

**ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ
35 - 220 кВ.
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА**

**Расчёт уставок
Методические указания**

**Санкт-Петербург
2013**

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 примеры расчёта уставок дифференциальной токовой защиты трансформаторов и автотрансформаторов.

Методика расчёта носит рекомендательный характер.

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 отдела релейной защиты и автоматики,
ПИРОГОВ М. Г.

Главный специалист отдела релейной защиты и автоматики,
ЧЕПЕЛЕВ В. Н.

Ведущий инженер-системотехник,
ИЛЮХИН Е. В.

2 **УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом Генерального директора № xxx-УК от хх.хх.2013

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

4 **ВВОДИТСЯ 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 Введение	4
2 Обозначения и сокращения	5
3 Дифференциальная защита трансформаторов блоками БМРЗ	6
4 Выбор первичных ТТ и ПТН блоков БМРЗ.....	11
5 Дифференциальная токовая отсечка	13
5.1 Выбор уставки срабатывания ДТО.....	13
6 Дифференциальная токовая защита с торможением	15
6.1 Общие принципы выбора уставок ДЗТ	15
6.2 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ.....	16
6.3 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ	17
6.4 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ	18
6.5 Проверка чувствительности ДЗТ	19
6.6 Выбор уставки сигнализации небаланса	20
6.7 Выбор уставок ДЗТ при наличии ТСН в зоне защиты.....	21
6.8 Выбор уставок блокирования ДЗТ при возникновении БТН..	22
6.9. Требования к оформлению результатов расчёта.....	22
7 Примеры расчёта уставок.....	23
7.1 Двухобмоточный трансформатор.....	23
7.2 Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой НН	30
7.3 Трёхобмоточный трансформатор	37
8 Анализ работы дифференциальной защиты трансформатора при помощи программы "FastView"	47
9 Уставки ДЗТ для некоторых типов трансформаторов, рассчитанные в соответствии с данным документом	52
Литература	55

Листов 57
Формат А4

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ.
Дифференциальная токовая защита
Расчёт уставок
Методические указания**

1 Введение

Настоящий стандарт соответствует требованиям и рекомендациям, изложенным в ПУЭ¹⁾ [1] и руководящих указаниях [2].

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

При разработке настоящего стандарта использован положительный опыт, накопленный в отечественной электроэнергетике.

В настоящем стандарте дан комплексный подход к расчёту уставок дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной защиты с торможением трансформаторов и автотрансформаторов, выбору диапазона измерений аналоговых каналов блоков БМРЗ, выбору уставок блокировки защиты при бросках тока намагничивания.

В стандарте приведены примеры расчёта уставок дифференциальной токовой защиты трансформаторов.

Использование стандарта позволит проектным организациям и эксплуатирующим предприятиям эффективно реализовать все функциональные возможности блоков БМРЗ, выпускаемых ООО «НТЦ «Механотроника».

¹⁾ Глава 3.2 «Релейная защита».

2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

БМРЗ – блок микропроцессорный релейной защиты;

БТН – бросок тока намагничивания;

ВН – высшее напряжение;

ДЗТ - дифференциальная защита с торможением;

ДТО – дифференциальная токовая отсечка;

КЗ – короткое замыкание;

НН – низшее напряжение;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПТН – преобразователь ток - напряжение;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

СН – среднее напряжение;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ЦТ – цифровой треугольник.

3 Дифференциальная защита трансформаторов блоками БМРЗ

3.1 Дифференциальную токовую защиту применяют в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений.

3.2 Подключение ТТ к блоку БМРЗ необходимо осуществлять по схеме "звезда", независимо от схем и групп соединения обмоток трансформатора¹⁾ (рисунок 3.1).

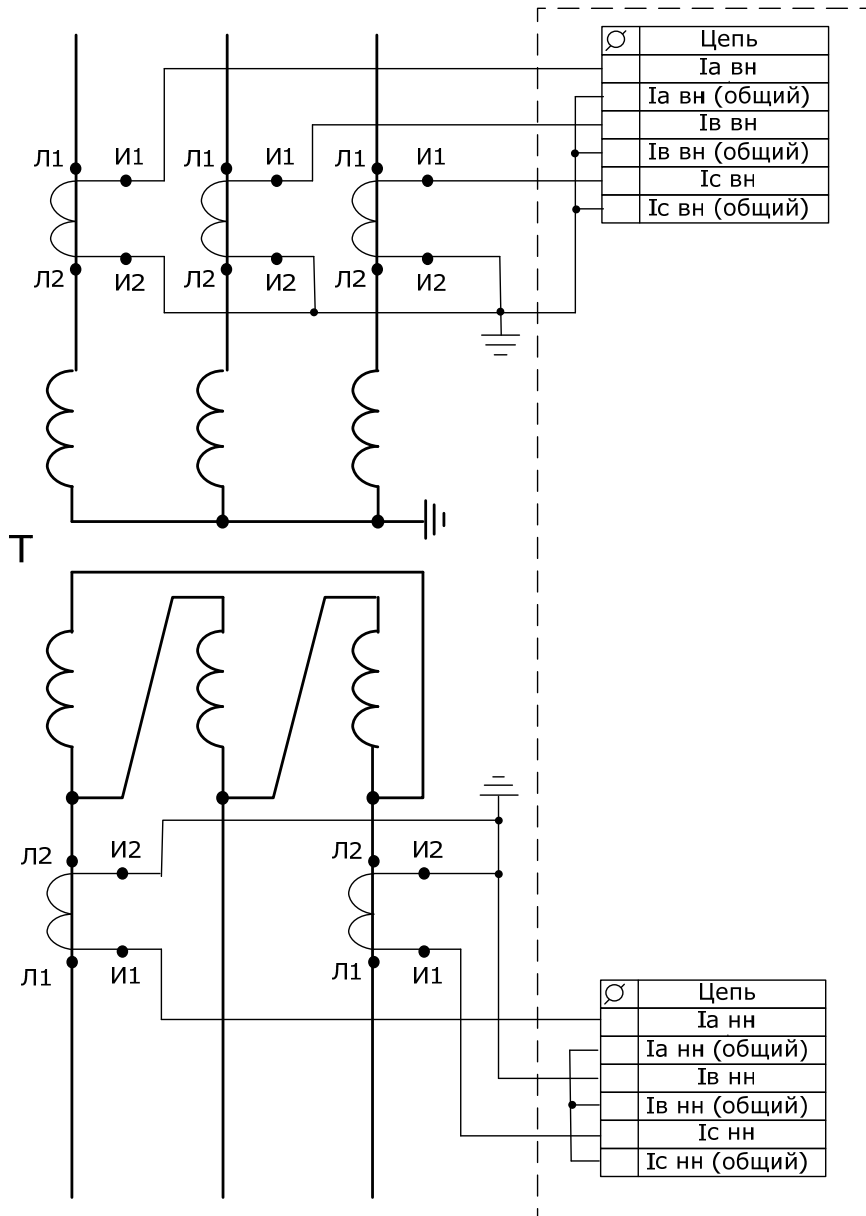


Рисунок 3.1 – Пример схемы подключения вторичных цепей ТТ к блоку БМРЗ

Подключения всех ТТ должны обеспечивать подачу вторичных токов положительного направления на входы блока (рисунок 3.1). За положительное направление токов сторон принято направление токов в сторону защищаемого объекта.

¹⁾Здесь и далее термин "трансформаторы" распространяется и на автотрансформаторы, если в тексте не делается специальной оговорки.

Двухфазное подключение ТТ допустимо использовать только для обмоток трансформатора, соединенных по схеме "треугольник", при этом на вход тока фазы В блока необходимо подать суммарный ток фаз А и С в противофазе (рисунок 3.1).

3.3 Первичные токи в обмотках трансформатора не равны по значению и, в общем случае, не совпадают по фазе. Значения токов отличаются из-за коэффициента трансформации трансформатора. Угол сдвига фаз токов зависит от группы соединения обмоток.

Неодинаковость коэффициентов трансформации ТТ сторон трансформатора ведет к еще большему различию вторичных токов, используемых в блоке защиты.

В блоках БМРЗ предусмотрен программный учёт фактических значений коэффициентов трансформации ТТ и коэффициента трансформации трансформатора ("цифровое выравнивание"), благодаря чему не требуется применять промежуточные трансформаторы (автотрансформаторы) тока.

Коэффициенты трансформации ТТ пользователь задаёт в виде уставок.

В блоках БМРЗ предусмотрена компенсация поворота фазы при различных комбинациях схем и групп соединений обмоток защищаемого трансформатора (операция "цифровой треугольник").

Схему и группу соединений обмоток пользователь задаёт в блок БМРЗ соответствующей уставкой.

3.4 При внешнем КЗ на землю токи нулевой последовательности проходят только по фазам обмотки трансформатора, соединенной по схеме "звезда".

В обмотке, соединённой по схеме "треугольник", токи нулевой последовательности циркулируют, не выходя за пределы "треугольника". В фазных проводах данной обмотки токи нулевой последовательности отсутствуют.

Для обеспечения правильной работы дифференциальной токовой защиты при внешних однофазных КЗ в блоках БМРЗ предусмотрено исключение токов нулевой последовательности для обмоток, соединенных по схеме "звезда", из расчётов.

3.5 В блоке БМРЗ в идеальном случае в нагрузочном режиме и в режиме внешнего КЗ дифференциальный ток отсутствует.

На практике в нагрузочном режиме и режиме внешнего КЗ возникает дифференциальный ток (ток небаланса), вызванный погрешностями ТТ, изменением коэффициента трансформации трансформатора при регулировании напряжения, погрешностью выравнивания токов сторон.

Ток небаланса тем больше, чем больше значения токов сторон трансформатора.

3.6 В блоках БМРЗ дифференциальной защиты трансформатора реализованы два вида дифференциальной токовой защиты: ДТО и ДЗТ.

Уставку срабатывания ДТО задают больше максимально возможного значения тока небаланса в режиме внешнего КЗ или БТН.

При этом, во многих случаях ДТО может не обеспечить требуемый ПУЭ (см. п. 7.5.2) коэффициент чувствительности к КЗ.

Для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности защиты используют ДЗТ.

Уставка срабатывания ДЗТ возрастает с увеличением тока торможения, рассчитываемого в блоке БМРЗ из токов сторон трансформатора.

3.7 Существуют исполнения блоков БМРЗ, обеспечивающие учёт текущего положения устройства регулирования напряжения.

В таких блоках дополнительно к основной ("грубой") характеристике срабатывания ДЗТ предусмотрена "чувствительная" характеристика.

При использовании "чувствительной" характеристики ДЗТ блок БМРЗ производит расчёт фактического коэффициента трансформации трансформатора, что позволяет снизить составляющую тока небаланса, обусловленную влиянием РПН (ПБВ).

"Чувствительная" характеристика ДЗТ имеет больший коэффициент чувствительности, чем "грубая" (рисунок 3.2).

Учет текущего положения устройства регулирования напряжения в блоке БМРЗ осуществлён программным способом, с учётом значений токов сторон трансформатора.

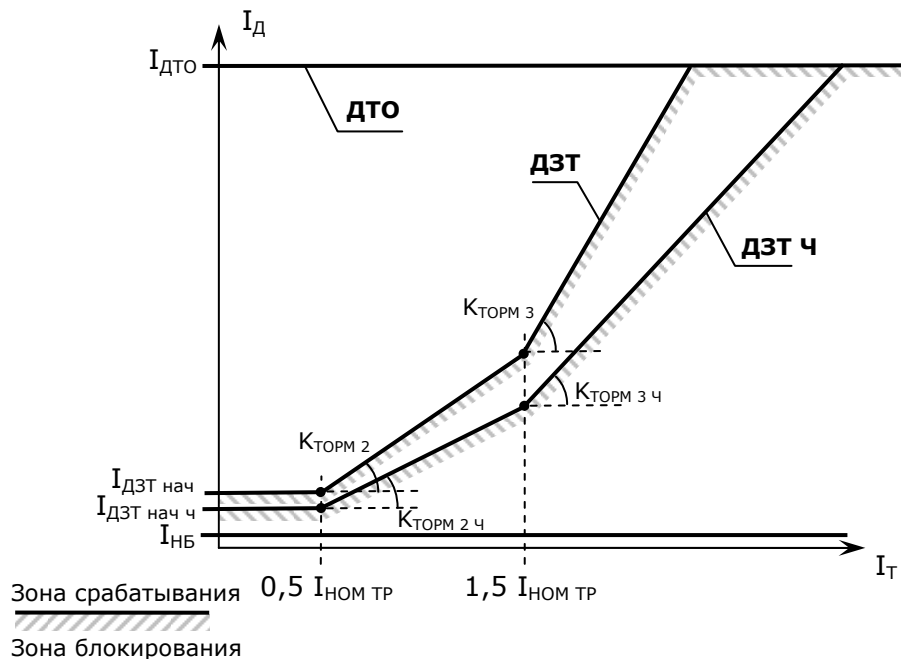


Рисунок 3.2 - Характеристики ДТО, ДЗТ и "чувствительного" органа ДЗТ (ДЗТ Ч)

3.8 Токи, полученные в блоке БМРЗ после программного исключения токов нулевой последовательности и компенсации поворота фаз, назовём токами "контуров".

Количество таких "контуров" равно трем (по количеству соответствующих фаз). Токи каждого из "контуров" формируются из токов сторон (ВН, СН, НН) трансформатора.

Дифференциальная токовая защита в блоке БМРЗ функционирует отдельно для каждого из трёх "контуров". При срабатывании защиты хотя бы в одном из "контуров" блок БМРЗ формирует сигнал на отключение выключателей сторон трансформатора.

3.9 Дифференциальный ток вычисляется блоком БМРЗ как отношение вторичного дифференциального тока к номинальному вторичному току трансформатора и является безразмерной величиной.

Вычисление дифференциального тока в блоке БМРЗ происходит для каждого из "контуров" по формуле (3-1)

$$I_D = \frac{|\dot{I}_{К ВН} + \dot{I}_{К СН(НН1)} + \dot{I}_{К НН(НН2)}|}{\frac{I_{НОМ ТР}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}}, \quad (3-1)$$

где $\dot{I}_{К ВН}$, $\dot{I}_{К СН(НН1)}$, $\dot{I}_{К НН(НН2)}$ - векторы вторичных токов сторон "контура", приведенные к стороне ВН, А;

$I_{НОМ ТР}^{BH}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А;

$K_{ТТ}^{BH}$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

Формула (3-1) приведена применительно к трёхобмоточному трансформатору и трансформатору с расщепленной обмоткой стороны НН.

Для двухобмоточного трансформатора расчет дифференциального тока производится для двух сторон, т.е. слагаемое $\dot{I}_{К СН(НН1)}$ в формуле (3-1) отсутствует.

Номинальный первичный ток трансформатора для любой из сторон (ВН, СН или НН) можно рассчитать по формуле (3-2)

$$I_{НОМ ТР} = \frac{S_{НОМ ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ ТР}}, \quad (3-2)$$

где $S_{НОМ ТР}$ - номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_{НОМ ТР}$ - номинальное напряжение стороны трансформатора, относительно которой производят расчет, В.

3.10 Ток торможения для трёхобмоточного трансформатора и трансформатора с расщеплённой обмоткой НН, являющийся безразмерной величиной, блок БМРЗ вычисляет для каждого из "контуров" по формуле (3-3)

$$I_T = \frac{|\dot{I}_{К ВН}| + |\dot{I}_{К СН(НН1)}| + |\dot{I}_{К НН(НН2)}|}{2 \cdot \frac{I_{НОМ ТР}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}}. \quad (3-3)$$

Для двухобмоточного трансформатора расчет производится для двух сторон, т.е. слагаемое $\dot{I}_{К СН(НН1)}$ в формуле (3-1) отсутствует.

3.11 Вычисление векторов вторичных токов сторон (ВН, СН или НН) "контуров" в блоке БМРЗ происходит в зависимости от схемы и группы соединения обмоток трансформатора.

3.11.1 Для обмоток со схемой соединения "треугольник" токи стороны "контуров" соответствуют фазным токам

$$\dot{I}_{К1} = \dot{I}_A, \quad (3-4)$$

$$\dot{I}_{К2} = \dot{I}_B, \quad (3-5)$$

$$\dot{I}_{К3} = \dot{I}_C, \quad (3-6)$$

где \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C - векторы вторичных фазных токов.

3.11.2 Для двух- и трехобмоточных трансформаторов со схемой соединения всех обмоток "звезда" в блоке БМРЗ происходит программное исключение токов нулевой последовательности для всех сторон

$$\dot{I}_{K1} = \dot{I}_A - \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{3}, \quad (3-7)$$

$$\dot{I}_{K2} = \dot{I}_B - \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{3}, \quad (3-8)$$

$$\dot{I}_{K3} = \dot{I}_C - \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{3}. \quad (3-9)$$

3.11.3 Для прочих схем соединения обмоток трансформатора для сторон со схемой соединения "звезда" выполняется программное исключение токов нулевой последовательности и компенсация поворота фазы по правилам "ЦТ-1" или "ЦТ-11".

Операции по правилу "ЦТ-1" выполняются по формулам (3-10) – (3-12)

$$\dot{I}_{K1} = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}, \quad (3-10)$$

$$\dot{I}_{K2} = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}, \quad (3-11)$$

$$\dot{I}_{K3} = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}. \quad (3-12)$$

Операции по правилу "ЦТ-11" выполняются по формулам (3-13) – (3-15)

$$\dot{I}_{K1} = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}, \quad (3-13)$$

$$\dot{I}_{K2} = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}, \quad (3-14)$$

$$\dot{I}_{K3} = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}. \quad (3-15)$$

Если напряжение обмотки со схемой соединения "звезда" выше напряжения обмотки со схемой соединения "треугольник" операции выполняются:

- по правилу "ЦТ-1" для группы соединения обмоток 1;
- по правилу "ЦТ-11" для группы соединения обмоток 11.

Если напряжение обмотки со схемой соединения "звезда" ниже напряжения обмотки со схемой соединения "треугольник" операции выполняются:

- по правилу "ЦТ-1" для группы соединения обмоток 11;
- по правилу "ЦТ-11" для группы соединения обмоток 1.

3.12 Ток намагничивания трансформатора, значение которого в несколько раз превосходит значение номинального тока, появляется только в той обмотке, на которую подается напряжение (при включении трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ). Этот ток имеет затухающий характер и может вызвать срабатывание защиты в случае превышения БТН уставки ДЗТ.

Для предотвращения срабатывания защиты при возникновении БТН в блоках БМРЗ предусмотрена возможность блокирования ДЗТ по результатам гармонического анализа дифференциальных токов.

Известно [3], что в апериодическом БТН доля второй гармоники составляет около 15 %. В периодическом БТН доля второй гармонической составляющей намного больше и составляет до 40 %. Поэтому, в качестве признака наличия БТН использовано процентное соотношение второй и первой гармоники в дифференциальном токе.

3.13 При схеме соединения обмоток "треугольник" и разновременном включении фаз при включении трансформатора в режиме близком к холостому ходу дифференциальный ток состоит из тока небаланса и БТН.

В таком случае возможна взаимная компенсация второй гармонической составляющей, обусловленной возникновением БТН, и кратковременной гармонической составляющей переходного процесса включения.

В этом случае, из-за недостаточного значения второй гармонической составляющей в дифференциальном токе, возможен отказ блокирования ДЗТ и срабатывание защиты.

Поэтому в блоках БМРЗ дополнительно используется четвертая гармоническая составляющая дифференциального тока.

3.14 Блокирование ДЗТ блок БМРЗ осуществляет отдельно для каждого из "контуров" при превышении значением ИПБ заданной уставки.

Вычисление значения ИПБ для каждого из "контуров" в блоке БМРЗ происходит по формуле (3-16):

$$ИПБ = \frac{|I_{(100) \text{ диф}}| + |I_{(200) \text{ диф}}|}{|I_{(50) \text{ диф}}|}, \quad (3-16)$$

где $|I_{(100) \text{ диф}}|$ – действующее значение второй гармоники в дифференциальном токе;

$|I_{(200) \text{ диф}}|$ – действующее значение четвертой гармоники в дифференциальном токе;

$|I_{(50) \text{ диф}}|$ – действующее значение первой гармоники в дифференциальном токе.

3.15 Для повышения эффективности блокирования защиты в режиме, сопровождающемся БТН, в блоках БМРЗ предусмотрена возможность перекрёстного блокирования ДЗТ, когда при превышении ИПБ заданной уставки хотя бы для одного из "контуров" происходит блокирование ДЗТ всех "контуров".

Длительность действия перекрёстного режима блокирования ограничена уставкой по времени, задаваемой в блоке.

Перекрёстное блокирование может привести к замедлению действия защиты в случае наложения режима КЗ на режим, сопровождающийся возникновением БТН [4].

Использование данного режима блокирования защиты может быть рекомендовано лишь в некоторых случаях, о которых написано ниже (п. 6.8.2).

4 Выбор первичных ТТ и ПТН блоков БМРЗ

4.1 ТТ должны удовлетворять требованиям по их применению в цепях релейной защиты (в том числе и по условиям термической стойкости вторичных цепей) и должны быть проверены в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002 [5].

4.2 На этапе проверки ТТ в соответствии с [5] необходимо рассчитать значения полных относительных погрешностей ТТ сторон трансформатора:

- $\varepsilon_{\text{МАКС}}$ - соответствующие максимальному фазному току внешнего КЗ, протекающего через ТТ;
- $\varepsilon_{\text{МИН}}$ - соответствующие минимальному фазному току КЗ в зоне действия защиты, протекающего через ТТ;
- $\varepsilon_{0,5}$ - соответствующие половине номинального значения тока трансформатора;
- $\varepsilon_{\text{раб макс}}$ - соответствующие значению максимального рабочего тока трансформатора;
- $\varepsilon_{1,5}$ - соответствующие полутора номинальным значениям тока трансформатора.

С целью упрощения расчёта допустимо:

- принять значение погрешности $\varepsilon_{\text{МАКС}}$ равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную¹⁾ и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;
- принять значения погрешностей $\varepsilon_{\text{МИН}}$, $\varepsilon_{0,5}$, $\varepsilon_{\text{раб макс}}$ и $\varepsilon_{1,5}$ равными 0,1 при условии, что значение $\varepsilon_{\text{МАКС}}$ не превосходит 0,1.

4.3 В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов.

Для обеспечения правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала $i_{\text{МАКС ПТН}}$ должно удовлетворять следующему условию

$$i_{\text{МАКС ПТН}} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{\text{К МАКС}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (4-1)$$

где $k_{\text{ПЕР}} = 2$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$I_{\text{К МАКС}}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ (как правило, трехфазного металлического КЗ), протекающего через ТТ (в начальный момент времени КЗ), А;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

Настройка ПТН осуществляется путем программного выбора номинального тока измерительного канала $I_{\text{НОМ ПТН}}$ из ряда значений. Номинальный ток измерительного канала $I_{\text{НОМ ПТН}}$ и соответствующие ему диапазоны измерений приведены в руководствах по эксплуатации на блоки БМРЗ.

Для всех ПТН допускается работа с ТТ, имеющими номинальное значение вторичного тока 1 или 5 А.

В случае, если из-за слишком большого значения тока КЗ выбрать ПТН вышеуказанным способом не удаётся, следует выбрать ПТН с максимально

¹⁾ Для ТТ, выпущенных в соответствии с ГОСТ 7746-55, действительная кратность первичного тока, соответствующая 10 % погрешности, может быть на 20 % ниже номинальной, установленной заводом-изготовителем.

возможным значением $i_{\text{МАКС ПТН}}$, обращая особое внимание на выполнение условий, изложенных в п. 4.1.

При выборе номинальных токов ПТН может потребоваться соблюдение и иных условий, приведенных в руководстве по эксплуатации на блок релейной защиты.

4.4 Выбранные в соответствии с п. 4.3 ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима по соотношению (4-2) для ПТН с $I_{\text{НОМ ПТН}}$ равными 5 А и 2,5 А и по соотношению (4-3) для ПТН с $I_{\text{НОМ ПТН}}$ равными 1 А и 0,5 А.

$$I_{\text{НОМ ПТН}} \leq 6 \cdot \frac{I_{\text{НОМ ТР}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (4-2)$$

$$I_{\text{НОМ ПТН}} \leq 3 \cdot \frac{I_{\text{НОМ ТР}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (4-3)$$

5 Дифференциальная токовая отсечка

5.1 Выбор уставки срабатывания ДТО

5.1.1 Уставку срабатывания ДТО в долях от номинального тока трансформатора выбирают такой, чтобы обеспечить отстройку от:

- БТН;
- расчётного максимального тока небаланса.

Из двух полученных значений в качестве уставки срабатывания ДТО следует принять наибольшее значение

5.1.2 Для отстройки от броска тока намагничивания уставку $I_{\text{ДТО}}$ рекомендуется принять на уровне 4 – 5 номинальных значений тока трансформатора¹⁾.

5.1.3 Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса значение уставки $I_{\text{ДТО}}$ определяют по формуле (5-1)

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ расч}} \quad (5-1)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ = от 1,15 до 1,3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{\text{НБ расч}}$ – относительный расчётный максимальный ток небаланса, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, проходящему через трансформатора.

$$I_{\text{НБ расч}} = |I'_{\text{НБ расч}}| + |I''_{\text{НБ расч}}| + |I'''_{\text{НБ расч}}| \quad (5-2)$$

где $I'_{\text{НБ расч}}$ – составляющая, обусловленная погрешностью ТТ;

$I''_{\text{НБ расч}}$ – составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора;

¹⁾ Диапазон принят с учётом подавления апериодической составляющей тока при цифровой обработке сигналов в блоке БМРЗ.

$I'''_{НБ\ расч}$ - составляющая, обусловленная неточностью выравнивания токов плеч.

Составляющие относительного расчетного тока небаланса $I'_{НБ\ расч}$, $I''_{НБ\ расч}$ и $I'''_{НБ\ расч}$ вычисляются по формулам (5-3)-(5-5)

$$I'_{НБ\ расч} = k_{ПЕР} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} \cdot \frac{I_{К\ МАКС}}{I_{НОМ\ ТР}^{ВН}}, \quad (5-3)$$

$$I''_{НБ\ расч} = (U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2}) \cdot \frac{I_{К\ МАКС}}{I_{НОМ\ ТР}^{ВН}}, \quad (5-4)$$

$$I'''_{НБ\ расч} = \gamma \cdot \frac{I_{К\ МАКС}}{I_{НОМ\ ТР}^{ВН}}. \quad (5-5)$$

где $k_{ПЕР} = 2,5$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$k_a = 1$ - коэффициент однотипности ТТ;

$I_{К\ МАКС}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ (как правило, трехфазного металлического КЗ), протекающего через ТТ (в начальный момент времени КЗ), приведенная к стороне ВН, А;

$\varepsilon_{МАКС}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К\ МАКС}$ (см. п. 4.2);

$I_{НОМ\ ТР}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А;

$U_{РЕГ1}$, $U_{РЕГ2}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора;

$k_{ТОК1}$, $k_{ТОК2}$ - коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ;

$\gamma = 0,05$ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования ($U_{РЕГ1(2)} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, где n - количество ступеней регулирования, ΔU - шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{РЕГ1(2)} = 0,05$.

Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК1} = k_{ТОК2} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

Формула (5-4) составлена применительно к трехобмоточному трансформатору (автотрансформатору).

Для двухобмоточного трансформатора в правой части формулы (5-4) слагаемое $U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2}$ не учитывают, а слагаемое $k_{ТОК1}$ принимают равным 1 (см. пример расчёта уставок в п. 7.1).

5.1.5 Согласно [2] проверку чувствительности ДТО не производят.

6 Дифференциальная токовая защита с торможением

6.1 Общие принципы выбора уставок ДЗТ

6.1.1 Для уменьшения составляющей тока небаланса $I''_{НБ\ расч}$, вызванной регулированием напряжения, и повышения коэффициента чувствительности ДЗТ выпускают исполнения блоков БМРЗ, в которых обеспечивается учёт текущего положения устройства регулирования напряжения.

6.1.2 В таких исполнениях блоков БМРЗ предусмотрено два набора уставок ДЗТ: "грубые" и "чувствительные".

6.1.3 Расчёт "грубых" уставок производят для среднего положения регулятора напряжения, учитывая максимально возможное значение относительного тока небаланса, при отклонении регулятора напряжения на половину диапазона регулирования.

В большинстве случаев, в процессе эксплуатации трансформатора используют не весь диапазон регулирования (положение регулятора редко находится в положении, соответствующем максимальному значению $I''_{НБ\ расч}$), что приводит к использованию завышенных уставок ДЗТ.

В некоторых случаях, при включении реактора на стороне НН в зону защиты это может привести к невыполнению требований ПУЭ [1], установленных для коэффициента чувствительности защиты к металлическим КЗ за реактором.

6.1.4 Увеличение коэффициента чувствительности ДЗТ можно добиться путем снижения составляющей относительного тока небаланса $I''_{НБ\ расч}$ при автоматическом учёте текущего положения устройства регулирования напряжения, выполняемого алгоритмом ДЗТ БМРЗ.

6.1.5 Расчёт "чувствительных" уставок защиты, использующей информацию о текущем положении РПН, производят для значения $I''_{НБ\ расч}$, вызванного отклонением регулятора напряжения от текущего положения на три ступени, но не менее чем на 5 % от номинального напряжения.

6.1.6 Переключение между группами "грубых" и "чувствительных" уставок происходит в блоках БМРЗ автоматически. Условия переключения приведены в руководстве по эксплуатации на конкретное исполнение блока.

6.1.7 При превышении значением относительного дифференциального тока I_d уставки $I_{НБ}$ в течение времени, задаваемого уставкой $T_{НБ}$, блок БМРЗ формирует сигнал "Небаланс".

Уставку по времени $T_{НБ}$ задают исходя из условия отстройки от максимального времени действия резервных защит трансформатора.

6.1.8 При наличии ТСН в зоне действия защиты расчёт уставок необходимо выполнять учитывая следующее:

- уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$ отстраивают от дифференциального тока в защите, вызванного КЗ за ТСН;
- уставку сигнализации небаланса $I_{НБ}$ отстраивают от максимального рабочего тока ТСН.

6.2 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

6.2.1 Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$ выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса в нагрузочном режиме по аналогии с п. 5.1.3.

6.2.2 Для блоков БМРЗ, учитывающих текущее положение РПН, расчет выполняют дважды, сначала для группы "грубых" уставок, а затем для группы "чувствительных" уставок.

Если регулирование напряжения не применяется, "чувствительные" уставки следует принимать равными "грубым".

6.2.3 Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$ вычисляют по формуле (6-1)

$$I_{ДЗТ\ нач} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ расч}, \quad (6-1)$$

где $K_{ОТС}$ = от 1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

6.2.4 Значение тока $I_{НБ\ расч}$ для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов находят по формуле (6-2), а для двухобмоточных трансформаторов и трансформатора с расщепленной обмоткой по формуле (6-3) учитывая, что характеристика торможения имеет первый излом при значении тока торможения $0,5 I_{НОМ\ ТР}$

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma), \quad (6-2)$$

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma), \quad (6-3)$$

где $k_{ПЕР} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме);

$k_a = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 I_{НОМ\ ТР}$ (см. п. 4.2);

$U_{РЕГ1}, U_{РЕГ2}$ – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора;

$k_{ТОК1}, k_{ТОК2}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ;

$\gamma = 0,05$ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования ($U_{РЕГ1(2)} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, где n – количество ступеней регулирования, ΔU – шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{PEF1(2)} = 3 \cdot \Delta U / 100$ (ΔU - шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{PEF1(2)} = 0,05$.

В целях упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК 1} = k_{ТОК 2} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

6.2.5 Если значение $I_{ДЗТ нач}$, полученное в ходе расчёта, меньше минимально возможного для ввода в блок значения (согласно руководства по эксплуатации на конкретное исполнение блока БМРЗ), то в качестве значения уставки и для дальнейших расчётов в качестве $I_{ДЗТ нач}$ следует принять минимально возможное для ввода в блок значение.

6.2.6 Значение $I_{ДЗТ нач}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3.

По данным [4] ДЗТ с уставкой $I_{ДЗТ нач}$ от 0,3 до 0,5 обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

6.3 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

6.3.1 Коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ второго участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки тока срабатывания защиты от расчетного тока небаланса при токе торможения, соответствующем концу второго участка.

Второй участок характеристики торможения соответствует токам торможения от 0,5 до 1,5 $I_{НОМ ТР}$ (рисунок 3.2).

Для блоков БМРЗ, учитывающих текущее положение РПН, расчет выполняют дважды, сначала для группы "грубых" уставок, а затем для группы "чувствительных" уставок.

Если регулирование напряжения не применяется, "чувствительные" уставки следует принимать равными "грубым".

6.3.2 Коэффициент торможения $K_{ТОРМ 2}$ рассчитывают по формуле (6-4)

$$K_{ТОРМ 2} = \frac{I_{ДЗТ 2} - I_{ДЗТ нач}}{1,5 - 0,5} = I_{ДЗТ 2} - I_{ДЗТ нач} \quad (6-4)$$

где $I_{ДЗТ 2}$ – ток срабатывание ДЗТ при токе торможения 1,5 $I_{НОМ ТР}$;

$I_{ДЗТ нач}$ - уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

6.3.3 Ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ 2}$ рассчитывают по формуле (6-5)

$$I_{ДЗТ 2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ расч 2} \quad (6-5)$$

где $K_{ОТС}$ = от 1,15 до 1,3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

$I_{НБ расч 2}$ - расчетное относительное значение тока небаланса, соответствующее току торможения 1,5 $I_{НОМ ТР}$.

6.3.4 Значение тока $I_{НБ\ расч\ 2}$ для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов находят по формуле (6-6), а для двухобмоточных трансформаторов и трансформатора с расщепленной обмоткой по формуле (6-7) учитывая, что характеристика торможения имеет второй излом при значении тока торможения $1,5 I_{НОМ\ ТР}$.

$$I_{НБ\ расч\ 2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК\ 1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК\ 2} + \gamma). \quad (6-6)$$

$$I_{НБ\ расч\ 2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ} + \gamma). \quad (6-7)$$

Где $k_{ПЕР} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$\varepsilon_{1,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5 I_{НОМ\ ТР}$ (см. п. 4.2);

$U_{РЕГ1}, U_{РЕГ2}$ – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора;

$k_{ТОК\ 1}, k_{ТОК\ 2}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ;

$\gamma = 0,05$ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования ($U_{РЕГ1(2)} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, где n – количество ступеней регулирования, ΔU – шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{РЕГ1(2)} = 3 \cdot \Delta U / 100$ (ΔU – шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{РЕГ1(2)} = 0,05$.

В целях упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК\ 1} = k_{ТОК\ 2} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

6.3.5 Если значение $K_{ТОРМ\ 2}$, полученное в ходе расчёта, меньше минимально возможного для ввода в блок значения (согласно руководству по эксплуатации на конкретное исполнение блока БМРЗ), то в качестве значения уставки и для дальнейших расчётов в качестве $K_{ТОРМ\ 2}$ следует принять минимально возможное для ввода в блок значение.

6.4 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

6.4.1 Коэффициент торможения $K_{ТОРМ\ 3}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки тока срабатывания защиты от расчетного тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ.

Для блоков БМРЗ, учитывающих текущее положение РПН, расчет выполняют дважды, сначала для группы "грубых" уставок, а затем для группы "чувствительных" уставок.

Если регулирование напряжения не применяется, "чувствительные" уставки следует принимать равными "грубым".

6.4.2 Коэффициент торможения $K_{ТОРМ 3}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ рассчитывают по формуле (6-8)

$$K_{ТОРМ 3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ 2}}{I_{К торм} - I_{ТОРМ 2}}, \quad (6-8)$$

где $I_{ДТО}$ – уставка срабатывания ДТО, выбранная по п. 5.1.3;

$I_{ДЗТ 2}$ – ток срабатывание ДЗТ при токе торможения $1,5 I_{НОМ ТР}$;

$I_{К торм}$ – ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ;

$I_{ТОРМ 2} = 1,5$ – ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения.

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо $I_{ДТО}$ следует использовать значение $I_{ДТО ч}$.

Значение $I_{ДТО ч}$ следует рассчитывать аналогично значению $I_{ДТО}$, заменив в формуле (5-4) $U_{РЕГ1}, U_{РЕГ2}$ на значения равные $3 \cdot \Delta U / 100$ ($\Delta U_{\%}$ – шаг регулирования напряжения в процентах), но не менее 0,05.

6.4.3 Ток торможения $I_{К торм}$, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, вычисляют по формуле (6-9)

$$I_{К торм} = \left(1 - \frac{k_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К МАКС}}{I_{НОМ ТР}^{ВН}}, \quad (6-9)$$

где $k_{ПЕР} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$I_{К МАКС}$ – периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ (как правило, трехфазного металлического КЗ), протекающего через ТТ (в начальный момент времени КЗ), приведенная к стороне ВН, А;

$\varepsilon_{МАКС}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К МАКС}$ (см. п. 4.2);

$I_{НОМ ТР}^{ВН}$ – номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора (автотрансформатора).

6.5 Проверка чувствительности ДЗТ

6.5.1 Согласно руководящим указаниям [2], чувствительность ДЗТ следует определять при металлическом КЗ на выводах защищаемого трансформатора, при его работе на расчётном ответвлении.

Расчётными режимами работы подстанции и питающих систем являются реальные режимы, обуславливающие минимальный ток при расчётном виде КЗ.

6.5.2 Согласно ПУЭ [1] коэффициент чувствительности защиты должен быть около 2.

Если обеспечение этого или близкого значения коэффициента чувствительности связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно, допустимо снижение коэффициента чувствительности дифференциальной защиты до значения около 1,5 в следующих случаях:

- при КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора мощностью менее 80 МВА;

- в режиме включения трансформатора под напряжение, а также для кратковременных режимов его работы (например, при отключении одной из питающих сторон);

- в режиме КЗ за реактором, установленным на стороне низшего напряжения и входящим в зону дифференциальной защиты.

Чувствительность дифференциальной защиты трансформатора при КЗ за реактором допустимо не обеспечивать при наличии других защит, охватывающих реактор и удовлетворяющих требованиям чувствительности.

6.5.3 Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ определяют по формуле (6-10)

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К МИН}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{МИН}})}{I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ДЗТ нач}}}, \quad (6-10)$$

где $I_{\text{К МИН}}$ – минимальное значение периодической составляющей тока КЗ в защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН, А;

$\varepsilon_{\text{МИН}}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{\text{К МИН}}$ (см. п. 4.2);

$I_{\text{ДЗТ нач}}$ – уставка начального тока срабатывания ДЗТ;

$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}}$ – номинальный первичный ток стороны ВН, А.

6.5.4 В руководящих указаниях [2] отмечено, что, как правило, при уставке $I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3$ коэффициент чувствительности ДЗТ удовлетворяет требованиям п. 6.5.2 с большим запасом.

Поэтому необходимость в его расчёте возникает лишь в особых случаях, характеризующихся весьма малыми токами КЗ в защищаемой зоне.

Расчёт коэффициента чувствительности следует проводить всегда, если значение $\varepsilon_{\text{МИН}}$ превышает 0,1.

6.6 Выбор уставки сигнализации небаланса

6.6.1 Уставку сигнализации небаланса $I_{\text{НБ}}$ выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса в нагрузочном режиме по формуле (6-11)

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ расч}}, \quad (6-11)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ = от 1,1 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас;

$I_{НБ\ расч}$ - относительный расчетный ток небаланса при токе торможения, соответствующем максимальному рабочему току трансформатора.

Значение уставки $I_{НБ}$ рекомендуется уточнить после ввода трансформатора в эксплуатацию на основании данных о фактическом токе небаланса в нагрузочном режиме.

6.6.2 Относительный расчётный ток небаланса $I_{НБ\ расч}$ следует рассчитывать в соответствии с п. 6.2.4 с учётом следующих изменений:

- значение 0,5 в формулах (6-2) и (6-3) следует заменить на относительное значение максимального рабочего тока трансформатора;
- значение $\varepsilon_{0,5}$ следует заменить на $\varepsilon_{раб\ макс}$ (см. п. 4.2).

6.6.3 Уставку по времени $T_{НБ}$ следует отстроить от максимального времени действия резервных защит трансформатора по формуле (6-12)

$$T_{НБ} = K_{ОТС} \cdot T_{РЕЗ\ макс} \quad (6-12)$$

где $K_{ОТС}$ = от 1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас;

$T_{РЕЗ\ макс}$ - максимальная уставка по времени действия резервных защит трансформатора.

6.7 Выбор уставок ДЗТ при наличии ТСН в зоне защиты

6.7.1 Выбор уставок ДЗТ и проверку чувствительности защиты при наличии в зоне защиты ТСН следует проводить аналогично описанному в п 6.1-6.6 с учётом особенностей приведённых ниже.

6.7.2 Для обеспечения селективности действия защиты уставку начального тока срабатывания ДЗТ, рассчитанную по формуле (6-3), дополнительно необходимо отстроить от дифференциального тока в защите, вызванного КЗ за ТСН по формуле (6-13)

$$I_{ДЗТ\ нач} = K_{ОТС} \cdot \frac{I_{К\ ТСН\ МАКС}^{ВН}}{I_{НОМ\ ТР}^{ВН}}, \quad (6-13)$$

где $K_{ОТС}$ = 1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас;

$I_{К\ ТСН\ МАКС}^{ВН}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ за ТСН (как правило, трехфазного металлического КЗ), приведенная к стороне ВН, А;

$I_{НОМ\ ТР}^{ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А.

6.7.3 В ходе расчёта уставки сигнализации небаланса дополнительно следует учитывать максимальный рабочий ток ТСН, увеличивающий значение тока небаланса в нагрузочном режиме.

Уставку сигнализации небаланса $I_{НБ}$, в случае наличия ТСН в зоне защиты, следует выбирать по формуле (6-14)

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot (I_{НБ\ расч} + I_{ТСН\ раб}), \quad (6-14)$$

где $K_{ОТС}$ = от 1,1 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас;

$I_{НБ\ расч}$ - относительный расчетный ток небаланса в соответствии с п. 6.6.2;

$I_{ТСН\ раб}$ - относительное значение максимального рабочего тока ТСН, приведенное к стороне ВН.

6.8 Выбор уставок блокирования ДЗТ при возникновении БТН

6.8.1 Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ рекомендуются устанавливать 0,15 (см. п. 3.13). В процессе эксплуатации значение уставки $K_{ИПБ}$ может быть уточнено.

6.8.2 Функцию перекрёстного блокирования ДЗТ рекомендуется использовать для трансформаторов, группа соединения обмоток которых отличается от 0 или 6.

Перекрёстное блокирование может привести к замедлению действия защиты в случае наложения режима КЗ на режим, сопровождающийся возникновением БТН [4].

Поэтому решение об использовании функции перекрёстного блокирования принимают индивидуально, для каждого рассматриваемого случая.

Функцию перекрёстного блокирования использовать не рекомендуется, если возможен оперативный анализ причин отключения трансформатора.

В этом случае, если анализ покажет, что причиной отключения явилось недостаточное для блокирования ДЗТ значение ИПБ в одном из "контуров" защиты в режиме БТН, возможно выполнить повторное включение трансформатора под напряжение.

В противном случае, функция перекрёстного блокирования ДЗТ может быть использована.

6.8.3 Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ИПБ}$ для трансформаторов малой и средней мощности рекомендуется принимать равной 1 с, для трансформаторов большой мощности – 2 с.

Значение уставки $T_{ИПБ}$ рекомендуется уточнить по опыту эксплуатации.

6.9. Требования к оформлению результатов расчёта

6.9.1 В целях минимизации количества возможных ошибок в процессе наладки оборудования, а также для упрощения процесса наладки, по окончании расчёта уставок следует заполнить бланк задания уставок.

6.9.2 Бланк задания уставок содержит в себе перечень всех уставок и программных ключей конкретного исполнения БМРЗ и может быть получен с сайта предприятия (www.mtrele.ru).

6.9.3 Для определения положений программных ключей блока БМРЗ, заносимых в бланк, необходимо руководствоваться схемными решениями, отраженными в проектной документации.

7 Примеры расчёта уставок

7.1 Двухобмоточный трансформатор

7.1.1 Исходные данные

Характеристики трансформатора:

- тип - ТДН-16000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / \Delta - 11$;
- $S_{НОМ ТР} = 16$ - номинальная мощность, МВА;
- $U_{НОМ ТР}^{ВН} = 115$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ;
- $U_{НОМ ТР}^{НН} = 6,6$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ;
- $u_{к МИН} = 9,8^{1)}$ - 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), %.

Система регулирования напряжения:

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

Параметры питающей системы:

- $X_{С МИН} = 21$ - сопротивление системы в минимальном режиме, Ом;
- $X_{С МАКС} = 18,5$ - сопротивление системы в максимальном режиме, Ом;
- $U_{СР НОМ}^{ВН} = 115$ - среднее номинальное напряжение системы, кВ.

Параметры системы стороны НН:

- $U_{СР НОМ}^{НН} = 6,3$ - среднее номинальное напряжение стороны НН, кВ.

Параметры ТТ:

- $K_{ТТ}^{ВН} = 30$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;
- $K_{ТТ}^{НН} = 400$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

Устройство защиты:

БМРЗ-ТД-12-20-21.

¹⁾ Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с ГОСТ [6], [7] или [8], значения указаны в соответствующем ГОСТ. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

7.1.2 Расчёт сопротивления трансформатора

7.1.2.1 Сопротивление трансформатора рассчитаем для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-1)

$$U_{МИН}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ.} \quad (7-1)$$

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-2)

$$U_{МАКС}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ.} \quad (7-2)$$

Рассчитанное значение $U_{МАКС}^{ВН}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети (см. таблицу В-1 [9]).

В качестве $U_{МАКС}^{ВН}$ принимаем значение 126 кВ в соответствии с [9].

7.1.2.2 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-3)

$$X_{Т\ МИН} = \frac{u_{к\ МИН}}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \frac{9,8}{100} \cdot \frac{96,6^2}{16} = 57,1 \text{ Ом.} \quad (7-3)$$

7.1.2.3 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-4)

$$X_{Т\ МАКС} = \frac{u_{к\ МАКС}}{100} \cdot \frac{U_{МАКС}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \frac{11,7}{100} \cdot \frac{126^2}{16} = 116,1 \text{ Ом.} \quad (7-4)$$

7.1.3 Выбор ПТН блоков БМРЗ

7.1.3.1 Для выбора ПТН блоков БМРЗ произведем расчёт токов КЗ на сторонах ВН (точка К1 на рисунке 7.1) и НН (точка К2 на рисунке 7.1) трансформатора.

7.1.3.2 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне ВН рассчитаем по формуле (7-5)

$$I_{К\ МАКС}^{ВН} = \frac{U_{СР\ НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{С\ МАКС}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 18,5} = 3589 \text{ А.} \quad (7-5)$$

7.1.3.3 Воспользовавшись формулой (4-1), произведем расчёт $i_{МАКС\ ПТН}^{ВН}$ для стороны ВН

$$i_{МАКС\ ПТН}^{ВН} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{К\ МАКС}^{ВН}}{K_{ТТ}^{ВН}} = 2 \cdot \frac{3589}{30} = 240 \text{ А.} \quad (7-6)$$

В соответствии с [10] выбираем ПТН с $i_{МАКС\ ПТН}^{ВН} = 250 \text{ А}$ и $I_{НОМ\ ПТН}^{ВН} = 2,5 \text{ А}$.

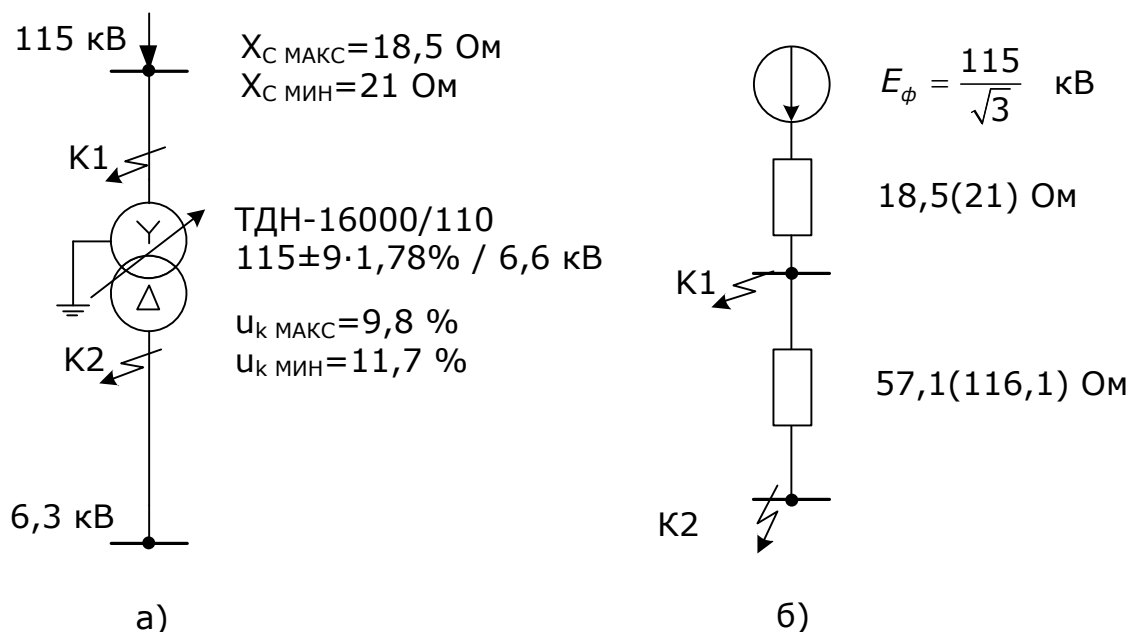


Рисунок 7.1 – Схемы – расчётная (а) и замещения (б)

7.1.3.4 Для проверки выбранного ПТН по п.4.4 рассчитаем по формуле (3-2) номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}}} = \frac{16000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 80,3 \text{ А.} \quad (7-7)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-2)

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{80,3}{30} = 16,08. \quad (7-8)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.1.3.5 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне НН рассчитаем по формуле (7-9)

$$I_{K \text{ МАКС}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{СР НОМ}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C \text{ МАКС}} + X_{T \text{ МИН}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (18,5 + 57,1)} = 878 \text{ А.} \quad (7-9)$$

Приведем полученное значение к напряжению стороны НН трансформатора по формуле (7-10)

$$I_{K \text{ МАКС ПРИВ}}^{\text{НН}} = I_{K \text{ МАКС}}^{\text{НН}} \cdot \frac{U_{\text{МИН}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{СР НОМ}}^{\text{НН}}} = 878 \cdot \frac{96,6}{6,3} = 13459 \text{ А.} \quad (7-10)$$

7.1.3.6 Воспользовавшись формулой (4-1), произведем расчёт $i_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}}$ для стороны НН

$$i_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС ПРИВ}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}} = 2 \cdot \frac{13459}{400} = 67 \text{ А.} \quad (7-11)$$

В соответствии с [10] выбираем ПТН с $I_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}} = 130 \text{ А}$ и $I_{\text{НОМ ПТН}}^{\text{НН}} = 1,0 \text{ А}$.

7.1.3.7 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 рассчитаем по формуле (3-2) номинальный первичный ток стороны НН трансформатора

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}}} = \frac{16000000}{\sqrt{3} \cdot 6600} = 1400 \text{ А.} \quad (7-12)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-3)

$$1,0 \leq 3 \cdot \frac{1400}{400} = 10,5. \quad (7-13)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.1.4 Выбор уставки срабатывания ДТО

7.1.4.1 Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания примем равной 4 (в соответствии с п. 5.1.2).

7.1.4.2 По формулам (5-2) – (5-5) определим относительный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}}$)

$$I_{\text{НБ расч}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{878}{80,3} = 5,03. \quad (7-14)$$

Здесь и далее в расчёте принимаем значения полных относительных погрешностей ТТ во всех режимах работы трансформатора равными 0,1 (реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную).

7.1.4.3 Воспользовавшись формулой (5-1), рассчитаем уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 5,03 = 6,04. \quad (7-15)$$

7.1.4.4 В качестве уставки срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ примем большее из двух полученных по п. 7.1.4.1 и 7.1.4.3 значение. $I_{\text{ДТО}} = 6,04$.

7.1.5 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$

7.1.5.1 Относительный расчётный ток небаланса, используемый при расчете $I_{\text{ДЗТ нач}}$, рассчитываем, воспользовавшись формулой (6-3)

$$I_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,155. \quad (7-16)$$

7.1.5.2 Воспользовавшись формулой (6-1), рассчитаем уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$

$$I_{ДЗТ\ нач} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24. \quad (7-17)$$

7.1.5.3 В соответствии с п. 6.2.6 принимаем значение уставки $I_{ДЗТ\ нач}$ равным 0,3.

7.1.6 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ\ 2}$

7.1.6.1 Воспользовавшись формулами (6-5) и (6-7), определим ток срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ 2}$ при токе торможения $1,5 I_{НОМ\ ТР}$

$$I_{ДЗТ\ 2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,74. \quad (7-18)$$

7.1.6.2 Воспользовавшись формулой (6-4), рассчитаем уставку $K_{ТОРМ\ 2}$

$$K_{ТОРМ\ 2} = 0,74 - 0,3 = 0,44. \quad (7-19)$$

7.1.7 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ\ 3}$

7.1.7.1 Воспользовавшись формулой (6-9), рассчитаем значение тока торможения, соответствующее максимальному току внешнего КЗ ($I_{К\ МАКС}^{HH}$)

$$I_{К\ ТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{878}{80,3} = 9,6. \quad (7-20)$$

7.1.7.2 Воспользовавшись формулой (6-8), найдем уставку $K_{ТОРМ\ 3}$

$$K_{ТОРМ\ 3} = \frac{6,04 - 0,74}{9,6 - 1,5} = 0,66. \quad (7-21)$$

7.1.8 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач\ ч}$ группы "чувствительных" уставок

7.1.8.1 Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{ДЗТ\ нач\ ч}$, найдем, воспользовавшись формулой (6-3)

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,102. \quad (7-22)$$

7.1.8.2 Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач\ ч}$ рассчитаем по формуле (6-1)

$$I_{ДЗТ\ нач\ ч} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,16. \quad (7-23)$$

7.1.8.3 В соответствии с п. 6.2.6 принимаем значение уставки $I_{ДЗТ \text{ нач ч}}$ равным 0,3.

7.1.9 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 2 ч}$ "чувствительных" уставок

7.1.9.1 По формулам (6-5) и (6-7) определим ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ 2}$ при токе торможения $1,5 I_{НОМ ТР}$

$$I_{ДЗТ 2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,55. \quad (7-24)$$

7.1.9.2 Уставку $K_{ТОРМ 2 ч}$ находим по формуле (6-4)

$$K_{ТОРМ 2 ч} = 0,55 - 0,3 = 0,25. \quad (7-25)$$

7.1.10 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 3 ч}$ "чувствительных" уставок

7.1.10.1 По формулам (5-1) – (5-5) рассчитаем уставку $I_{ДТО ч}$ в соответствии с указаниями п. 6.4.2

$$I_{ДТО ч} = 1,2 \cdot \left(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) \cdot \frac{878}{80,3} = 4,64. \quad (7-26)$$

7.1.10.2 По формуле (6-8) рассчитаем уставку $K_{ТОРМ 3 ч}$

$$K_{ТОРМ 3 ч} = \frac{4,64 - 0,55}{9,6 - 1,5} = 0,51. \quad (7-27)$$

7.1.11 Проверка чувствительности ДЗТ

7.1.11.1 Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитаем минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 7.1) по формуле (7-28)

$$I_{К \text{ МИН}}^{\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{СР \text{ НОМ}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С \text{ МИН}} + X_{Т \text{ МАКС}})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (21 + 116,1)} = 420 \text{ А}. \quad (7-28)$$

7.1.11.2 По формуле (6-10) рассчитаем коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ

$$K_{ч} = \frac{I_{К \text{ МИН}}^{\text{НН}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{МИН}})}{I_{НОМ ТР}^{\text{ВН}} \cdot I_{ДЗТ \text{ нач ч}}} = \frac{420 \cdot (1 - 0,1)}{80,3 \cdot 0,3} = 15,7. \quad (7-29)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям п. 6.5.2.

7.1.12 Выбор уставки сигнализации небаланса

7.1.12.1 В качестве максимального рабочего тока примем значение номинального тока трансформатора.

По формуле (6-3) рассчитаем относительный расчётный ток небаланса

$$I_{НБ\ расч} = 1,0 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,31. \quad (7-30)$$

7.1.12.2 По формуле (6-11) рассчитаем уставку сигнализации небаланса

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34. \quad (7-31)$$

7.1.12.3 В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [10] уставка сигнализации небаланса $I_{НБ}$ должна быть задана коэффициентом $K_{НБ}$, равным отношению $I_{НБ}$ к уставке начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14. \quad (7-32)$$

7.1.13 Выбор уставок блокировки ДЗТ при возникновении БТН

7.1.13.1 Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с п. 6.8.1 примем 0,15.

7.1.13.2 Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с п. 6.8.3 примем равной 1 с.

7.1.14 Для удобства ввода в блок БМРЗ сведем уставки в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Уставки защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{ВН}$	2,5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{НН}$	1,0
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО}$	6,04
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{НБ}$	1,14
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2}$	0,44
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3}$	0,66
ИПБ, о.е.	$K_{ИПБ}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{ПБ}$	1
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач\ ч}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2\ ч}$	0,25
Коэффициент торможения третьего участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3\ ч}$	0,51

7.2 Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой НН

7.2.1 Исходные данные

Характеристики трансформатора:

- тип - ТРДН-40000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / \Delta / \Delta - 11 - 11$;

- $S_{НОМ ТР} = 40$ - номинальная мощность, МВА;

- $U_{НОМ ТР}^{ВН} = 115$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ;

- $U_{НОМ ТР}^{НН} = 6,3$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ;

- $U_{к\ ВН-НН1(НН2)\ МИН} = 18,84^{1)}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН1 (НН2), соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано), %;

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

Система регулирования напряжения:

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

Параметры питающей системы:

- $X_{С\ МИН} = 20$ - сопротивление системы в минимальном режиме, Ом;
- $X_{С\ МАКС} = 10$ - сопротивление системы в максимальном режиме, Ом;
- $U_{СР\ НОМ}^{ВН} = 115$ - среднее номинальное напряжение системы, кВ.

Параметры системы стороны НН:

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

Параметры ТТ:

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

Устройство защиты:

БМРЗ-ТД-12-20-21.

¹⁾ Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с ГОСТ [6], [7] или [8], значения указаны в соответствующем ГОСТ. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

7.2.2 Расчёт сопротивления трансформатора

7.2.2.1 Сопротивление трансформатора рассчитаем для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-33)

$$U_{МИН}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ.} \quad (7-33)$$

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-34)

$$U_{МАКС}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ.} \quad (7-34)$$

Вычисленное значение $U_{МАКС}^{ВН}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети (см. таблицу В-1 [9]).

В качестве $U_{МАКС}^{ВН}$ принимаем значение 126 кВ в соответствии с [9].

7.2.2.2 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-35)

$$X_{Т\ МИН} = \frac{u_{к\ МИН}}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \frac{18,84}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 43,9 \text{ Ом.} \quad (7-35)$$

7.2.2.3 Сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-36)

$$X_{Т\ МАКС} = \frac{u_{к\ МАКС}}{100} \cdot \frac{U_{МАКС}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \frac{20,12}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 79,9 \text{ Ом.} \quad (7-36)$$

7.2.3 Выбор ПТН блоков БМРЗ

7.2.3.1 Для выбора ПТН блоков БМРЗ произведем расчёт токов КЗ на сторонах ВН (точка К1 на рисунке 7.2) и НН (точка К2 на рисунке 7.2) трансформатора.

7.2.3.2 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне ВН рассчитаем по формуле (7-37)

$$I_{К\ МАКС}^{ВН} = \frac{U_{СР\ НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{С\ МАКС}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6640 \text{ А.} \quad (7-37)$$

7.2.3.3 Воспользовавшись формулой (4-1), произведем расчёт $i_{МАКС\ ПТН}^{ВН}$ для стороны ВН

$$i_{МАКС\ ПТН}^{ВН} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{К\ МАКС}^{ВН}}{K_{ТТ}^{ВН}} = 2 \cdot \frac{6640}{80} = 160 \text{ А.} \quad (7-38)$$

В соответствии с [10] выбираем ПТН с $i_{МАКС\ ПТН}^{ВН} = 250 \text{ А}$ и $I_{НОМ\ ПТН}^{ВН} = 2,5 \text{ А}$.

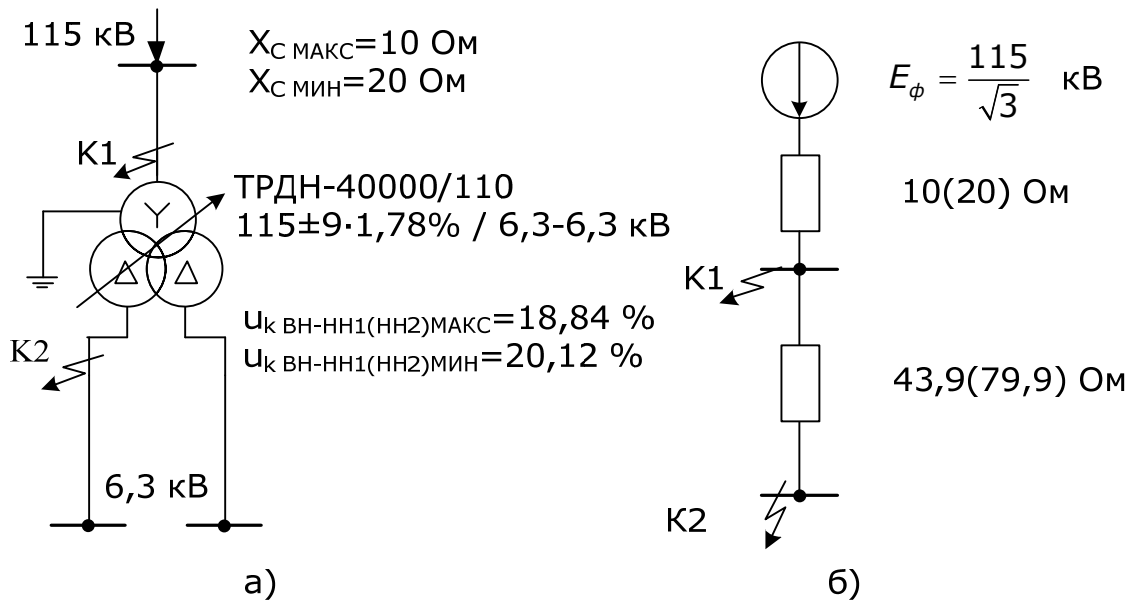


Рисунок 7.2 – Схемы – расчётная (а) и замещения (б)

7.2.3.4 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 найдём номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора по формуле (3-2)

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 200,8 \text{ А.} \quad (7-39)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-2)

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{200,8}{80} = 15,06. \quad (7-40)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.2.3.5 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне НН рассчитаем по формуле (7-41)

$$I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{СР НОМ}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С МАКС}} + X_{\text{Т МИН}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (10 + 43,9)} = 1232 \text{ А.} \quad (7-41)$$

Приведем полученное значение к напряжению стороны НН трансформатора по формуле (7-42)

$$I_{\text{К МАКС ПРИВ}}^{\text{НН}} = I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}} \cdot \frac{U_{\text{МИН}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{СР НОМ}}^{\text{НН}}} = 1232 \cdot \frac{96,6}{6,3} = 18891 \text{ А.} \quad (7-42)$$

7.2.3.6 Воспользовавшись формулой (4-1), произведем расчёт $i_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}}$ для стороны НН

$$i_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{\text{К МАКС ПРИВ}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}} = 2 \cdot \frac{18891}{400} = 95 \text{ А.} \quad (7-43)$$

В соответствии с [10] выбираем ПТН с $I_{\text{МАКС ПТН}}^{\text{НН}} = 130 \text{ А}$ и $I_{\text{НОМ ПТН}}^{\text{НН}} = 1 \text{ А}$.

7.2.3.7 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 рассчитаем номинальный первичный ток стороны НН трансформатора по формуле (3-2)

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 3666 \text{ А.} \quad (7-44)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-3)

$$1 \leq 3 \cdot \frac{3666}{400} = 27,5. \quad (7-45)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.2.4 Выбор уставки срабатывания ДТО

7.2.4.1 Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания примем 4 в соответствии с рекомендациями, изложенными в п. 5.1.2.

7.2.4.2 Воспользовавшись формулами (5-2) – (5-5), определим относительный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБ расч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}}$)

$$I_{\text{НБ расч}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1232}{200,8} = 2,83. \quad (7-46)$$

Здесь и далее в расчёте принимаем значения полных относительных погрешностей ТТ во всех режимах работы трансформатора равными 0,1 (реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную).

7.2.4.3 По формуле (5-1) рассчитаем уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot 2,83 = 3,4. \quad (7-47)$$

7.2.4.4 В качестве уставки срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ примем большее из двух полученных по п. 7.2.4.1 и 7.2.4.3 значение $I_{\text{ДТО}} = 4$.

7.2.5 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$

7.2.5.1 Относительный расчётный ток небаланса, используемый при расчете $I_{\text{ДЗТ нач}}$, рассчитаем по формуле (6-2)

$$I_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,155. \quad (7-48)$$

7.2.5.2 По формуле (6-3) рассчитаем уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

$$I_{ДЗТ\ нач} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24. \quad (7-49)$$

7.2.5.3 В соответствии с п. 6.2.6 принимаем уставку $I_{ДЗТ\ нач}$ равной 0,3.

7.2.6 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 2}$

7.2.6.1 По формулам (6-5) и (6-7) определим ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ 2}$ при токе торможения $1,5 I_{НОМ ТР}$

$$I_{ДЗТ 2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,74. \quad (7-50)$$

7.2.6.2 По формуле (6-4) рассчитаем значение уставки $K_{ТОРМ 2}$

$$K_{ТОРМ 2} = 0,74 - 0,3 = 0,44. \quad (7-51)$$

7.2.7 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 3}$

7.2.7.1 Рассчитаем значение тока торможения, соответствующее максимальному току внешнего КЗ ($I_{К\ МАКС}^{HH}$), по формуле (6-9)

$$I_{К\ ТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{1232}{200,8} = 5,4. \quad (7-52)$$

7.2.7.2 Уставку $K_{ТОРМ 3}$ находим по формуле (6-8)

$$K_{ТОРМ 3} = \frac{3,4 - 0,74}{5,4 - 1,5} = 0,69. \quad (7-53)$$

7.2.8 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач ч}$ группы "чувствительных" уставок

7.2.8.1 Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{ДЗТ\ нач ч}$, найдем по формуле (6-3)

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,102. \quad (7-54)$$

7.2.8.2 По формуле (6-1) найдем уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач ч}$

$$I_{ДЗТ \text{ нач ч}} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,16. \quad (7-55)$$

7.2.8.3 В соответствии с п. 6.2.6 принимаем уставку $I_{ДЗТ \text{ нач ч}}$ равной 0,3.

7.2.9 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 2 ч}$ "чувствительных" уставок

7.2.9.1 По формулам (6-5) и (6-7) определим ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ 2}$ при токе торможения $1,5 I_{НОМ ТР}$

$$I_{ДЗТ 2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,55. \quad (7-56)$$

7.2.9.2 Значение уставки $K_{ТОРМ 2 ч}$ найдем по формуле (6-4)

$$K_{ТОРМ 2 ч} = 0,55 - 0,3 = 0,25. \quad (7-57)$$

7.2.10 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ 3 ч}$ "чувствительных" уставок

7.2.10.1 В соответствии с указаниями п. 6.4.2 по формулам (5-1) – (5-5) находим уставку $I_{ДТО ч}$

$$I_{ДТО ч} = 1,2 \cdot \left(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) \cdot \frac{1232}{200,8} = 2,61. \quad (7-58)$$

7.2.10.2 По формуле (6-8) рассчитаем уставку $K_{ТОРМ 3 ч}$

$$K_{ТОРМ 3 ч} = \frac{2,61 - 0,55}{5,4 - 1,5} = 0,53. \quad (7-59)$$

7.2.11 Проверка чувствительности ДЗТ

7.2.11.1 Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитаем минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 7.2) по формуле (7-59)

$$I_{К \text{ МИН}}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{СР \text{ НОМ}}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С \text{ МИН}} + X_{Т \text{ МАКС}})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (20 + 79,9)} = 576 \text{ А}. \quad (7-60)$$

7.2.11.2 По формуле (6-10) рассчитаем коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ

$$K_{ч} = \frac{I_{К \text{ МИН}}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{МИН})}{I_{НОМ ТР}^{ВН} \cdot I_{ДЗТ \text{ нач ч}}} = \frac{576 \cdot (1 - 0,1)}{200,8 \cdot 0,3} = 8,6. \quad (7-61)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям п. 6.5.2.

7.2.12 Выбор уставки сигнализации небаланса

7.2.12.1 В качестве максимального рабочего тока примем значение номинального тока трансформатора.

По формуле (6-3) рассчитаем относительный расчётный ток небаланса

$$I_{НБ\ расч} = 1,0 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,31. \quad (7-62)$$

7.2.12.2 По формуле (6-11) рассчитаем уставку сигнализации небаланса

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34. \quad (7-63)$$

7.2.12.3 В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [10] уставка сигнализации небаланса $I_{НБ}$ должна быть задана коэффициентом $K_{НБ}$, равным отношению $I_{НБ}$ к уставке начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14. \quad (7-64)$$

7.2.13 Выбор уставок блокировки ДЗТ при возникновении БТН

7.2.13.1 Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с п. 6.8.1 примем 0,15.

7.2.13.2 Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с п. 6.8.3 примем равной 2 с.

7.2.14 Для удобства ввода в блок БМРЗ сведем уставки в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Уставки защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{ВН}$	2,5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{НН}$	1,0
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО}$	4,0
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{НБ}$	1,14
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2}$	0,44
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3}$	0,69
ИПБ, о.е.	$K_{ИПБ}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{ПБ}$	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач\ ч}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2\ ч}$	0,25
Коэффициент торможения третьего участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3\ ч}$	0,53

7.3 Трёхобмоточный трансформатор

7.3.1 Исходные данные

Характеристики трансформатора:

- тип - ТДТН-40000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / Y_0 / \Delta - 0 - 11$;
- $S_{НОМ ТР} = 40$ - номинальная мощность, МВА;
- $U_{НОМ ТР}^{ВН} = 115$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ;
- $U_{НОМ ТР}^{СН} = 38,5$ - номинальное напряжение стороны СН, кВ;
- $U_{НОМ ТР}^{НН} = 11$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ;
- $u_{к\ ВН-СН\ МИН} = 9,52^{1)}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано), %;
- $u_{к\ ВН-СН\ МАКС} = 11,56$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано), %;
- $u_{к\ ВН-НН\ МИН} = 17,04$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано), %;
- $u_{к\ ВН-НН\ МАКС} = 19,29$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано), %;
- $u_{к\ СН-НН} = 6,5$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками СН и НН, %.

Система регулирования напряжения на стороне ВН (РПН):

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

Система регулирования напряжения на стороне СН (ПБВ):

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

Параметры питающей системы:

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

¹⁾ Напряжение КЗ для каждой ступени регулирования указывают в паспорте на трансформатор. Для трансформаторов, выполненных в соответствии с ГОСТ [6], [7] или [8], значения указаны в соответствующем ГОСТ. В случае отсутствия таких данных, для расчетов следует принять напряжение КЗ, соответствующее среднему положению регулятора.

Параметры системы стороны СН:

- $U_{CP\ NOM}^{CH} = 37$ - среднее номинальное напряжение стороны НН, кВ.

Параметры системы стороны НН:

- $U_{CP\ NOM}^{HH} = 10,5$ - среднее номинальное напряжение стороны НН, кВ.

Параметры ТТ:

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

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

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

Устройство защиты:

БМРЗ-ТД-10-30-21.

Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции. Предусмотрено питание трансформаторов со стороны ВН и параллельная работа трансформаторов на сторонах ВН и СН. Схема электрической сети приведена на рисунке 7.3.

Пример расчёта уставок приведён для трансформатора Т-1 (рисунок 7.3). Расчёт уставок для трансформатора Т-2 производится аналогично.

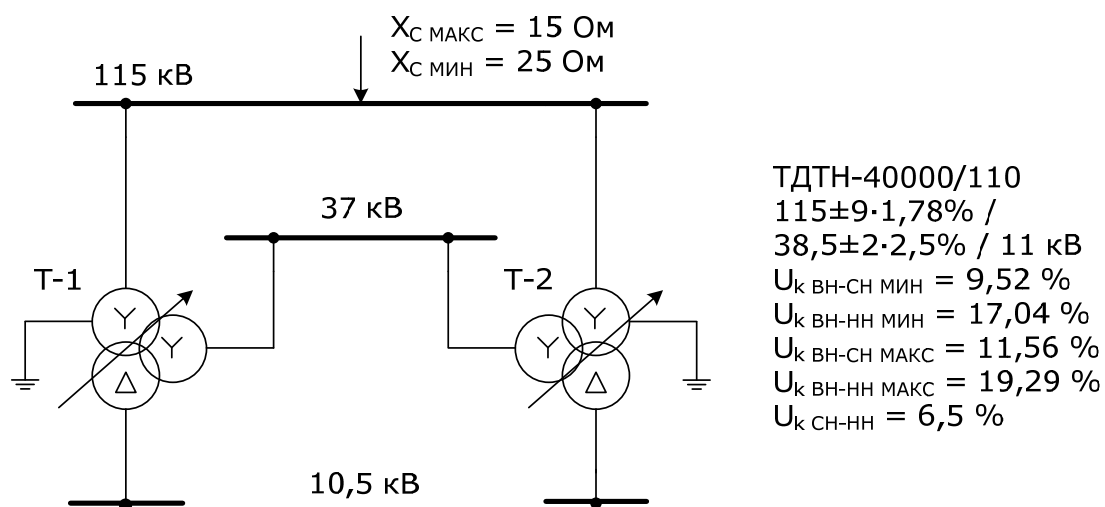


Рисунок 7.3 – Схема электрической сети

7.3.2 Расчёт сопротивления трансформатора

7.3.2.1 Сопротивление трансформатора рассчитаем для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-65)

$$U_{МИН}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,6 \text{ кВ.} \quad (7-65)$$

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-66)

$$U_{МАКС}^{ВН} = U_{СР\ НОМ}^{ВН} \cdot \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,4 \text{ кВ.} \quad (7-66)$$

Вычисленное значение $U_{МАКС}^{ВН}$ получилось больше максимально допустимого для данной сети (см. таблицу В-1 [9]).

В качестве $U_{МАКС}^{ВН}$ принимаем значение 126 кВ в соответствии с [9].

7.3.2.2 Сопротивление обмотки ВН трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-67)

$$\begin{aligned} X_{Т\ ВН\ МИН} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{к\ ВН-СН\ МИН} + u_{к\ ВН-НН\ МИН} - u_{к\ СН-НН\ МИН})}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(9,52 + 17,04 - 6,5)}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 23,4 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (7-67)$$

7.3.2.3 Сопротивление обмотки СН трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-68)

$$\begin{aligned} X_{Т\ СН\ МИН} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{к\ ВН-СН\ МИН} + u_{к\ СН-НН\ МИН} - u_{к\ ВН-НН\ МИН})}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(9,52 + 6,5 - 17,04)}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = -1,19 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (7-68)$$

Сопротивлением обмотки СН трансформатора пренебрегаем, $X_{Т\ СН\ МИН} = 0$.

7.3.2.4 Сопротивление обмотки НН трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-69)

$$\begin{aligned} X_{Т\ НН\ МИН} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{к\ ВН-НН\ МИН} + u_{к\ СН-НН\ МИН} - u_{к\ ВН-СН\ МИН})}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^{ВН\ 2}}{S_{НОМ\ ТР}} = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(17,04 + 6,5 - 9,52)}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 16,4 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (7-69)$$

7.3.2.5 Сопротивление обмотки ВН трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-70)

$$X_{T\text{ВН МАКС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{k\text{ВН-СН МАКС}} + u_{k\text{ВН-НН МАКС}} - u_{k\text{СН-НН МАКС}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{МАКС}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{НОМ ТР}}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{(11,56 + 19,29 - 6,5)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 48,3 \text{ Ом.} \quad (7-70)$$

7.3.2.6 Сопротивление обмотки СН трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-71)

$$X_{T\text{СН МАКС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{k\text{ВН-СН МАКС}} + u_{k\text{СН-НН МАКС}} - u_{k\text{ВН-НН МАКС}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{МАКС}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{НОМ ТР}}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{(11,56 + 6,5 - 19,29)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = -2,44 \text{ Ом.} \quad (7-71)$$

Сопротивлением обмотки СН трансформатора пренебрегаем, $X_{T\text{СН МАКС}} = 0$.

7.3.2.7 Сопротивление обмотки НН трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле (7-72)

$$X_{T\text{НН МАКС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{k\text{ВН-НН МАКС}} + u_{k\text{СН-НН МАКС}} - u_{k\text{ВН-СН МАКС}})}{100} \cdot \frac{U_{\text{МАКС}}^{\text{ВН}^2}}{S_{\text{НОМ ТР}}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{(19,29 + 6,5 - 11,56)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 28,2 \text{ Ом.} \quad (7-72)$$

7.3.3 Выбор ПТН блоков БМРЗ

7.3.3.1 Для выбора ПТН блоков БМРЗ произведем расчёт токов КЗ на сторонах ВН (точка К1 на рисунке 7.4), СН (точка К2 на рисунке 7.4) и НН (точка К3 на рисунке 7.4) трансформатора.

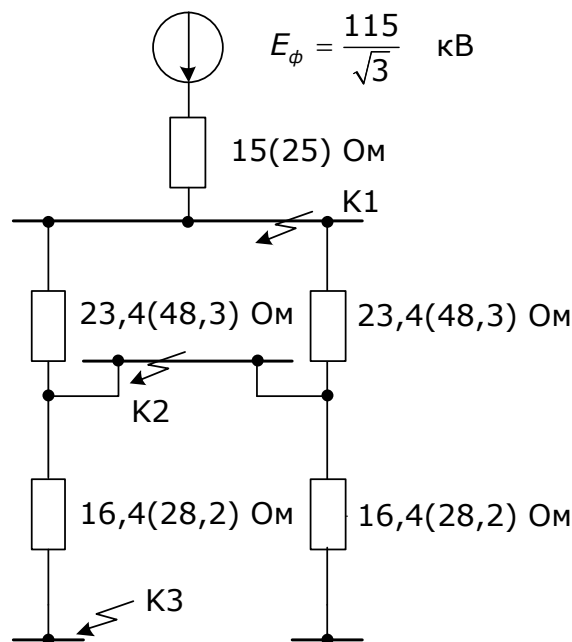


Рисунок 7.4 – Схема замещения

7.3.3.2 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне ВН рассчитаем по формуле (7-73)

$$I_{K \text{ МАКС}}^{ВН} = \frac{U_{CP \text{ НОМ}}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{C \text{ МАКС}}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4427 \text{ А.} \quad (7-73)$$

7.3.3.3 По формуле (4-1) найдём $i_{\text{МАКС ПТН}}^{ВН}$ для стороны ВН

$$i_{\text{МАКС ПТН}}^{ВН} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС}}^{ВН}}{K_{\text{ТТ}}^{ВН}} = 2 \cdot \frac{4427}{80} = 111 \text{ А.} \quad (7-74)$$

В соответствии с [11] выбираем ПТН с $i_{\text{МАКС ПТН}}^{ВН} = 130 \text{ А}$ и $I_{\text{НОМ ПТН}}^{ВН} = 1,0 \text{ А}$.

7.3.3.4 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 рассчитаем номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора по формуле (3-2)

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{ВН} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{ВН}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 200,8 \text{ А.} \quad (7-75)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-3)

$$1,0 \leq 3 \cdot \frac{200,8}{80} = 7,53. \quad (7-76)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.3.3.5 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне СН (выключатель стороны СН отключён) рассчитаем по формуле (7-77):

$$I_{K \text{ МАКС}}^{СН} = \frac{U_{CP \text{ НОМ}}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C \text{ МАКС}} + X_{T \text{ ВН МИН}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (15 + 23,4)} = 1729 \text{ А.} \quad (7-77)$$

Приведем полученное значение к напряжению стороны СН трансформатора по формуле (7-78)

$$I_{K \text{ МАКС ПРИВ}}^{СН} = I_{K \text{ МАКС}}^{СН} \cdot \frac{U_{\text{МИН}}^{ВН}}{U_{CP \text{ НОМ}}^{СН}} = 1729 \cdot \frac{96,6}{37} = 4514 \text{ А.} \quad (7-78)$$

7.3.3.6 По формуле (4-1) найдем $i_{\text{МАКС ПТН}}^{СН}$ для стороны СН

$$i_{\text{МАКС ПТН}}^{СН} \geq k_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС}}^{СН}}{K_{\text{ТТ}}^{СН}} = 2 \cdot \frac{4514}{300} = 30 \text{ А.} \quad (7-79)$$

В соответствии с [11] выбираем ПТН с $i_{\text{МАКС ПТН}}^{СН} = 65 \text{ А}$ и $I_{\text{НОМ ПТН}}^{СН} = 0,5 \text{ А}$.

7.3.3.7 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 рассчитаем номинальный первичный ток стороны СН трансформатора по формуле (3-2)

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{СН} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{СН}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 38500} = 600 \text{ А.} \quad (7-80)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-3)

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{600}{300} = 6. \quad (7-81)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.3.3.8 Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне НН (выключатель стороны СН включён) рассчитаем по формуле (7-82)

$$I_{K \text{ МАКС}}^{НН} = \frac{U_{СР \text{ НОМ}}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С \text{ МАКС}} + \frac{X_{Т \text{ ВН \text{ МИН}}}}{2} + X_{Т \text{ НН \text{ МИН}}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (15 + \frac{23,4}{2} + 16,4)} = 1541 \text{ А.} \quad (7-82)$$

Приведем полученное значение к напряжению стороны НН трансформатора по формуле (7-83)

$$I_{K \text{ МАКС \text{ ПРИВ}}}^{НН} = I_{K \text{ МАКС}}^{НН} \cdot \frac{U_{\text{МИН}}^{ВН}}{U_{СР \text{ НОМ}}^{НН}} = 1541 \cdot \frac{96,6}{10,5} = 14177 \text{ А.} \quad (7-83)$$

7.3.3.9 По формуле (4-1) рассчитаем $i_{\text{МАКС \text{ ПТН}}}^{НН}$ для стороны НН

$$i_{\text{МАКС \text{ ПТН}}}^{НН} \geq K_{\text{ПЕР}} \cdot \frac{I_{K \text{ МАКС \text{ ПРИВ}}}^{НН}}{K_{\text{ТТ}}^{НН}} = 2 \cdot \frac{14177}{600} = 47 \text{ А.} \quad (7-84)$$

В соответствии с [11] выбираем ПТН с $i_{\text{МАКС \text{ ПТН}}}^{НН} = 65 \text{ А}$ и $I_{\text{НОМ \text{ ПТН}}}^{НН} = 0,5 \text{ А}$.

7.3.3.10 Для проверки выбранного ПТН по п. 4.4 рассчитаем номинальный первичный ток стороны НН трансформатора по формуле (4-2)

$$I_{\text{НОМ \text{ ТР}}}^{НН} = \frac{S_{\text{НОМ \text{ ТР}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ \text{ ТР}}}^{НН}} = \frac{40000000}{\sqrt{3} \cdot 11000} = 2099 \text{ А.} \quad (7-85)$$

Подставим полученные значения в формулу (4-3)

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{2099}{600} = 10,5. \quad (7-86)$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

7.3.4 Выбор уставки срабатывания ДТО

7.3.4.1 Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания примем 4 (в соответствии с п. 5.1.2).

7.3.4.2 По формулам (5-2) – (5-5) определим относительный расчётный ток небаланса $I_{\text{НБ \text{ расч}}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{K \text{ МАКС}}^{СН}$)

$$I_{\text{НБ \text{ расч}}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1729}{200,8} = 4,4. \quad (7-87)$$

Здесь и далее в расчёте принимаем значения полных относительных погрешностей ТТ во всех режимах работы трансформатора равными 0,1 (реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную).

7.3.4.3 По формуле (5-1) рассчитаем уставку срабатывания ДТО $I_{ДТО}$ исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 4,4 = 5,28. \quad (7-88)$$

7.3.4.4 В качестве уставки срабатывания ДТО $I_{ДТО}$ примем большее из двух полученных по п. 7.3.4.1 и 7.3.4.3 значение. $I_{ДТО} = 5,28$.

7.3.5 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

7.3.5.1 Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{ДЗТ\ нач}$, рассчитываем по формуле (6-2)

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,18. \quad (7-89)$$

7.3.5.2 По формуле (6-3) рассчитаем уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

$$I_{ДЗТ\ нач} = 1,5 \cdot 0,18 = 0,27. \quad (7-90)$$

7.2.5.3 В соответствии с п. 6.2.6 принимаем уставку $I_{ДЗТ\ нач}$ равным 0,3.

7.3.6 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ\ 2}$

7.3.6.1 По формулам (6-5) и (6-7) определим ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ\ 2}$ при токе торможения $1,5 I_{НОМ\ ТР}$

$$I_{ДЗТ\ 2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,83. \quad (7-91)$$

7.3.6.2 По формуле (6-4) рассчитаем значение уставки $K_{ТОРМ\ 2}$

$$K_{ТОРМ\ 2} = 0,83 - 0,3 = 0,53. \quad (7-92)$$

7.3.7 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ\ 3}$

7.3.7.1 По формуле (6-9) рассчитаем ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ ($I_{К\ МАКС}^{CH}$)

$$I_{K \text{ ТОРМ}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1729}{200,8} = 7,5. \quad (7-93)$$

7.3.7.2 По формуле (6-8) рассчитаем уставку $K_{\text{ТОРМ 3}}$

$$K_{\text{ТОРМ 3}} = \frac{5,28 - 0,83}{7,5 - 1,5} = 0,75. \quad (7-94)$$

7.3.8 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$ группы "чувствительных" уставок

7.3.8.1 Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$, рассчитываем по формуле (6-3)

$$I_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 + 0,05\right) = 0,127. \quad (7-95)$$

7.3.8.2 По формуле (6-1) рассчитаем уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$

$$I_{\text{ДЗТ нач ч}} = 1,5 \cdot 0,127 = 0,19. \quad (7-96)$$

7.3.8.3 В соответствии с рекомендациями п. 6.2.6 принимаем значение уставки $I_{\text{ДЗТ нач ч}}$ равным 0,3.

7.3.9 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{\text{ТОРМ 2 ч}}$ группы "чувствительных" уставок

7.3.9.1 По формулам (6-5) и (6-7) определим ток срабатывание ДЗТ $I_{\text{ДЗТ 2}}$ при токе торможения $1,5 I_{\text{НОМ ТР}}$

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05 + 0,05\right) = 0,64. \quad (7-97)$$

7.3.9.2 По формуле (6-4) найдем значение уставки $K_{\text{ТОРМ 2 ч}}$

$$K_{\text{ТОРМ 2 ч}} = 0,64 - 0,3 = 0,34. \quad (7-98)$$

7.3.10 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{\text{ТОРМ 3 ч}}$ группы "чувствительных" уставок

7.3.10.1 По формулам (5-1) – (5-5) рассчитаем уставку $I_{\text{ДТО ч}}$ в соответствии с указаниями п. 6.4.2

$$I_{ДТО ч} = 1,2 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1729}{200,8} = 4,17. \quad (7-99)$$

7.3.10.2 Уставку $K_{ТОРМ 3 ч}$ найдем по формуле (6-8)

$$K_{ТОРМ 3 ч} = \frac{4,17 - 0,64}{7,5 - 1,5} = 0,59. \quad (7-100)$$

7.3.11 Проверка чувствительности ДЗТ

7.3.11.1 Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитаем минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ:

- на стороне СН (точка К2 на рисунке 7.4) при включённом выключателе стороны СН по формуле (7-101)

$$I_{К МИН}^{СН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{СР НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot (X_{С МИН} + \frac{X_{Т ВН МАКС}}{2})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot (25 + 48,3)} = 392 \text{ А}; \quad (7-101)$$

- на стороне НН (точка К3 на рисунке 7.4) при выключённом выключателе стороны СН по формуле (7-102)

$$I_{К МИН}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{СР НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С МИН} + X_{Т ВН МАКС} + X_{Т НН МАКС})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (25 + 48,3 + 28,2)} = 567 \text{ А}; \quad (7-102)$$

7.3.11.2 По формуле (6-10) найдём коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ для наименьшего из токов, полученных в п.7.3.11.1

$$K_{ч} = \frac{I_{К МИН}^{СН} \cdot (1 - \varepsilon_{МИН})}{I_{НОМ ТР}^{ВН} \cdot I_{ДЗТ нач}} = \frac{392 \cdot (1 - 0,1)}{200,8 \cdot 0,3} = 5,8. \quad (7-103)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям, изложенным в п. 6.5.2.

7.3.12 Выбор уставки сигнализации небаланса

7.3.12.1 В качестве максимального рабочего тока примем значение номинального тока трансформатора.

Воспользовавшись формулой (6-3), рассчитаем относительный расчётный ток небаланса, соответствующий максимальному рабочему току

$$I_{НБ расч} = 1,0 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19 - 1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + \frac{5 - 1}{2} \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,36. \quad (7-104)$$

7.3.12.2 По формуле (6-11) рассчитаем уставку сигнализации небаланса

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ расч} = 1,1 \cdot 0,36 = 0,4. \quad (7-105)$$

7.3.12.3 В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [11] уставка сигнализации небаланса $I_{НБ}$ должна быть задана коэффициентом $K_{НБ}$, равным отношению $I_{НБ}$ к уставке начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТ\ нач}$

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,4}{0,3} = 1,34. \quad (7-106)$$

7.3.13 Выбор уставок блокирования ДЗТ при возникновении БТН

7.3.13.1 Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с п. 6.8.1 примем 0,15.

7.3.13.2 Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с п. 6.8.3 примем равной 2 с.

7.3.14 Для удобства ввода в блок БМРЗ сведем уставки в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Уставки защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{ВН}$	1,0
Номинальный ток ПТН для стороны СН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{СН}$	0,5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{НОМ\ ПТН}^{НН}$	0,5
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО}$	5,28
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{НБ}$	1,34
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2}$	0,53
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3}$	0,75
ИПБ, о.е.	$K_{ИПБ}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{ПБ}$	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ\ нач\ ч}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 2\ ч}$	0,34
Коэффициент торможения третьего участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ\ 3\ ч}$	0,59

8 Анализ работы дифференциальной защиты трансформатора при помощи программы "FastView"

8.1 Программа "FastView" находится в свободном доступе на сайте предприятия www.mtrele.ru.

8.2 Анализ работы дифференциальной защиты трансформатора в программе "FastView" версии 4.2. включает в себя:

- проверку векторной диаграммы токов в нагрузочном режиме;
- расчёт дифференциального тока и тока торможения в режиме КЗ.

8.3 Анализ выполнен на примере трёхобмоточного трансформатора с следующими характеристиками:

- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / Y_0 / \Delta - 0 - 11$;
- $S_{НОМ ТР} = 25$ - номинальная мощность, МВА;
- $U_{НОМ ТР}^{ВН} = 115$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ;
- $U_{НОМ ТР}^{СН} = 38,5$ - номинальное напряжение стороны СН, кВ;
- $U_{НОМ ТР}^{НН} = 11$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ.

Параметры ТТ:

- $K_{ТТ}^{ВН} = 120$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;

- $K_{ТТ}^{СН} = 120$ - коэффициент трансформации ТТ стороны СН трансформатора;

- $K_{ТТ}^{НН} = 300$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

8.4 Проверка векторной диаграммы токов в нагрузочном режиме

8.4.1 Скачать осциллограмму нагрузочного режима из блока БМРЗ и открыть её в программе "FastView".

8.4.2 Для всех аналоговых каналов в осциллограмме установить параметры отображения "F" (мгновенные значения) и "Вторичные знач." в соответствии с рисунком 8.1.

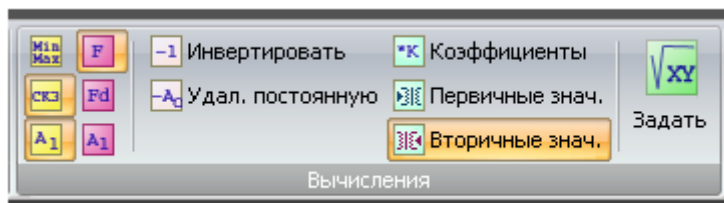


Рисунок 8.1 – Настройка аналоговых каналов

8.4.3 Открыть окно задания расчётных каналов, нажав кнопку "Задать" (рисунок 8.1).

8.4.4 В окне задания расчётных каналов добавить формулы для вычисления токов сторон "контуров".

8.4.4.1 Исключение токов нулевой последовательности и компенсацию поворота фазы для сторон трансформатора со схемой соединения "звезда" выполнить по правилу "ЦТ-11" (п. 3.12.3).

8.4.4.2 Для перевод токов сторон "контуров" в относительные значения вычислить номинальные вторичные токи сторон трансформатора по формулам (8-1) – (8-3)

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}} = \frac{25000000}{\sqrt{3} \cdot 115000 \cdot 120} = 1,046 \text{ А}, \quad (8-1)$$

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{СН}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{СН}}} = \frac{25000000}{\sqrt{3} \cdot 38500 \cdot 120} = 3,124 \text{ А}, \quad (8-2)$$

$$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}} = \frac{25000000}{\sqrt{3} \cdot 11000 \cdot 300} = 4,374 \text{ А}. \quad (8-3)$$

8.4.4.3 Добавить формулы для вычисления токов сторон "контуров" в окне задания расчётных каналов в соответствии с п. 8.4.4.1, 8.4.4.2 (рисунок 8.2).

Название канала	Формула
I1v	("Ia ВН" - "Ib ВН")/1.732/1.046
I2v	("Ib ВН" - "Ic ВН")/1.732/1.046
I3v	("Ic ВН" - "Ia ВН")/1.732/1.046
I1s	("Ia СН" - "Ib СН")/1.732/3.124
I2s	("Ib СН" - "Ic СН")/1.732/3.124
I3s	("Ic СН" - "Ia СН")/1.732/3.124
I1n	"Ia НН"/4.374
I2n	"Ib НН"/4.374
I3n	"Ic НН"/4.374

Рисунок 8.2 – Вычисление токов сторон контуров

При вводе формул следует учитывать регистр и язык в наименованиях каналов осциллограммы. Для исключения ошибок, связанных с наименованиями каналов, желательно добавлять их в расчётные формулы в следующем порядке:

- добавить в окне задания расчётных каналов любые стандартные функции из библиотеки программы;
- скопировать наименования каналов из стандартных функций;
- вставить скопированные названия при вводе формул.

8.4.5 Расчётные каналы токов сторон "контуров" добавить на векторную диаграмму. Для этого следует щелкнуть правой кнопкой мыши по векторной диаграмме.

Угол между векторами токов разных сторон одного "контура" должен быть около нуля или 180 градусов. Сумма векторов токов сторон одного "контура" должна быть близка к нулю, как показано на рисунке 8.3.

8.4.6 Если угол между векторами разных сторон одного "контура" значительно отличается от нуля или 180 градусов, фазировка цепей ТТ при подключении блока БМРЗ выполнена неправильно (рисунок 8.4).

Если векторы токов сторон одного "контура" неодинаковы по амплитуде, то коэффициенты трансформации ТТ или номинальные напряжения сторон трансформатора заданы неправильно (рисунок 8.4).

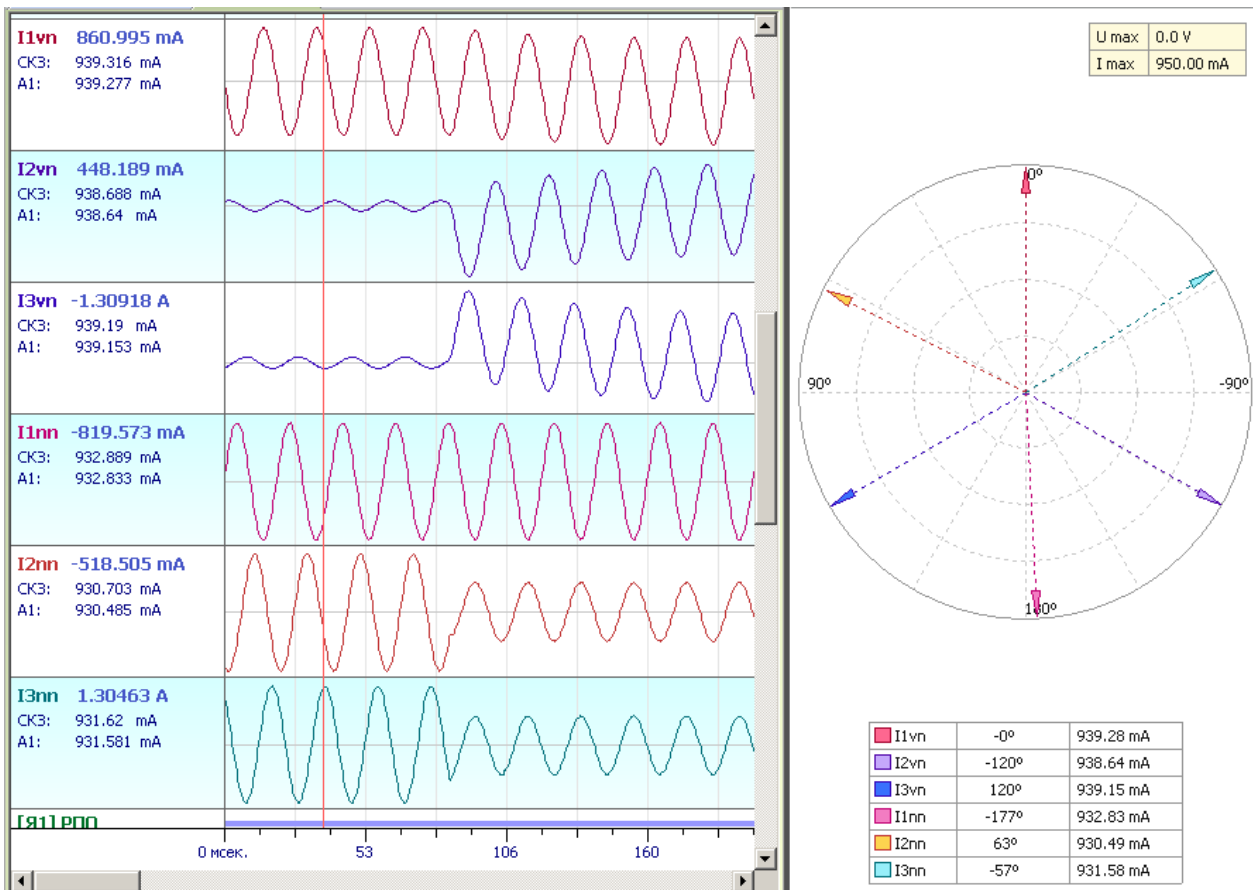


Рисунок 8.3 – Фазировка и выравнивание токов - правильно

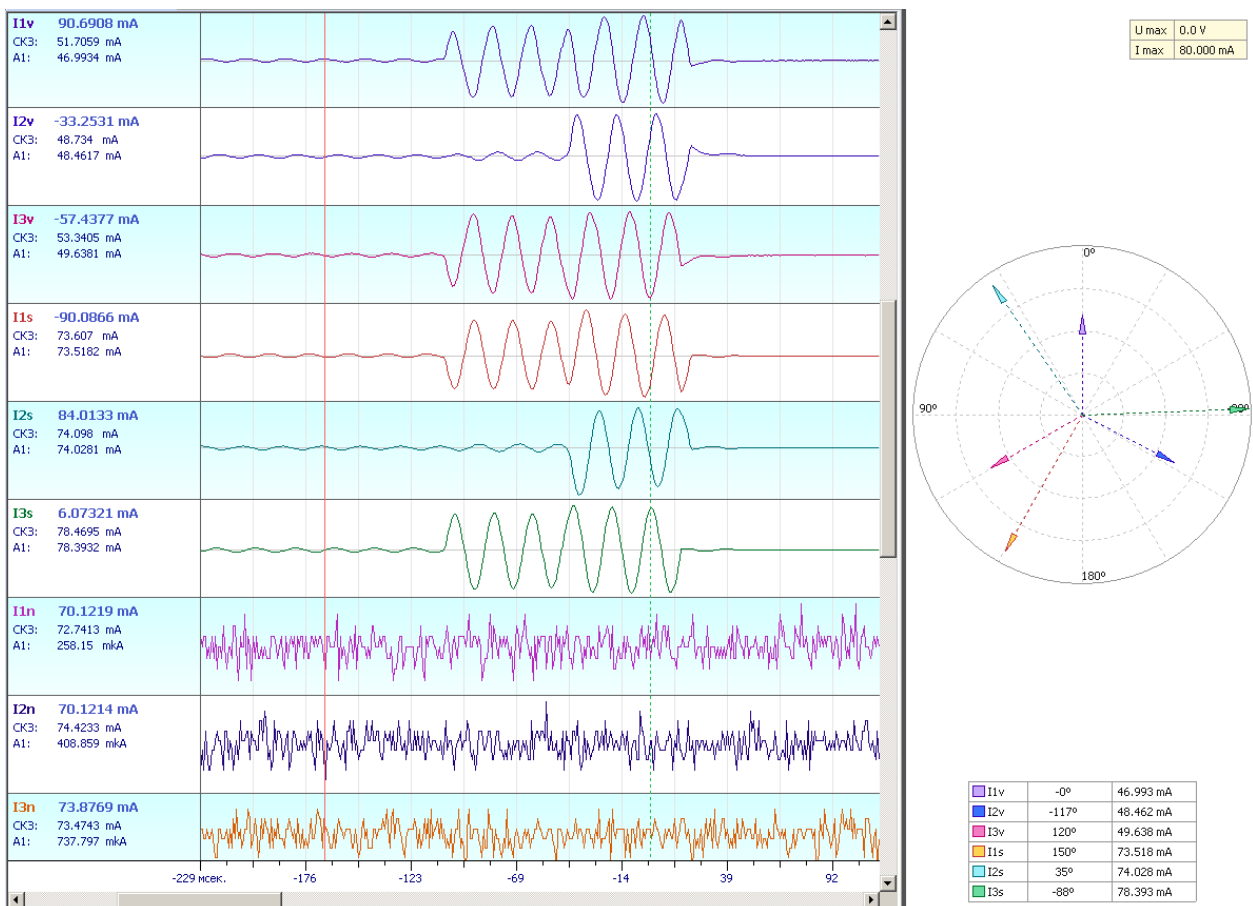


Рисунок 8.4 – Фазировка и выравнивание токов - неправильно

ВИМАНИЕ: При неправильной фазировке цепей ТТ или ошибочном задании параметров защищаемого трансформатора при внешнем КЗ защита может сработать неправильно.

8.5 Расчёт дифференциального тока и тока торможения в режиме КЗ

8.5.1 Скачать осциллограмму режима КЗ из блока БМРЗ и открыть её в программе "FastView".

8.5.2 Для всех аналоговых каналов в осциллограмме установить параметры отображения "F" (мгновенные значения) и "Вторичные знач." в соответствии с рисунком 8.1.

8.5.3 Открыть окно задания расчётных каналов, нажав кнопку "Задать" (рисунок 8.1).

8.5.4 В окне задания расчётных каналов добавить формулы для вычисления дифференциальных токов и токов торможения "контуров".

8.5.4.1 Для расчета дифференциальных токов необходимо сложить мгновенные значения токов сторон "контуров". Для чего написать в окне задания расчётных каналов выражения в соответствии с рисунком 8.5 (Idif1, Idif2 и Idif3).

8.5.4.2 Для расчета токов торможения необходимо вычислить действующие значения первой гармоники токов сторон "контуров" и найти их полусумму. Для этого требуется написать в окне задания расчётных каналов выражения в соответствии с рисунком 8.5 (Itorm1, Itorm2 и Itorm3).

Название канала	Формула
I1v	("Ia BH" - "Ib BH")/1.732/1.046
I2v	("Ib BH" - "Ic BH")/1.732/1.046
I3v	("Ic BH" - "Ia BH")/1.732/1.046
I1s	("Ia CH" - "Ib CH")/1.732/3.124
I2s	("Ib CH" - "Ic CH")/1.732/3.124
I3s	("Ic CH" - "Ia CH")/1.732/3.124
I1n	"Ia HH"/4.374
I2n	"Ib HH"/4.374
I3n	"Ic HH"/4.374
Idif1	I1v+I1s+I1n
Idif2	I2v+I2s+I2n
Idif3	I3v+I3s+I3n
Itorm1	(Fourie: (I1v, 1)+Fourie: (I1s, 1)+Fourie: (I1n, 1))/2
Itorm2	(Fourie: (I2v, 1)+Fourie: (I2s, 1)+Fourie: (I2n, 1))/2
Itorm3	(Fourie: (I3v, 1)+Fourie: (I3s, 1)+Fourie: (I3n, 1))/2

Рисунок 8.5 – Вычисление дифференциальных токов и токов торможения

8.5.4.3 Для отображения действующих значений дифференциальных токов необходимо в основном окне программы выделить их каналы и переключить режим отображения на первую гармоническую составляющую (рисунок 8.6).

Токи торможения отображаются в действующих значениях.

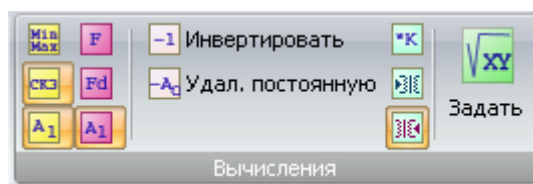


Рисунок 8.6 – Настройка аналоговых каналов

8.5.5 Изменение во времени значений дифференциальных токов и токов торможения можно наблюдать путем перемещения вертикального визира в программе (рисунок 8.7).

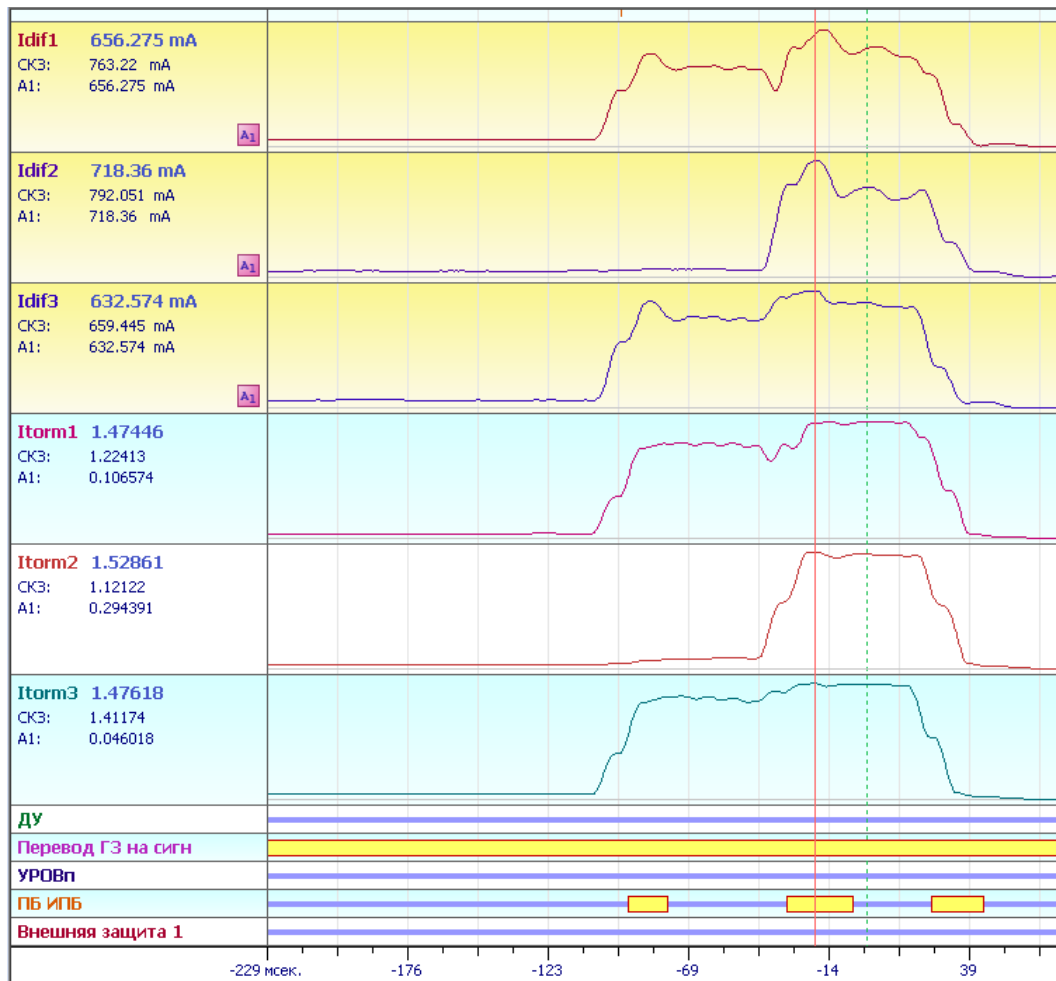


Рисунок 8.7 – Дифференциальные токи и токи торможения

9 Уставки ДЗТ для некоторых типов трансформаторов, рассчитанные в соответствии с данным документом

9.1 В таблице 9.1 приведены уставки "грубого" органа ДЗТ, рассчитанные в соответствии с разделом 6 данного документа для трансформаторов, выполненных в соответствии с ГОСТ [6], [7], [8].

В ходе расчёта использованы следующие значения погрешностей ТТ, коэффициентов токораспределения и коэффициентов отстройки:

- $\varepsilon_{\text{МАКС}}$, $\varepsilon_{0,5}$, $\varepsilon_{\text{раб макс}}$ и $\varepsilon_{1,5}$ равны 0,1;
- $K_{\text{ТОК } 1}$, $K_{\text{ТОК } 2}$ во всех формулах равны 1;
- $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ в формулах (6-5) и (5-1).

Уставка коэффициента торможения третьего участка $K_{\text{ТОРМ } 3}$ рассчитана для кратностей максимального тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора от 5 до 15.

9.2 В таблице 9.2 приведены уставки "чувствительного" органа ДЗТ, рассчитанные в соответствии с разделом 6 данного документа для трансформаторов, выполненных в соответствии с ГОСТ [6], [7], [8].

Ход расчёта аналогичен п. 9.1.

Таблица 9.1 - Уставки "грубого" органа ДЗТ

Регулирование напряжения трансформатора	Уставки ДЗТ												
	$I_{ДЗТ\ нач}$ о.е.	$K_{ТОРМ\ 2}$	$K_{ТОРМ\ 3}$ для кратностей максимального тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора от 5 до 15										
			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Двухобмоточные трансформаторы 35 - 220 кВ													
РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	0,3	0,44	0,71	0,69	0,68	0,67	0,67	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,65
РПН $\pm 2 \times 2,5\%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 12 \times 1\%$	0,3	0,37	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61	0,61	0,61	0,6	0,6	0,6	0,6
РПН $\pm 8 \times 1,5\%$	0,3	0,37	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61	0,61	0,61	0,6	0,6	0,6	0,6
РПН $\pm 8 \times 1,25\%$	0,3	0,33	0,62	0,6	0,6	0,59	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57
РПН $\pm 6 \times 1,5\%$	0,3	0,32	0,61	0,59	0,58	0,57	0,57	0,57	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
РПН $\pm 4 \times 2,5\%$	0,3	0,33	0,62	0,6	0,6	0,59	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57
Трёхобмоточные трансформаторы 35 - 220 кВ													
РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	0,3	0,53	0,78	0,76	0,75	0,74	0,74	0,74	0,73	0,73	0,73	0,73	0,72
РПН $\pm 12 \times 1\%$ ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	0,3	0,46	0,72	0,71	0,7	0,69	0,68	0,68	0,68	0,67	0,67	0,67	0,67
РПН $\pm 8 \times 1,5\%$	0,3	0,37	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61	0,61	0,61	0,6	0,6	0,6	0,6
РПН $\pm 6 \times 2\%$	0,3	0,37	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61	0,61	0,61	0,6	0,6	0,6	0,6
РПН $\pm 6 \times 1,5\%$	0,3	0,32	0,61	0,59	0,58	0,57	0,57	0,57	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56

Таблица 9.2 - Уставки "чувствительного" органа ДЗТ

Регулирование напряжения трансформатора	Уставки ДЗТ												
	$I_{ДЗТ \text{ нач ч } I}$ о.е.	$K_{ТОРМ 2 ч}$	$K_{ТОРМ 3 ч}$ для кратностей максимального тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора от 5 до 15										
			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Двухобмоточные трансформаторы 35 - 220 кВ													
РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$	0,3	0,25	0,55	0,54	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
РПН $\pm 2 \times 2,5 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 12 \times 1 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 8 \times 1,5 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 8 \times 1,25 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 6 \times 1,5 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 4 \times 2,5 \%$	0,3	0,29	0,58	0,57	0,56	0,55	0,55	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Трёхобмоточные трансформаторы 35 - 220 кВ													
РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$ ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$	0,3	0,34	0,63	0,61	0,6	0,59	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,57
РПН $\pm 12 \times 1 \%$ ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$	0,3	0,33	0,62	0,6	0,6	0,59	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57
РПН $\pm 8 \times 1,5 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5
РПН $\pm 6 \times 2 \%$	0,3	0,26	0,56	0,55	0,54	0,53	0,53	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,51
РПН $\pm 6 \times 1,5 \%$	0,3	0,24	0,55	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5

Литература

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчёты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с., ил.
3. Голанцов Е.Б., Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.: ил. – (Б-ка электромонтёра; Вып. 631).
4. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 240 с.
5. РД 153-34.0-35.301-2002. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения.
6. ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно.
7. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ.
8. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ.
9. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: - 4-е изд., испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 350 с., ил.
10. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-20 РЭ.
11. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-03 РЭ.

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: дифференциальная токовая защита трансформатора, расчёт уставок, короткое замыкание, коэффициент чувствительности защиты, ток торможения, кратность тока КЗ, ток небаланса

**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 отдела релейной защиты
и автоматики

Пирогов М.Г.

Начальник бюро разработки
эксплуатационной документации

Карлова И.А.

Главный специалист отдела
релейной защиты и автоматики

Чепелев В.Н.

Ведущий инженер-системотехник

Илюхин Е.В.

Научное редактирование и нормоконтроль:

Зам. начальника управления по качеству

Захаров О.Г.

Лист регистрации изменений

Лист регистрации изменений									
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего лист. (стр.) в док.	№ докум.	Входящий № сопровод. документа и дата	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулир.					