07.2009.
47. Шкафы защиты ошиновки типов ШЭ2607 051051, ШЭ2607 051. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.027 РЭ. Редакция от 25.02.2009.
48. Шкаф защиты управляемого шунтирующего реактора напряжением 35 – 220 кВ. Типа ШЭ2607 049249. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.164 РЭ. Редакция от 24.10.2008.
49. Шкаф защиты управляемого шунтирующего реактора напряжением типа ШЭ2710 541241. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.178 РЭ. Редакция от 11.09.2009.
50. Шкаф резервных защит и автоматики управления секционного (шиносоединительного) выключателя типа ШЭ2607 015. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.053 РЭ.

51. Шкаф управления, защиты и автоматики выключателя шунтирующего реактора типа ШЭ2710 512. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.117 РЭ. Редакция от 10.08.2009.

52. Шкаф защиты ошиновки НН автотрансформатора (трансформатора) типа ШЭ2607 043. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.129 РЭ. Редакция от 20.01.2007.