

**ПОНИЖАЮЩИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ
35-220 кВ.
РЕЗЕРВНЫЕ ЗАЩИТЫ**

**Расчёт уставок
Методические указания**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 года №184 ФЗ "О техническом регулировании", а правила применения стандартов организаций – ГОСТ Р 1.4 - 2004 "Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения".

В настоящем стандарте приведены методики и пример расчёта уставок резервных защит понижающих трансформаторов.

Методика расчёта носит рекомендательный характер.

Сведения о стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** ООО "НТЦ "Механотроника"

Научно-технический руководитель работы:

Заведующий кафедрой Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем Петербургского Энергетического Института Повышения Квалификации к.т.н. СОЛОВЬЁВ А. Л.

Научный редактор

Зам. начальника УК Захаров О. Г.

Исполнители:

Начальник бюро системотехники

ИВАНОВ И. В.

Ведущий инженер-системотехник

СЕЛЬКОВ Е. А.

2 **УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом Генерального директора № _____ от _____

3. Код Общероссийского классификатора предприятий и организаций ОКПО - 23048570.

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

Настоящий стандарт является объектом охраны в соответствии с международным и российским законодательствами об авторском праве. Любое несанкционированное использование стандарта, включая копирование, тиражирование и распространение, но не ограничиваясь этим, влечёт применение к виновному лицу гражданско-правовой ответственности, а также уголовной ответственности в соответствии со статьёй 146 УК РФ и административной ответственности в соответствии со статьёй 7.12 КоАП РФ.

Содержание

1 Область применения	1
2 Обозначения и сокращения	2
3 Токовая защита трансформаторов	3
3.1 Общие сведения	3
3.2 Токовые защиты трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием	3
3.3 МТЗ трансформаторов в терминалах БМРЗ	4
3.4 Токовая отсечка	5
3.5 Максимальная токовая защита	6
3.6 МТЗ с пуском по напряжению	8
3.7 Согласование МТЗ с защитами предыдущего участка	11
3.8 Защита от перегрузки	13
3.9 Пересчет уставок во вторичные значения	13
4. Токовая защита нулевой последовательности	14
4.1 Общие сведения	14
4.2 ТЗНП трансформаторов в терминалах БМРЗ	15
4.3 Расчет уставок ТЗНП	15
4.4 Пересчет уставок во вторичные значения	17
5 Примеры расчета уставок	18
5.1 Двухобмоточный трансформатор	18
5.2 Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой НН 21	
5.3 Трёхобмоточный трансформатор	25
Литература	32

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
СТО ДИВГ-056-2015
ПОНИЖАЮЩИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ
35 -110 кВ.
РЕЗЕРВНЫЕ ЗАЩИТЫ
Расчёт уставок
Методические указания

1 Область применения

Настоящий стандарт соответствует требованиям и рекомендациям, изложенным в ПУЭ гл. 3.2 «Релейная защита» [1] и «Руководящих указаниях по релейной защите» выпуски 13А и 13Б «Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ» [2], [3].

В стандарте учтены особенности построения и функционирования терминалов БМРЗ, а также опыт их эксплуатации.

При разработке настоящего стандарта учитывалась практика решений, принятых в отечественной электроэнергетике.

В настоящем стандарте дан комплексный подход к расчёту уставок токовой защиты и токовой защиты нулевой последовательности двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторов с односторонним и двусторонним питанием, даны рекомендации по выбору выдержек времени.

В стандарте приведены подробные примеры расчёта уставок резервных защит трансформаторов.

Расчёты в стандарте выполнены в первичных значениях величин. Для ввода расчетных значений уставок в терминал БМРЗ необходимо первичные значения величин пересчитать во вторичные значения или в относительные единицы в зависимости от версии терминала.

Использование стандарта позволит проектным организациям и эксплуатирующим предприятиям наиболее полно реализовать все преимущества, которыми обладают терминалы БМРЗ, выпускаемые ООО «НТЦ «Механотроника».

2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БМРЗ – блок микропроцессорный релейной защиты;
- БТН – бросок тока намагничивания;
- ВН – высшее напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ПБВ – устройство переключения ответвлений обмоток трансформатора без возбуждения;
- ПО – пусковой орган;
- ПОН – пусковой орган по напряжению;
- РЗ – релейная защита;
- РПВ – реле положения "включено";
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- СН – среднее напряжение;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока.

3 Токовая защита трансформаторов

3.1 Общие сведения

3.1.1 МТЗ на стороне ВН трансформаторов, предназначена для резервирования основных защит трансформаторов и защит от КЗ на шинах НН. В тех случаях, когда коэффициент чувствительности МТЗ оказывается меньше допустимого по ПУЭ, применяют МТЗ с пуском по напряжению. ПОН подключены к ТН, установленным на стороне СН и на каждом ответвлении к секциям шин НН.

3.1.2 Дополнительно к МТЗ можно использовать ТО без выдержки времени, предназначенную для защиты от повреждений на выводах трансформатора, а также от внутренних повреждений. ТО используют в качестве основной защиты от повреждений в трансформаторе лишь на маломощных трансформаторах мощностью до 6,3 МВ·А. При наличии дифференциальной защиты на трансформаторах токовую защиту применяют в качестве резервной [4].

3.1.3 Токовые защиты на стороне ВН действуют на отключение трансформатора со всех сторон.

3.1.4 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению в цепи каждого ответвления к выключателю НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит от КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам. Защита действует на отключение соответствующего выключателя стороны НН.

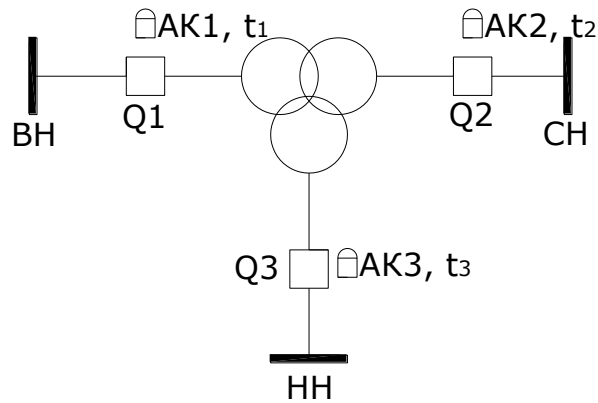
3.1.5 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на стороне СН предназначена для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит от КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам. Защита действует на отключение соответствующего выключателя стороны СН.

3.1.6 При внешних КЗ резервные защиты трансформаторов обеспечивают селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения, за счет согласования выдержек времени защит.

3.1.7 Для защиты трансформаторов мощностью 0,4 МВ·А и более предусматривают защиту от перегрузки с действием на сигнал. Для подстанций без постоянного дежурного персонала защита от перегрузки может действовать на автоматическую разгрузку или отключение.

3.2 Токовые защиты трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием

3.2.1 Для обеспечения селективности действия и согласования защит ВН и СН на трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием может потребоваться установка направленных защит. Расстановка защит трехобмоточного трансформатора с питанием со сторон СН и ВН показана на рисунке 3.1.



АК1 – комплект токовых защит, установленных на стороне ВН;

t_1 - выдержка времени МТЗ комплекта АК1;

АК2 – комплект токовых защит, установленных на стороне СН;

t_2 - выдержка времени МТЗ, направленной в сторону сети СН, комплекта АК2;

t_2' - выдержка времени МТЗ, направленной в сторону защищаемого трансформатора, комплекта АК2;

АК3 – комплект токовых защит, установленных на стороне НН;

t_3 - выдержка времени МТЗ комплекта АК3.

Рисунок 3.1 – Размещение токовых защит понижающих трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием

3.2.2 ТО стороны ВН должна быть надежно отстроена по току или по времени от КЗ на элементах сети ВН.

3.2.3 В случае КЗ на стороне СН МТЗ стороны СН действует на отключение выключателя Q2 с выдержкой времени $t_2 < t_1$. При КЗ на стороне ВН МТЗ стороны СН неселективно отключит выключатель Q2, так как выдержка времени $t_2 < t_1$. Для обеспечения селективности МТЗ СН необходимо выполнить направленной.

В случае КЗ на стороне СН направленная МТЗ СН действует на отключение выключателя Q2 с выдержкой времени $t_2 < t_1$. При КЗ на шинах ВН и НН МТЗ стороны СН действует в ненаправленном режиме с выдержкой времени $t_2' > t_1$ и t_3 .

3.2.4 Для упрощения защиты допускается применение ненаправленной МТЗ, так как МТЗ является резервной защитой.

3.3 МТЗ трансформаторов в терминалах БМРЗ

3.3.1 В терминалах БМРЗ реализованы следующие токовые защиты с контролем трёх фазных токов:

- ТО от КЗ на выводах трансформатора и внутренних КЗ;
- МТЗ от токов в обмотках, обусловленных внешними и внутренними многофазными КЗ;
- защита от перегрузки трансформатора.

3.3.2 ТТ стороны ВН необходимо подключать к терминалу БМРЗ по схеме "звезда".

3.3.3 Для обеспечения правильной работы защиты при внешних однофазных КЗ в сетях с заземленной нейтралью в терминалах БМРЗ применен алгоритм "цифровой треугольник". Терминал БМРЗ вычисляет линейные токи из фазных токов, исключая влияние тока нулевой последовательности на работу МТЗ, благодаря чему уставки МТЗ не требуются отстраивать от токов внешних однофазных КЗ в сети ВН.

3.3.4 МТЗ может быть выполнена с пуском по напряжению от:

- реле минимального напряжения;
- комбинированного реле минимального напряжения и напряжения обратной последовательности.

3.3.5 При отключении выключателя СН или НН соответствующий пусковой орган выводится из действия контактом реле "РПВ".

3.3.6 В терминале БМРЗ обеспечивается действие МТЗ стороны ВН без пуска напряжения в режиме опробования защищаемого трансформатора напряжением. При этом необходимо выполнить отстройку уставки по времени от БТН.

3.3.7 Защита от перегрузки может быть с действием на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию.

3.4 Токовая отсечка

3.4.1 ТО на стороне ВН трансформатора защищает только часть обмотки трансформатора и работает без выдержки времени.

3.4.2 Уставку срабатывания ТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- БТН;
- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН и СН.

3.4.3 Для отстройки от БТН уставку срабатывания ТО $I_{с.з}^I, A$, вычисляют по формуле

$$I_{с.з}^I = k_{БТН} \cdot I_{НОМ}^{ВН} \quad (3.1)$$

где $k_{БТН}$ = от 3 до 7 – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора. Значение БТН при включении трансформатора уточняют при проведении пусконаладочных работ;

$I_{НОМ}^{ВН}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А.

Номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора $I_{НОМ}^{ВН}, A$, можно рассчитать по формуле

$$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{ВН}} \quad (3.2)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, В•А;

$U_{НОМ}^{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, В.

3.4.4 Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания ТО $I_{с.з}^I, A$, вычисляют по формуле

$$I_{с.з}^I = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{КЗ\text{внеш}} \quad (3.3)$$

где $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_a = 1,2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{КЗ\text{внеш}}$ – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН и СН в режиме с наибольшим значением этого тока.

В качестве уставки срабатывания ТО принимают наибольшее из полученных значений.

3.4.5 Первичное значение тока стороны ВН при внешнем трехфазном КЗ за трансформатором $I_{КЗ\text{внеш}}^I, A$, рассчитывают по формуле

$$I_{КЗ\text{внеш}}^I = \frac{100}{u_k + p} \cdot I_{НОМ}^{ВН} \quad (3.4)$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора между обмоткой ВН и обмоткой, за которой рассчитывается КЗ, %;

p – отношение мощности трансформатора к мощности энергосистемы, %;

$I_{НОМ}^{ВН}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А.

3.4.6 Отношение мощности трансформатора к мощности энергосистемы рассчитывают по формуле

$$p = \frac{100 \cdot S_{НОМ}}{S_{КЗ}} \quad (3.5)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{КЗ}$ – мощность КЗ на шинах ВН в расчетном режиме работы энергосистемы, МВ·А.

3.5 Максимальная токовая защита

3.5.1 Ток срабатывания МТЗ $I_{с.з}^{II}, A$, выбирают по условию отстройки от тока при самозапуске двигателей и после устранения КЗ на предыдущем элементе и рассчитывают по формуле

$$I_{с.з}^{II} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (3.6)$$

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

$k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей. Расчет токов самозапуска может быть выполнен по методике, изложенной в [4]. При отсутствии данных о характере нагрузки может быть принят равным от 3 до 5;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{раб. макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока трансформатора в месте установки защиты, А. При отсутствии данных о нагрузке может быть принят равным номинальному первичному току стороны ВН трансформатора $I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$.

3.5.2 По условию отстройки от значения тока при автоматическом подключении нагрузки при АВР ток срабатывания МТЗ $I_{\text{с.з}}^{\text{II}}, \text{А}$, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{I раб. макс}} + k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{II раб. макс}})}{k_B}, \quad (3.7)$$

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

$I_{\text{I раб. макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока от секции I, от которой при действии АВР подается напряжение, А;

$k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска секции II, на которую подается напряжение. Расчет токов самозапуска может быть выполнен по методике, изложенной в [4]. При отсутствии данных о характере нагрузки может быть принят равным от 3 до 5;

$I_{\text{II раб. макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока от секции II, на которую подается напряжение, А;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

В качестве уставки срабатывания МТЗ следует принять наибольшее из полученных значений.

3.5.3 Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени наиболее чувствительной ступени.

3.5.4 Степень селективности вычисляют по формуле

$$\Delta t = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.8)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, для терминалов БМРЗ может быть принято 0,03 с;

$t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя (интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах выключателя), с;

$t_{\text{зап}} = 0,1$ – необходимое время запаса, учитывающее время срабатывания промежуточных реле, с.

При отсутствии данных о полном времени отключения выключателя рекомендуется степень селективности принимать не менее $\Delta t = 0,3$ с.

3.5.5 Коэффициент чувствительности МТЗ определяют для металлического двухфазного КЗ в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением тока в месте установки защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot n_{\text{Г}}}{I_{\text{с.з}}^{\text{II}}}, \quad (3.9)$$

где I_p – значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением этого тока, А;

n_T – коэффициент трансформации ТТ;

$I_{с.з.}^{II}$ – ток срабатывания МТЗ, А.

Если МТЗ выполняет функции основной защиты шин НН, то соответствие коэффициента чувствительности требованиям ПУЭ необходимо проверять при КЗ на шинах НН.

Если МТЗ выполняет функции резервирования защит линий НН и СН, то соответствие коэффициента чувствительности требованиям ПУЭ необходимо проверять при КЗ в конце линий, защиты которых резервируются.

3.5.6 Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определяют по первичному значению тока трехфазного КЗ в соответствии с таблицей 3.1.

Таблица 3.1 – Формулы для определения токов в реле при двухфазном КЗ

Схема соединения ТТ	Схема соединения силового трансформатора	
	Y_0 / Y	Y_0 / Δ
"Звезда" (без применения алгоритма "цифровой треугольник")	$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{КЗ\min}^{(3)}}{n_T}$	$I_p = \frac{I_{КЗ\min}^{(3)}}{n_T}$
"Звезда" (с применением алгоритма "цифровой треугольник")	$I_p = \frac{I_{КЗ\min}^{(3)}}{n_T}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{КЗ\min}^{(3)}}{n_T}$
где $I_{КЗ\min}^{(3)}$ – первичное значение тока в месте установки защиты при металлическом трехфазном КЗ в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением этого тока; n_T – коэффициент трансформации ТТ.		

3.5.7 Минимальное значение коэффициента чувствительности k_v должно быть:

- 1,5 - при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и при КЗ на шинах;

- 1,2 - при выполнении МТЗ функций резервирования и при КЗ в конце зоны резервирования.

3.6 МТЗ с пуском по напряжению

3.6.1 При высоких коэффициентах самозапуска, когда коэффициент чувствительности МТЗ оказывается меньше допустимого по ПУЭ, следует применять МТЗ с пуском по напряжению.

3.6.2 Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению $I_{с.з.}^{II}$, А, определяют по условию отстройки от номинального тока $I_{ном}$ трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по формуле

$$I_{с.з}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}, \quad (3.10)$$

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

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НОМ}$ – номинальный ток трансформатора, А.

3.6.3 В тех случаях, когда максимальный рабочий ток $I_{раб.маx}$ стороны трансформатора, на которой установлена рассматриваемая защита, меньше номинального $I_{НОМ}$, вместо него следует использовать ток $I_{раб.маx}$.

3.6.4 Для реле минимального напряжения первичное напряжение срабатывания защиты $U_{с.з}, В$, определяют по условиям обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ и отстройки от напряжения самозапуска заторможенной двигательной нагрузки при АПВ или АВР.

3.6.5 Для возврата реле после отключения внешнего КЗ необходимо обеспечить выполнение условия

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} \cdot k_B}, \quad (3.11)$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным от $0,85 U_{НОМ}$ до $0,9 U_{НОМ}$, В ;

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

$k_B = 1,05$ – коэффициент возврата.

3.6.6 Для отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей необходимо обеспечить выполнение условия

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}}, \quad (3.12)$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, В. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 U_{НОМ}$;

$k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки.

3.6.7 Уставку срабатывания защиты по напряжению обратной последовательности $U_{2с.з}, В$ рассчитывают по формуле

$$U_{2с.з} = K_{нб} \cdot U_{НОМ}, \quad (3.13)$$

где $K_{нб} = 0,06$ – коэффициент небаланса;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора в месте подключения ПОН, В.

3.6.8 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению используют только при симметричной нагрузке. При наличии несимметричной,

например, железнодорожной нагрузки, при работе одной из смежных линий в длительном неполнофазном режиме следует применять МТЗ с пусковым органом минимального напряжения.

3.6.9 Коэффициент чувствительности по току определяют согласно 3.5.5.

3.6.10 Коэффициент чувствительности ПО минимального напряжения МТЗ с комбинированным пуском по напряжению определяют по формуле

$$k_{\text{чУ}} = \frac{U_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{КЗ max}}}, \quad (3.14)$$

где $U_{\text{с.з.}}$ – уставка срабатывания МТЗ по напряжению;

$k_{\text{в}} = 1,05$ – коэффициент возврата. Коэффициент возврата учитывают, так как в момент возникновения трехфазного КЗ кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, поэтому срабатывает ПОН МТЗ. Для возврата ПОН после исчезновения несимметрии необходимо, чтобы все линейные напряжения превысили значение $k_{\text{в}} \cdot U_{\text{с.з.}}$;

$U_{\text{КЗ max}}$ – значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования в режиме с наибольшим значением этого напряжения, В.

3.6.11 При использовании МТЗ с пуском по минимальному напряжению коэффициент чувствительности ПО минимального напряжения определяют по формуле

$$k_{\text{чУ}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{U_{\text{КЗ max}}}. \quad (3.15)$$

3.6.12 Коэффициент чувствительности ПО напряжения обратной последовательности определяют по формуле

$$k_{\text{чУ2}} = \frac{U_{\text{2КЗ min}}}{U_{\text{2с.з}}}, \quad (3.16)$$

где $U_{\text{2КЗ min}}$ – значение напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением этого напряжения, В;

$U_{\text{2с.з}}$ – уставка срабатывания МТЗ по напряжению обратной последовательности, В.

3.6.13 Минимальное значение коэффициента чувствительности по току и по напряжениям должно быть:

- 1,5 - при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и при КЗ на шинах;

- 1,2 - при выполнении МТЗ функций резервирования и при КЗ в конце зоны резервирования.

3.7 Согласование МТЗ с защитами предыдущего участка

3.7.1 В случаях, когда зона действия МТЗ стороны ВН трансформатора больше, чем зона действия защит присоединений СН или НН, возможно неселективное действие МТЗ трансформатора.

Для обеспечения селективности действия МТЗ рекомендуется производить согласование МТЗ с последними, наиболее чувствительными степенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

3.7.2 По условию согласования по току с МТЗ предыдущих элементов уставку срабатывания МТЗ $I_{с.з.}^{II}, A$, выбирают по формуле

$$I_{с.з.}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{с.з. пред.} \quad (3.17)$$

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

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки МТЗ к току в смежном элементе, с МТЗ которого производится согласование;

$I_{с.з. пред.}$ – ток срабатывания МТЗ предыдущего элемента, с которой производится согласование, А.

3.7.3 По условию согласования чувствительности с дистанционной защитой предыдущих элементов уставку срабатывания МТЗ $I_{с.з.}^{II}, A$, выбирают по формуле

$$I_{с.з.}^{II} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{Z_{\Sigma з}}{k'_{ток}} + \frac{Z_{с.з. пред.}}{k_{ток}} + \Delta Z \right)}, \quad (3.18)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжения стороны ВН трансформатора, В;

$Z_{\Sigma з}$ – результирующее сопротивление до места установки рассматриваемой МТЗ со стороны питания, приведенное к стороне ВН, Ом;

$k'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в сопротивлении $Z_{\Sigma з}$.

$Z_{с.з. пред.}$ – сопротивление срабатывания защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование, приведенное к стороне ВН, Ом;

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

ΔZ – сопротивление от места установки МТЗ до места установки дистанционной защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование, Ом.

3.7.4 Если после согласования МТЗ трансформатора с защитами НН и СН по току коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ, то согласование по току недопустимо. В этом случае защиты необходимо согласовать по напряжению.

ПО напряжения обратной последовательности обладает высоким коэффициентом чувствительности и, как следствие, большой зоной действия, превышающей зону действия защит отходящих линий НН, что затрудняет согласование защит. Согласно [5] при необходимости согласования МТЗ трансформатора с МТЗ НН и СН по напряжению следует использовать МТЗ с ПО минимального напряжения.

Согласование защит по напряжению выполняют по формуле

$$U_{с.з.} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{согл.} \cdot Z_{расч.}}{k_{отс}}, \quad (3.19)$$

где $I_{согл.}$ – наименьшее значение тока КЗ в месте установки МТЗ трансформатора при КЗ в конце зоны резервирования, А;

$Z_{расч.}$ – сопротивление от шин, к которым подключен ПОН, до конца зоны резервирования, Ом;

$k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки.

Наименьшее значение тока КЗ в месте установки МТЗ трансформатора при КЗ в конце зоны резервирования рассчитывают по формуле

$$I_{согл.} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{с.мин} + Z_{тр} + Z_{расч.})}, \quad (3.20)$$

где $U_{мин}$ – напряжение системы в минимальном режиме, В. Может быть принято равным среднему номинальному напряжению системы $U_{ср ном}^{ВН}$.

$Z_{с мин}$ – сопротивление системы в минимальном режиме, Ом;

$Z_{тр}$ – максимальное сопротивление трансформатора, Ом;

$Z_{расч.}$ – сопротивление от шин, к которым подключен ПОН, до конца зоны резервирования, Ом.

Все сопротивления в расчетах приведены к стороне ВН.

3.7.5 МТЗ с пусковым органом минимального напряжения позволяет обеспечить согласование с предыдущими дистанционными защитами. Согласование по току этих защит, выполняемое с учетом сопротивления электрической дуги, является приближенным и не всегда осуществимым (см. п.3.7.3). Согласование по напряжению является достаточным, поскольку при бездействии ПОН МТЗ не работает.

По условию согласования чувствительности с дистанционной защитой предыдущих элементов уставку срабатывания по напряжению $U_{с.з.}, В$, рассчитывают по формуле

$$U_{с.з.} = \frac{Z_{с.з.пред}}{k_H \cdot (Z_{\Sigma з} + Z_{с.з.пред})}, \quad (3.21)$$

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

k_H = от 1,1 до 1,2 – коэффициент надежности;

$Z_{\Sigma з}$ – результирующее сопротивление до места установки рассматриваемой токовой защиты со стороны питания при КЗ на предыдущем элементе, Ом.

3.7.6 Для лучшего согласования резервной защиты трансформатора с последними ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов рекомендуется применять защиты, работающие на одинаковом принципе: токовые или дистанционные.

3.8 Защита от перегрузки

3.8.1 Ток защиты от перегрузки $I_{с.з}^{III}, A$, выбирают из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ} \quad (3.22)$$

где $k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НОМ}$ – номинальный первичный ток стороны трансформатора с учетом регулирования напряжения на стороне, где установлена защита, А.

3.8.2 На двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой и трёхобмоточных трансформаторах третья ступень МТЗ должна реагировать на перегрузку любой из обмоток и обеспечивать защиту при работе трансформатора, когда одна из обмоток отключена.

3.8.3 Защита от перегрузки может быть выполнена с действием на сигнал и (или) на отключение.

3.8.4 Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбирают из условия отстройки от времени самозапуска двигателей, питающихся от секций шин 6 - 10 кВ, она должна быть не менее 10 с.

3.8.5 Выдержку времени ступени защиты, действующей на отключение, выбирают по перегрузочной характеристике трансформатора [6].

3.9 Пересчет уставок во вторичные значения

3.9.1 Терминалы БМРЗ подключают к первичной сети через ТТ и ТН. Измеренные вторичные токи и напряжения сравниваются с уставками срабатывания. Для работы терминала БМРЗ первичные значения, полученные при расчете уставок, необходимо пересчитать во вторичные значения или в относительные единицы.

3.9.2 Пересчет уставок по току во вторичные значения следует производить по формуле

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх} \quad (3.23)$$

где $I_{с.р}$ – уставка срабатывания по току для ввода в терминал БМРЗ;

$I_{с.з}$ – уставка по току, рассчитанная в первичных значениях;

n_T – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{сх}$ – коэффициент, зависящий от схемы соединения ТТ. При соединении ТТ в звезду: $k_{сх} = \sqrt{3}$ (при применении алгоритма "цифровой

треугольник"), $k_{cx} = 1$ (без применения алгоритма "цифровой треугольник").

3.9.3 Пересчет уставок по току в относительные единицы следует производить по формуле

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{I_{НОМ}^{ВН}} \cdot k_{cx}, \quad (3.24)$$

где $I_{c.p}$ - уставка срабатывания по току для ввода в терминал БМРЗ;

$I_{c.з}$ - уставка по току, рассчитанная в первичных значениях;

$I_{НОМ}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, рассчитывается по формуле (3.2), А;

k_{cx} - коэффициент, зависящий от схемы соединения ТТ. При соединении ТТ в звезду: $k_{cx} = \sqrt{3}$ (при применении алгоритма "цифровой треугольник"), $k_{cx} = 1$ (без применения алгоритма "цифровой треугольник").

При задании уставок в относительных единицах должна быть рассчитана уставка номинального вторичного тока стороны ВН трансформатора $I_{НОМ\ ВТОР}^{ВН}$, А, по формуле

$$I_{НОМ\ ВТОР}^{ВН} = \frac{I_{НОМ}^{ВН}}{n_T}, \quad (3.25)$$

где $I_{НОМ}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, рассчитывается по формуле (3.2), А;

n_T - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

3.9.4 Пересчет уставок по напряжению во вторичные значения следует производить по формулам

$$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{n_H}, \quad (3.26)$$

$$U_{2c.p} = \frac{U_{2c.з}}{n_H}, \quad (3.27)$$

где $U_{c.p}$ - уставка срабатывания защиты по напряжению для ввода в терминал БМРЗ;

$U_{c.з}$ - уставка по напряжению, рассчитанная в первичных значениях;

n_H - коэффициент трансформации ТН;

$U_{2c.p}$ - уставка срабатывания защиты по напряжению обратной последовательности для ввода в терминал БМРЗ;

$U_{2c.з}$ - уставка по напряжению обратной последовательности, рассчитанная в первичных значениях.

4. Токовая защита нулевой последовательности

4.1 Общие сведения

4.1.1 Одноступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю, устанавливаемая на

стороне 110 - 220 кВ, предназначена для резервирования отключения замыкания на землю на шинах 110 - 220 кВ и отходящих от них линиях, а также резервирования основных защит трансформатора.

4.1.2 Защита применяется на трехобмоточных трансформаторах, имеющих питание на стороне СН.

4.1.3 Защита сначала действует на разделение секций шин, затем на отключение выключателей той стороны трансформатора, где установлена защита.

4.2 ТЗНП трансформаторов в терминалах БМРЗ

4.2.1 В терминалах БМРЗ предусмотрены следующие варианты выполнения ТЗНП:

- по току ТТ, включенного в нейтраль защищаемого трансформатора;
- по току в нулевом проводе ТТ;
- по утроенному току нулевой последовательности, рассчитанному из фазных токов в терминале БМРЗ.

4.2.2 ТЗНП трансформаторов отстроена от БТН по времени, поэтому специальных мер по предотвращению ложного срабатывания ТЗНП не требуется.

4.3 Расчет уставок ТЗНП

4.3.1 При включении защиты в нейтраль силового трансформатора, первичный ток срабатывания ТЗНП $I_{0с.з}, A$, выбирают по условию согласования с последними ступенями защит от замыканий на землю смежных линий

$$I_{0с.з} \geq k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0с.з,л}^{III} \quad (4.1)$$

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

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежной линии, с защитой которой производится согласование. Расчетным является режим работы сети, подстанции и защищаемого трансформатора, при котором коэффициент токораспределения $k_{ток}$ имеет наибольшее значение;

$I_{0с.з,л}^{III}$ – ток срабатывания последней ступени ТЗНП смежной линии, с которой производится согласование, А.

4.3.2 При включении защиты в нулевой провод ТТ или при расчете тока нулевой последовательности из фазных токов первичный ток срабатывания выбирают по следующим условиям:

- согласование по чувствительности с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных линий, по формуле (4.1);
- отстройка от тока небаланса при трехфазном КЗ на стороне НН рассматриваемого трансформатора и за трансформаторами и

автотрансформаторами рассматриваемой подстанции и подстанций с противоположного конца линий ВН;

- отстройка от тока небаланса в послеаварийном нагрузочном режиме.

4.3.3 Уставку срабатывания ТЗНП вычисляют по формуле (4.2) из условия отстройки от токов небаланса при трехфазных КЗ:

- на стороне НН рассматриваемого трансформатора;
- за трансформаторами и автотрансформаторами рассматриваемой подстанции;
- за трансформаторами и автотрансформаторами подстанций с противоположного конца линий ВН.

$$I_{0с.з} \geq k_{отс} \cdot I_{0нб}, \quad (4.2)$$

где $k_{отс} = 1,25$ – коэффициент отстройки.

$I_{0нб}$ – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами, А.

4.3.4 Для отстройки от тока небаланса в послеаварийном нагрузочном режиме уставку срабатывания ТЗНП $I_{0с.з}$, А, вычисляют по формуле

$$I_{0с.з} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot (I_{0нб} + 3I_{0н.р}), \quad (4.3)$$

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

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$I_{0нб}$ – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в послеаварийном нагрузочном режиме, А;

$3I_{0н.р}$ – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, возникающей, например, при работе смежной линии с односторонним питанием в неполнофазном режиме.

4.3.5 Если ТЗНП трансформатора согласована по времени с защитами от многофазных КЗ, рассмотренных в 4.3.3, отстраивать защиту по формуле (4.2) не требуется.

4.3.6 Если выдержка времени ТЗНП не превышает длительности качаний, то в формуле (4.3) должны рассматриваться значения токов небаланса, учитывающие возможность качаний и асинхронного хода в послеаварийном нагрузочном режиме. В ориентировочных расчетах период качаний может быть принят равным 1,5 с.

4.3.7 Ток небаланса $I_{0нб}$, А, в формулах (4.2) и (4.3) приближенно может быть определен по формуле

$$I_{0нб} \approx k_{нб} \cdot I_{расч}, \quad (4.4)$$

где $k_{нб}$ – коэффициент небаланса;

$I_{расч}$ – ток в месте установки защиты при качаниях или асинхронном ходе и при внешних КЗ согласно 4.3.3.

Значение коэффициента небаланса $k_{нб}$ принимается в зависимости от кратности тока $I_{расч}$ к номинальному току ТТ:

- при кратности не более два - три равным 0,05;
- при больших кратностях, но не превосходящих значение от 0,7 до 0,8 по отношению к предельной кратности ТТ, в диапазоне от 0,05 до 0,1.

С большей точностью, а также при больших кратностях тока $I_{расч}$ по отношению к первичному номинальному току ТТ, ток небаланса $I_{0нб}$ может быть определен в соответствии с [Приложение VII, 7].

Расчет тока небаланса при внешних удаленных КЗ между тремя фазами следует производить с учетом тока нагрузки.

4.3.8 Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последней ступенью защит от замыканий на землю смежных линий.

4.3.9 Коэффициент чувствительности ТЗНП трансформаторов определяют при однофазном КЗ в конце смежных линий, защита которых резервируется, по формуле

$$k_{ч} = \frac{3I_{0з}}{I_{0с.з}}, \quad (4.5)$$

где $3I_{0з}$ – утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ на землю одной фазы в конце смежных линий в режиме с наименьшим значением этого тока, А;

$I_{0с.з}$ – уставка срабатывания ТЗНП по току, А.

В соответствии с ПУЭ [1] коэффициент чувствительности требуется обеспечить не менее 1,2.

4.4 Пересчет уставок во вторичные значения

4.4.1 Перевод уставок по току во вторичные значения следует производить по формуле

$$I_{0с.р} = \frac{I_{0с.з}}{n_T}, \quad (4.6)$$

где $I_{0с.р}$ – уставка срабатывания защиты по току для ввода в терминал БМРЗ, А;

$I_{0с.з}$ – уставка срабатывания ТЗНП, рассчитанная в первичных значениях, А;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

4.4.2 Пересчет уставок по току в относительные единицы следует производить по формуле

$$I_{0с.р} = \frac{I_{0с.з}}{I_{НОМ}^{ВН}}, \quad (4.7)$$

где $I_{0с.р}$ – уставка срабатывания защиты по току для ввода в терминал БМРЗ, А;

$I_{0с.з}$ - уставка срабатывания ТЗНП, рассчитанная в первичных значениях, А;

$I_{НОМ}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, рассчитывается по формуле (3.2), А.

При задании уставок в относительных единицах должна быть рассчитана уставка номинального вторичного тока стороны ВН трансформатора $I_{НОМ\ ВТОР}^{ВН}$ по формуле (3.25).

5 Примеры расчета уставок

5.1 Двухобмоточный трансформатор

5.1.1 Исходные данные

5.1.1.1 Пример расчета уставок приведен для трансформатора, для которого выполнен расчет уставок продольной дифференциальной защиты в [8].

5.1.1.2 Характеристики трансформатора:

- тип - ТДН-16000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / \Delta - 11$;
- $S_{НОМ\ ТР} = 16$ МВ·А - номинальная мощность;
- $U_{НОМ\ ТР}^{ВН} = 115$ кВ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{НОМ\ ТР}^{НН} = 6,6$ кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{к\ мин} = 9,8$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);
- $u_{к\ макс} = 11,7$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано).

Примечание - Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с [9], [10] или [11], значения указаны в соответствующем государственном стандарте. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

Система регулирования напряжения:

- РПН в нейтрали ВН трансформатора;
- $n = 19$ - количество ступеней регулирования;
- $\Delta U = 1,78$ % - шаг регулирования напряжения.

Параметры питающей системы:

- $X_{с\ мин} = 21$ Ом - сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{с\ макс} = 18,5$ Ом - сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{ср\ ном}^{ВН} = 115$ кВ - среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны НН:

- $U_{\text{ср ном}}^{\text{НН}} = 6,6$ кВ - среднее номинальное напряжение стороны НН.

Нагрузкой трансформатора являются коммунально-бытовые сети.

Параметры ТТ:

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}} = 30$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}} = 400$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

5.1.2 Расчёт сопротивления трансформатора

5.1.2.1 Найти сопротивление трансформатора для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ} \quad (5.1)$$

5.1.2.2 Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ} \quad (5.2)$$

Рассчитанное значение $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети. В качестве $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}}$ следует принять 126 кВ в соответствии с [12].

5.1.2.3 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{\text{Т мин}} = \frac{u_{\text{к мин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{96,6^2}{16} = 57,1 \text{ Ом} \quad (5.3)$$

5.1.2.4 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{\text{Т макс}} = \frac{u_{\text{к макс}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{11,7}{100} \cdot \frac{126^2}{16} = 116,1 \text{ Ом} \quad (5.4)$$

5.1.3 Расчет уставок ТО

5.1.3.1 Номинальный ток трансформатора рассчитать по формуле (3.2)

$$I_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 80 \text{ А}$$

5.1.3.2 Уставку срабатывания ТО по условию отстройки от БТН рассчитать по формуле (3.1)

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = 4 \cdot 80 = 320 \text{ А}$$

5.1.3.3 Ток, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в максимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{\text{КЗ внеш}} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с макс}} + X_{\text{Т мин}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (18,5 + 57,2)} = 850 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.1.3.4 Уставку срабатывания ТО вычислить из условия отстройки от максимального тока внешнего КЗ по формуле (3.3)

$$I_{\text{с.з}}^I = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ внеш}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 850 = 1223 \text{ А}$$

5.1.3.5 Из двух полученных значений $I_{\text{с.з}}^I = 320 \text{ А}$ и 1223 А в качестве уставки срабатывания ТО принять наибольшее значение $I_{\text{с.з}}^I = 1223 \text{ А}$.

5.1.3.6 ТО работает без выдержки времени.

5.1.4 Расчет уставок МТЗ

5.1.4.1 Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле (3.6)

$$I_{\text{с.з}}^{II} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80 = 140 \text{ А}$$

Для коммунально-бытовых сетей, в которых отсутствует крупная двигательная нагрузка, коэффициент самозапуска принимают $k_{\text{сзп}} = 1,5$.

5.1.4.2 Первичный ток трехфазного КЗ, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в минимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{\text{КЗ min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с мин}} + X_{\text{Т макс}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (21 + 116)} = 484 \text{ А} \quad (5.6)$$

5.1.4.3 Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно 3.5.6

$$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(3)}}{n_T} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{484}{30} = 14,2 \text{ А}$$

5.1.4.4 Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (3.9)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{\text{с.з}}} = \frac{14,2 \cdot 30}{140} = 3,0 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

5.1.4.5 Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени. Согласно 3.5.4 для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята 0,3 с.

5.1.5 Расчет уставок защиты от перегрузки

5.1.5.1 Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле (3.22)

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 80 = 89 \text{ А}$$

5.1.5.2 Согласно 3.8.4 защита от перегрузки действует на сигнализацию с выдержкой времени 10 секунд, отстроенной от времени самозапуска двигателей.

5.1.6 Пересчет уставок во вторичные значения

5.1.6.1 Найти уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ по формуле (3.23)

$$I_{с.р}^I = \frac{1223}{30} \cdot \sqrt{3} = 70,6 \text{ А},$$

$$I_{с.р}^{II} = \frac{140}{30} \cdot \sqrt{3} = 8,1 \text{ А},$$

$$I_{с.р}^{III} = \frac{139}{30} \cdot \sqrt{3} = 5,13 \text{ А}.$$

Трансформаторы тока соединены в звезду, но в терминале БМРЗ применен алгоритм "цифровой треугольник", поэтому $k_{сх} = \sqrt{3}$ (см. 3.9.2).

5.2 Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой НН

5.2.1 Исходные данные

5.2.1.1 Пример расчета уставок приведен для трансформатора, для которого выполнен расчет уставок продольной дифференциальной защиты в [8].

5.2.1.2 Характеристики трансформатора:

- тип - ТРДН-40000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / \Delta / \Delta - 11 - 11$;
- $S_{НОМТР} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ - номинальная мощность;
- $U_{НОМТР}^{ВН} = 115 \text{ кВ}$ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{НОМТР}^{НН} = 6,3 \text{ кВ}$ - номинальное напряжение стороны НН;
- $U_{к \text{ ВН-НН1(НН2) МИН}} = 18,84 \%$ - напряжение короткого замыкания

трансформатора между обмотками ВН и НН1 (НН2), соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);

- $U_{к \text{ ВН-НН1(НН2) МАКС}} = 20,12 \%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН1 (НН2), соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано).

Примечание - Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с [9], [10] или [11], значения указаны в соответствующем государственном стандарте. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

Система регулирования напряжения:

- РПН в нейтрали ВН трансформатора;
- $n = 19$ - количество ступеней регулирования;
- $\Delta U = 1,78$ % - шаг регулирования напряжения.

Параметры питающей системы:

- $X_{с\ мин} = 20$ Ом - сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{с\ макс} = 10$ Ом - сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{ср\ ном}^{ВН} = 115$ кВ - среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны НН:

- $U_{ср\ ном}^{НН} = 6,3$ кВ - среднее номинальное напряжение стороны НН.

Нагрузкой трансформатора являются крупная двигательная нагрузка в сетях 6 кВ.

Параметры ТТ:

- $K_{ТТ}^{ВН} = 80$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;
- $K_{ТТ}^{НН} = 400$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

5.2.2 Расчёт сопротивления трансформатора

5.2.2.1 Найти сопротивление трансформатора для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{мин}^{ВН} = U_{ср\ ном}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ} \quad (5.7)$$

5.2.2.2 Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{макс}^{ВН} = U_{ср\ ном}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ} \quad (5.8)$$

Расчитанное значение $U_{макс}^{ВН}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети. В качестве $U_{макс}^{ВН}$ следует принять 126 кВ в соответствии с [12].

5.2.2.3 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{T_{ВН-НН1(НН2)_{\text{мин}}}} = \frac{u_{k_{ВН-НН1(НН2)_{\text{мин}}}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{МИН}}^{ВН\ 2}}{S_{\text{НОМ ТР}}} = \frac{18,84}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 43,9 \text{ Ом} \quad (5.9)$$

5.2.2.4 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{T_{ВН-НН1(НН2)_{\text{макс}}}} = \frac{u_{k_{ВН-НН1(НН2)_{\text{макс}}}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{МАКС}}^{ВН\ 2}}{S_{\text{НОМ ТР}}} = \frac{20,12}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 79,9 \text{ Ом} \quad (5.10)$$

5.2.3 Расчет уставок ТО

5.2.3.1 Номинальный ток трансформатора рассчитать по формуле (3.2)

$$I_{\text{НОМ}}^{ВН} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{ВН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201 \text{ А}$$

5.2.3.2 Уставку срабатывания ТО по условию отстройки от БТН рассчитать по формуле (3.1)

$$I_{\text{с.з}}^I = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{ВН} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А}$$

5.2.3.3 Ток, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в максимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{\text{КЗ}_{\text{внеш}}} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с макс}} + X_{T_{ВН-НН1(НН2)_{\text{мин}}}})} = \frac{115 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (10 + 43,9)} = 1038 \text{ А} \quad (5.11)$$

5.2.3.4 Уставку срабатывания ТО вычислить из условия отстройки от максимального тока внешнего КЗ по формуле (3.3)

$$I_{\text{с.з}}^I = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ}_{\text{внеш}}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1038 = 1495 \text{ А}$$

5.2.3.5 Из двух полученных значений $I_{\text{с.з}}^I = 804 \text{ А}$ и 1495 А в качестве уставки срабатывания ТО принять наибольшее значение $I_{\text{с.з}}^I = 1495 \text{ А}$.

5.2.3.6 ТО работает без выдержки времени.

5.2.4 Расчет уставок МТЗ

5.2.4.1 Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле (3.6)

$$I_{\text{с.з}}^{II} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,1 \cdot 5}{0,95} \cdot 200 \text{ А} = 1163 \text{ А}$$

С учетом крупной двигательной нагрузки в сети 6 кВ коэффициент самозапуска принимают $k_{\text{сзп}} = 5$.

5.2.4.2 Первичный ток трехфазного КЗ, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в минимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{K3\min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с мин}} + X_{\text{т макс}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (20 + 79,9)} = 665 \text{ А} \quad (5.12)$$

5.2.4.3 Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно 3.5.6

$$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3\min}^{(3)}}{n_T} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{665}{80} = 7,2 \text{ А}$$

5.2.4.4 Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (3.9)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{\text{с.з}}} = \frac{7,2 \cdot 80}{1163} = 0,5 < 1,5$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности резервной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

5.2.4.5 Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле (3.10)

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 201 \text{ А} = 233 \text{ А}$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

5.2.4.6 Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле (3.11)

$$U_{\text{с.з}} = \frac{U_{\text{min}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_B} = \frac{0,85 \cdot 6,3}{1,2 \cdot 1,05} = 4,25 \text{ кВ}$$

5.2.4.7 Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле (3.12)

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{сзп}}}{k_{\text{отс}}} = \frac{0,7 \cdot 6,3}{1,2} = 3,68 \text{ кВ}$$

5.2.4.8 Из двух полученных значений $U_{\text{с.з.}} = 4,25 \text{ кВ}$ и $3,68 \text{ кВ}$ в качестве уставки срабатывания по напряжению принимают наименьшее значение $U_{\text{с.з.}} = 3,68 \text{ кВ}$.

5.2.4.9 Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройка от напряжения небаланса по формуле (3.13)

$$U_{2\text{с.з.}} = K_{\text{нб}} \cdot U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 6,3 = 0,38 \text{ кВ}.$$

5.2.4.10 Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (3.9)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{\text{с.з}}} = \frac{7,2 \cdot 80}{233} = 2,47 > 1,5$$

5.2.4.11 Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит

от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени. Согласно 3.5.4 для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята 0,3 с.

5.2.5 Расчет уставок защиты от перегрузки

5.2.5.1 Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле (3.22)

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 201 = 222 \text{ А.}$$

5.2.5.2 Согласно 3.8.4 защита от перегрузки действует на сигнализацию с выдержкой времени 10 секунд, отстроенной от времени самозапуска двигателей.

5.2.6 Пересчет уставок во вторичные значения

5.2.6.1 Найти уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ по формуле (3.23)

$$I_{с.р}^I = \frac{1495}{80} \cdot \sqrt{3} = 32,4 \text{ А,}$$

$$I_{с.р}^{II} = \frac{233}{80} \cdot \sqrt{3} = 5 \text{ А,}$$

$$U_{с.р} = \frac{3675}{60} = 61 \text{ В,}$$

$$U_{2с.р} = \frac{378}{60} = 6 \text{ В,}$$

$$I_{с.р}^{III} = \frac{222}{80} \cdot \sqrt{3} = 4,81 \text{ А.}$$

Трансформаторы тока соединены в звезду, но в терминале БМРЗ применен алгоритм "цифровой треугольник", поэтому $k_{сх} = \sqrt{3}$ (см. 3.9.2).

5.3 Трёхобмоточный трансформатор

5.3.1 Исходные данные

5.3.1.1 Пример расчета уставок приведен для трансформатора, для которого выполнен расчет уставок продольной дифференциальной защиты в [8].

5.3.1.2 Характеристики трансформатора:

- тип - ТДТН-40000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / Y / \Delta - 0 - 11$;
- $S_{номтр} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ - номинальная мощность;
- $U_{номтр}^{ВН} = 115 \text{ кВ}$ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{номтр}^{СН} = 38,5 \text{ кВ}$ - номинальное напряжение стороны СН;

- $U_{\text{НОМТР}}^{\text{НН}} = 11$ кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{\text{к ВН-СН мин}} = 9,52$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);
- $u_{\text{к ВН-СН макс}} = 11,56$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано);
- $u_{\text{к ВН-НН мин}} = 17,04$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);
- $u_{\text{к ВН-НН макс}} = 19,29$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано);
- $u_{\text{к СН-НН}} = 6,5$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками СН и НН.

Примечание - Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с [9], [10] или [11], значения указаны в соответствующем государственном стандарте. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

Система регулирования напряжения на стороне ВН (РПН):

- $n_{\text{ВН}} = 19$ - количество ступеней регулирования;
- $\Delta U_{\text{ВН}} = 1,78$ % - шаг регулирования напряжения.

Система регулирования напряжения на стороне СН (ПБВ):

- $n_{\text{СН}} = 5$ - количество ступеней регулирования;
- $\Delta U_{\text{СН}} = 2,5$ % - шаг регулирования напряжения.

Параметры питающей системы 110 кВ:

- $X_{\text{С МИН}}^{\text{ВН}} = 25$ Ом - сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{\text{С МАКС}}^{\text{ВН}} = 15$ Ом - сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{\text{СР НОМ}}^{\text{ВН}} = 115$ кВ - среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны СН:

- $X_{\text{С МИН}}^{\text{СН}} = 5$ Ом - сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{\text{С МАКС}}^{\text{СН}} = 3,5$ Ом - сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{\text{СР НОМ}}^{\text{СН}} = 37$ кВ - среднее номинальное напряжение стороны НН.

Параметры системы стороны НН:

- $U_{\text{ср ном}}^{\text{НН}} = 10,5$ кВ - среднее номинальное напряжение стороны НН.

Потребителем является крупное промышленное предприятие с большим количеством двигательной нагрузки.

Параметры ТТ:

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}} = 80$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{СН}} = 300$ - коэффициент трансформации ТТ стороны СН трансформатора;

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}} = 600$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

ТЗНП реагирует на значение тока в нулевом проводе трансформаторов тока.

Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции. Предусмотрено питание трансформаторов со стороны ВН и СН, также параллельная работа трансформаторов на сторонах ВН и СН. Схема электрической сети приведена на рисунке 5.1.

Пример расчёта уставок приведён для трансформатора Т-1 (рисунок 5.1). Расчёт уставок для трансформатора Т-2 произведем аналогично.

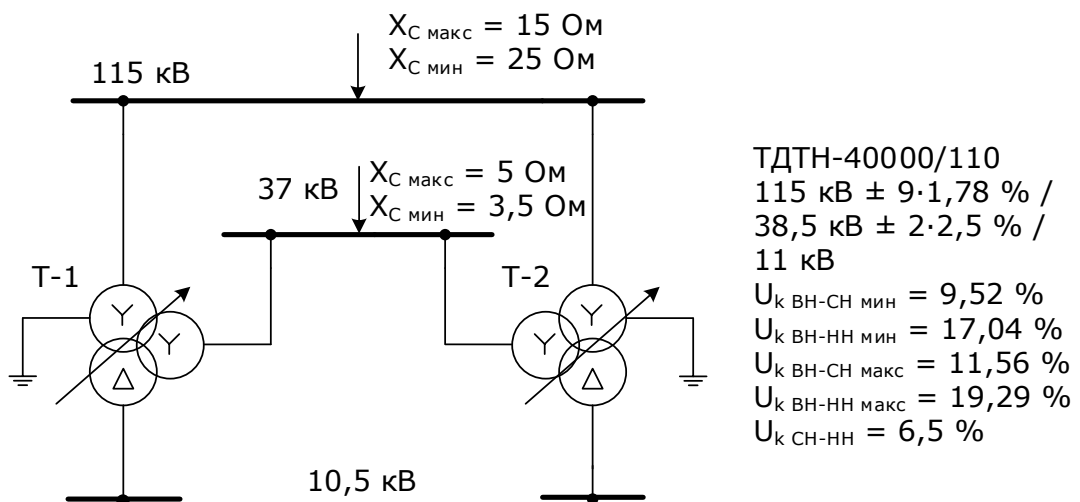


Рисунок 5.1 – Расчетная схема электрической сети

5.3.2 Расчёт сопротивления трансформатора

5.3.2.1 Найти сопротивление трансформатора для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ} \quad (5.13)$$

5.3.2.2 Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ} \quad (5.14)$$

Вычисленное значение $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети. В качестве напряжения $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}}$ следует принять значение 126 кВ в соответствии с [12].

5.3.2.3 Сопротивление трансформатора между обмотками ВН и СН трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{\text{Т ВН-СН мин}} = \frac{u_{\text{к ВН-СН мин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{9,52}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 22,2 \text{ Ом} \quad (5.15)$$

5.3.2.4 Сопротивление трансформатора между обмотками ВН и НН трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{\text{Т ВН-НН мин}} = \frac{u_{\text{к ВН-НН мин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{мин}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{17,04}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 39,8 \text{ Ом} \quad (5.16)$$

5.3.2.5 Сопротивление трансформатора между обмотками ВН и НН трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитать по формуле

$$X_{\text{Т ВН-НН макс}} = \frac{u_{\text{к ВН-НН макс}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{макс}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{19,29}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 76,6 \text{ Ом} \quad (5.17)$$

5.3.3 Расчет уставок ТО

5.3.3.1 Номинальный ток трансформатора рассчитать по формуле (3.2)

$$I_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 201 \text{ А}$$

5.3.3.2 Уставку срабатывания ТО по условию отстройки от БТН рассчитать по формуле (3.1)

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{ВН}} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А}$$

5.3.3.3 Ток, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в максимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{\text{КЗ внеш}} = \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с макс}} + X_{\text{Т ВН-СН мин}})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (15 + 22,2)} = 1784 \text{ А} \quad (5.18)$$

5.3.3.4 Уставку срабатывания ТО вычислить из условия отстройки от максимального тока внешнего КЗ по формуле (3.3)

$$I_{\text{с.з}}^{\text{I}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{а}} \cdot I_{\text{КЗ внеш}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1784 = 2570 \text{ А}$$

5.3.3.5 Из двух полученных значений $I_{с.з}^I = 804$ А и 2570 А в качестве уставки срабатывания ТО принять наибольшее значение $I_{с.з}^I = 2570$ А.

5.3.3.6 ТО работает без выдержки времени.

5.3.4 Расчет уставок МТЗ

5.3.4.1 Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле (3.6)

$$I_{с.з}^{II} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 5}{0,95} \cdot 201А = 1163 А$$

Для крупного промышленного предприятия с большим количеством двигательной нагрузки коэффициент самозапуска принимают $k_{сзп} = 5$.

5.2.4.2 Первичный ток трехфазного КЗ, протекающий через трансформаторы тока стороны ВН при КЗ на шинах НН в минимальном режиме работы энергосистемы, рассчитать по формуле

$$I_{КЗ\min}^{(3)} = \frac{U_{ср\ ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с\ мин} + X_{Т\ В\Н-с\Н\ макс})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (25 + 76,6)} = 653 А \quad (5.19)$$

5.2.4.3 Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно 3.5.6

$$I_p = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ\min}^{(3)}}{n_T} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{653}{80} = 7,1 А$$

5.3.4.4 Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (3.9)

$$k_{\chi} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{с.з}} = \frac{7,1 \cdot 80}{1163} = 0,49 < 1,5$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности резервной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

5.3.4.5 Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле (3.10)

$$I_{с.з}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 201А = 233 А$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

5.3.4.6 Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле (3.11)

$$U_{с.з} = \frac{U_{\min}}{k_{отс} \cdot k_B} = \frac{0,85 \cdot 10,5}{1,2 \cdot 1,05} = 7,1 кВ$$

5.3.4.7 Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле (3.12)

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10,5}{1,2} = 6,42 \text{ кВ}$$

5.3.4.8 Из двух полученных значений $U_{с.з.} = 7,1$ кВ и 6,42 кВ в качестве уставки срабатывания по напряжению принимают наименьшее значение $U_{с.з.} = 6,42 \text{ кВ}$.

5.3.4.9 Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройки от напряжения небаланса по формуле (3.13)

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot 10,5 \text{ кВ} = 0,63 \text{ кВ}$$

5.3.4.10 Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (3.9)

$$k_{\chi} = \frac{I_p \cdot n_T}{I_{с.з.}} = \frac{7,1 \cdot 80}{233} = 2,4 < 1,5$$

5.3.4.11 Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени. Согласно 3.5.4 для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята 0,3 с.

5.3.5 Расчет уставок защиты от перегрузки

5.3.5.1 Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле (3.22)

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 201 = 222 \text{ А}$$

5.3.5.2 Согласно 3.8.4 защита от перегрузки действует на сигнализацию с выдержкой времени 10 секунд, отстроенной от времени самозапуска двигателей.

5.3.6 Расчет уставок ТЗНП

5.3.6.1 Защита реагирует на значение тока в нулевом проводе трансформаторов тока, поэтому ток срабатывания ТЗНП следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при трехфазном КЗ на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

5.3.6.2 Для определения коэффициента небаланса найти отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ на стороне СН к номинальному току ТТ стороны ВН

$$\frac{I_{КЗ \text{ внеш}}}{I_{ТТ \text{ ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{1784}{400} = 4,46$$

Определить отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ на стороне СН к току предельной кратности ТТ стороны ВН, равному $15 \cdot I_{ТТ\text{ ном}}^{ВН}$

$$\frac{I_{КЗ\text{ внеш}}}{I_{ТТ\text{ пред}}^{ВН}} = \frac{1784}{15 \cdot 400} = 0,297$$

Согласно 4.3.8 значение коэффициента небаланса принимают равным $k_{нб} = 0,1$, так как кратность первичного тока трёхфазного КЗ на стороне СН по отношению к первичному току ТТ больше 3, но не превосходит 0,7 по отношению к предельной кратности первичного тока.

5.3.6.3 Ток небаланса определить по формуле (4.4)

$$I_{0нб} \approx k_{нб} \cdot I_{расч} = 0,1 \cdot 1784 = 178 \text{ А}$$

5.3.6.4 Первичный ток срабатывания ТЗНП рассчитать по формуле (4.2)

$$I_{0с.з} = k_{отс} \cdot I_{0нб} = 1,25 \cdot 178 = 223 \text{ А}$$

5.3.7 Пересчет уставок во вторичные значения

5.3.7.1 Найти уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ по формуле (3.23)

$$I_{с.р}^I = \frac{2570}{80} \cdot \sqrt{3} = 55,6 \text{ А},$$

$$I_{с.р}^{II} = \frac{233}{80} \cdot \sqrt{3} = 5,03 \text{ А},$$

$$U_{с.р} = \frac{6417}{100} = 64 \text{ В},$$

$$U_{2с.р} = \frac{630}{100} = 6 \text{ В},$$

$$I_{с.р}^{III} = \frac{222}{80} \cdot \sqrt{3} = 4,81 \text{ В}.$$

Трансформаторы тока соединены в звезду, но в терминале БМРЗ применен алгоритм "цифровой треугольник", поэтому $k_{сх} = \sqrt{3}$ (см. 3.9).

5.3.7.1 Найти уставку ТЗНП во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ по формуле (4.6)

$$I_{0с.р} = \frac{223}{80} = 2,79 \text{ А}.$$

Литература

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. – СПб.:Издательство ДЕКАН, 2005. – 464 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: «Энергоатомиздат», 1985, – 112 с.,ил.
3. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13 Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчёты. – М.: «Энергоатомиздат», 1985, – 96 с.,ил.
4. Чернобровов Н.В. Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем.– М.: Энергоатомиздат, 1998.
5. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с., ил.
6. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. 1985-07-01.
7. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчёты. – М.: «Энергия», 1980, – 88 с.,ил.
8. СТО ДИВГ-055-2013. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания СПб : НТЦ Механотроника, 2012.
9. ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. Введ. 1986-07-01.
10. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. Введ. 1986-07-01.
11. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. Введ. 1986-07-01.
12. ГОСТ 29322-2014. Напряжения стандартные. Введ. 2015-10-01.

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: резервные защиты понижающих трансформаторов, максимальная токовая защита, токовая защита нулевой последовательности, расчёт уставок, коэффициент чувствительности защиты

**Генеральный директор
ООО «НТЦ «Механотроника»**

Шейкин И.С.

Генеральный конструктор

Гондуров С.А.

Заведующий кафедрой Релейной
защиты и автоматики
электрических станций,
сетей и систем
Петербургского Энергетического
Института Повышения
Квалификации
к.т.н.

Соловьёв А.Л.

Начальник бюро системотехники

Иванов И.В.

Начальник бюро разработки
эксплуатационной документации

Карлова И.А.

Начальник отдела маркетинга

Илюхин Е.В.

Ведущий инженер-системотехник

Сельков Е.А.

Зам. начальника управления по
качеству

Захаров О.Г.

НОРМОКОНТРОЛЬ:

Начальник бюро стандартизации и
технической документации

Ермоленко Л.М.

