

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА
ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ**

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов специальности 21.05.04*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра электроэнергетики и электромеханики

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА
ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов специальности 21.05.04*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 621.31.622(073)

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА. Защита трансформаторов: Методические указания к самостоятельным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Д.А. Устинов, А.В. Кривенко*. СПб, 2020. 51 с.

Изложены материалы об организации систем защиты силовых трансформаторов напряжением 35 – 220 кВ, рассмотрены необходимые виды защит, устанавливаемые на трансформаторы, методика расчета уставок дифференциальной защиты, реализованной с помощью микропроцессорных блоков БРМЗ, выпускаемых ООО «НТЦ «Механотроника». Приведенные материалы могут быть использованы при выполнении раздела «Электроснабжение» в пояснительной записке дипломного проекта.

Предназначены для студентов всех форм обучения по специальности 21.05.04 «Горное дело», специализации «Электрификация и автоматизация горного производства». Могут быть использованы бакалаврами, магистрами и аспирантами соответствующего профиля.

Научный редактор проф. *А.Е. Козярук*

Рецензент канд. техн. наук *В.А. Соловьев* (ООО «НПК «ЭНЕРГОПРО-ГРЕСС»)

ВВЕДЕНИЕ

В данных методических указаниях приведены учебно-методические материалы, необходимые для изучения одного из базисных курсов «Электроснабжение горного производства» и выполнения курсового проекта.

Учебная дисциплина «Электроснабжение горного производства» является специальной дисциплиной и предназначена для формирования у студентов профессиональных знаний по проектированию надежных и экономичных систем электроснабжения (СЭС).

В результате изучения дисциплины студент должен:

- иметь понятие о проектной документации;
- знать принципы, методы и алгоритмы проектирования СЭС;
- знать принципы построения и реализации устройств СЭС, а также устройств защиты и сетевой автоматики;
- уметь выполнять проектирование основных элементов СЭС с использованием компьютерных средств.

Дисциплина «Электроснабжение горного производства» относится к базовой части Блока 1 «Дисциплины (модули)» основной профессиональной образовательной программы по специальности «21.05.04 Горное дело (уровень специалитета)», специализация «Электрификация и автоматизация горного производства».

Для изучения дисциплины «Электроснабжение горного производства» необходимы знания, умения и компетенции, полученные обучающимися при изучении в Университете дисциплин «Материаловедение», «Введение в специальность», «Электротехника», «Электрические и электронные аппараты», «Электрические машины», «Горные машины и оборудование».

Знания, умения и компетенции, освоенные при изучении данной дисциплины, используются в процессе изучения специальных дисциплин «Математическое моделирование электротехнических систем», «Математическое моделирование

электромеханических систем», «Электрические и электронные аппараты», и ряда специальных дисциплин, в которых рассматриваются разделы, специфичные для данного направления подготовки «Эксплуатация систем электроснабжения», «Электробезопасность на горных предприятиях».

Номер выполняемого варианта соответствует порядковому номеру в журнале учёта текущей успеваемости.

1. ВИДЫ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями (КЗ);
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Рекомендуется, кроме того, применение защиты от однофазных замыканий на землю на стороне 6-35 кВ автотрансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше.

Для шунтирующих реакторов 500 кВ следует предусматривать устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- однофазных и двухфазных замыканий на землю в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;

- понижение уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более.

Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторах мощностью 1÷4 МВ·А.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла может быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты контакторного устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует предусматривать отдельное газовое реле.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Допускается выполнение газовой защиты с действием отключающего элемента только на сигнал:

- на трансформаторах, которые установлены в районах, подверженных землетрясениям;

- на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 2,5 МВ·А и менее, не имеющих выключателей со стороны высшего напряжения.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

1. Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, на шунтирующих реакторах 500 кВ, а также на трансформаторах мощностью 4 МВ·А при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВ·А, если:

- токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с;

- трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

2. Токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита.

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

На трансформаторах мощностью до 25 МВ·А допускается выполнение защиты с реле тока, отстроенными по току срабатывания от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса (дифференциальная отсечка), если при этом обеспечивается требуемая чувствительность.

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

Если в цепи низшего напряжения трансформатора установлен реактор, и защита трансформатора не обеспечивает требования чувствительности при КЗ за реактором, допускается установка трансформаторов тока со стороны выводов низшего напряжения трансформатора для осуществления защиты реактора.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов не возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения указанных элементов должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

Устройство контроля изоляции вводов (КИВ) 500 кВ должно быть выполнено с действием на сигнал при частичном пробое изоляции вводов, не требующем немедленного отключения, и на отключение при повреждении изоляции ввода (до того, как произойдет полный пробой изоляции).

Должна быть предусмотрена блокировка, предотвращающая ложные срабатывания устройства КИВ при обрывах в цепях присоединения КИВ к выводам.

В случаях присоединения трансформаторов (кроме внутрицеховых) к линиям без выключателей (например, по схеме блока линия - трансформатор) для отключения повреждений в трансформаторе должно быть предусмотрено одно из следующих мероприятий:

1. Установка короткозамыкателя для искусственного замыкания на землю одной фазы (для сети с глухозаземленной нейтралью) или двух фаз между собой (для сети с изолированной нейтралью) и, если это необходимо, отделителя, автоматически

отключающегося в бестоковую паузу автоматического повторного включения (АПВ) линии. Короткозамыкатель должен быть установлен вне зоны дифференциальной защиты трансформатора.

2. Установка на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора открытых плавких вставок, выполняющих функции короткозамыкателя и отделителя, в сочетании с АПВ линии.

3. Передача отключающего сигнала на выключатель (или выключатели) линии; при этом, если необходимо, устанавливается отделитель; для резервирования передачи отключающего сигнала допускается установка короткозамыкателя.

При решении вопроса о необходимости применения передачи отключающего сигнала взамен мероприятий п. 1 и 2 должно учитываться следующее:

- ответственность линии и допустимость искусственного создания на ней металлического КЗ;
- мощность трансформатора и допустимое время ликвидации повреждения в нем;
- удаленность подстанции от питающего конца линии, и способность выключателя отключать не удаленные КЗ;
- характер потребителя с точки зрения требуемой скорости восстановления напряжения;
- вероятность отказов короткозамыкателя при низких температурах и гололеде.

4. Установка предохранителей на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

Мероприятия п. 1-4 могут не предусматриваться для блоков линия - трансформатор, если при двустороннем питании трансформатор защищается общей защитой блока (высокочастотной или продольной дифференциальной специального назначения), а также при мощности трансформатора $25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и менее при одностороннем питании, если защита питающей линии обеспечивает также защиту трансформатора (быстродействующая защита линии частично защищает трансформатор и резервная защита линии с временем не более 1 с защищает весь трансформатор); при этом

газовая защита выполняется с действием отключающего элемента только на сигнал.

Повреждения на выводах высшего напряжения трансформаторов допускается ликвидировать защитой линии.

В отдельных случаях при отсутствии встроенных трансформаторов тока допускается применение выносных трансформаторов тока, если при использовании накладных или магнитных трансформаторов тока не обеспечиваются требуемые характеристики защиты.

Для защиты трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ в случае применения мероприятия п. 1 должны предусматриваться выносные трансформаторы тока; при этом целесообразность установки короткозамыкателя и выносных трансформаторов тока или выключателя с встроенными трансформаторами тока должна быть обоснована технико-экономическим расчетом.

Если применены открытые плавкие вставки, то для повышения чувствительности действие газовой защиты может осуществляться на выполнение механическим путем искусственного КЗ на вставках.

Если в нагрузках трансформаторов подстанций содержатся синхронные электродвигатели, то должны быть приняты меры по предотвращению отключения отделителем (при КЗ в одном из трансформаторов) тока от синхронных электродвигателей, идущего через другие трансформаторы.

На трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение:

1. На повышающих трансформаторах с двусторонним питанием – токовая защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальная токовая защита с минимальным пуском напряжения от симметричных КЗ или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения.

2. На понижающих трансформаторах – максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него; на мощных понижающих трансформаторах при наличии двустороннего питания можно применять токовую защиту обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальную токовую защиту с минимальным пуском напряжения от симметричных КЗ.

При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов.

На понижающих автотрансформаторах 330 кВ и выше следует предусматривать дистанционную защиту для действия при внешних многофазных КЗ в случаях, когда это требуется для обеспечения дальнего резервирования или согласования защит смежных напряжений; в этих случаях указанную защиту допускается устанавливать на автотрансформаторах 220 кВ.

На трансформаторах мощностью менее 1 МВ·А (повышающих и понижающих) в качестве защиты от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена действующая на отключение максимальная токовая защита.

Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать:

1) на двухобмоточных трансформаторах – со стороны основного питания;

2) на многообмоточных трансформаторах, присоединенных тремя и более выключателями, – со всех сторон трансформатора; допускается не устанавливать защиту на одной из сторон трансформатора, а выполнять ее со стороны основного питания так, чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует;

3) на понижающем двухобмоточном трансформаторе, питающем раздельно работающие секции, – со стороны питания и со стороны каждой секции;

4) при применении накладных трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – со стороны низшего напряжения на двухобмоточном трансформаторе и со стороны низшего и среднего напряжений на трехобмоточном трансформаторе.

Допускается защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматривать только для резервирования защит смежных элементов и не предусматривать для действия при отказе основных защит трансформаторов, если выполнение для такого действия приводит к значительному усложнению защиты.

При выполнении защиты от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны также рассматриваться необходимость и возможность дополнения ее токовой отсечкой, предназначенной для отключения с меньшей выдержкой времени КЗ на шинах среднего и низшего напряжений (исходя из уровня токов КЗ, наличия отдельной защиты шин, возможности согласования с защитами отходящих элементов).

Если защита повышающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, не обеспечивает требуемых чувствительности и селективности, то для защиты трансформатора допускается использовать реле тока соответствующей защиты генераторов.

На повышающих трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более, на трансформаторах с двух- и трехсторонним питанием и на автотрансформаторах по условию необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах, а на автотрансформаторах, кроме того, и по условию обеспечения селективности защит от замыканий на землю сетей разных напряжений должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности от внешних замыканий на землю, устанавливаемая со стороны обмотки, присоединенной к сети с большими токами замыкания на землю.

При наличии части трансформаторов (из числа имеющих неполную изоляцию обмотки со стороны нулевого вывода) с изолированной нейтралью должно обеспечиваться предотвращение недопустимого режима нейтрали этих трансформаторов. С этой

целью в случаях, когда на электростанции или подстанции установлены трансформаторы с заземленной и изолированной нейтралью, имеющие питание со сторон низших напряжений, должна быть предусмотрена защита, обеспечивающая отключение трансформатора с изолированной нейтралью или ее автоматическое заземление до отключения трансформаторов с заземленной нейтралью, работающих на те же шины или участок сети.

На автотрансформаторах (многообмоточных трансформаторах) с питанием с нескольких сторон защиту от токов, вызванных внешними КЗ, необходимо выполнять направленной, если это требуется по условиям селективности.

На автотрансформаторах 220-500 кВ подстанций, блоках генератор - трансформатор 330-500 кВ и автотрансформаторах связи 220-500 кВ электростанций должна быть предусмотрена возможность оперативного ускорения защит от токов, обусловленных внешними КЗ, при выводе из действия дифференциальных защит шин или ошиновки, обеспечивающего отключение повреждений на элементах, оставшихся без быстросрабатывающей защиты с выдержкой времени около 0,5 с.

На понижающих трансформаторах и блоках «трансформатор – магистраль» с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью следует предусматривать защиту от однофазных замыканий на землю в сети низшего напряжения, осуществляемую применением:

- 1) максимальной токовой защиты от внешних КЗ, устанавливаемой на стороне высшего напряжения, и, если это требуется по условию чувствительности, в трехрелейном исполнении;
- 2) автоматических выключателей или предохранителей на выводах низшего напряжения;
- 3) специальной защиты нулевой последовательности, устанавливаемой в нулевом проводе трансформатора (при недостаточной чувствительности защит по п. 1 и 2).

Для промышленных электроустановок, если сборка на стороне низшего напряжения с аппаратами защиты присоединений

находится в непосредственной близости от трансформатора (до 30 м) или соединение между трансформатором и сборкой выполнено трехфазными кабелями, допускается защиту по п. 3 не применять.

При применении защиты по п. 3 допускается не согласовывать ее с защитами элементов, отходящих от сборки на стороне низшего напряжения.

Для схемы «линия – трансформатор» в случае применения защиты по п. 3 допускается не прокладывать специальный контрольный кабель для обеспечения действия этой защиты на выключатель со стороны высшего напряжения и выполнять ее с действием на автоматический выключатель, установленный на стороне низшего напряжения.

На стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов с высшим напряжением 3-10 кВ, питающих сборки с присоединениями, защищенными предохранителями, следует устанавливать главный предохранитель или автоматический выключатель.

Если предохранители на присоединениях низшего напряжения и предохранители (или релейная защита) на стороне высшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала (например, только персонала энергосистемы или только персонала потребителя), то главный предохранитель или автоматический выключатель на стороне низшего напряжения трансформатора может не устанавливаться.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для подстанций без постоянного дежурства персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами).

При наличии со стороны нейтрали трансформатора отдельного добавочного трансформатора для регулирования

напряжения под нагрузкой необходимо предусматривать в дополнение следующие защиты:

- газовую защиту добавочного трансформатора;
- максимальную токовую защиту с торможением при внешних КЗ от повреждений в первичной обмотке добавочного трансформатора, за исключением случаев, когда эта обмотка включается в зону действия дифференциальной токовой защиты цепей стороны низшего напряжения автотрансформатора;
- дифференциальную защиту, которая охватывает вторичную обмотку добавочного трансформатора.

Защиту линейного добавочного трансформатора, установленного со стороны низшего напряжения автотрансформатора, следует осуществлять:

- газовой защитой собственно добавочного трансформатора и защитой контакторного устройства РПН, которая может быть выполнена с применением реле давления или отдельного газового реле;
- дифференциальной токовой защитой цепей стороны низшего напряжения автотрансформатора.

2. ВЫБОР ПЕРВИЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ТОК-НАПРЯЖЕНИЕ БЛОКОВ БМРЗ

Трансформаторы тока (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.

На этапе проверки ТТ необходимо рассчитать значения полных относительных погрешностей ТТ сторон трансформатора:

- $\varepsilon_{\text{макс}}$ – соответствующие максимальному фазному току внешнего КЗ, протекающему через ТТ;
- $\varepsilon_{\text{мин}}$ – соответствующие минимальному фазному току КЗ в зоне действия защиты, протекающему 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 номинальную и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;
- принять значения погрешностей $\varepsilon_{\text{мин}}$, $\varepsilon_{0,5}$, $\varepsilon_{0,5}$, $\varepsilon_{\text{раб.макс}}$ и $\varepsilon_{1,5}$ равными 0,1 при условии, что значение $\varepsilon_{\text{макс}}$ не превосходит 0,1.

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка аналоговых входов преобразователя ток-напряжение (ПТН), определяющих диапазоны измерения вторичных токов.

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

$$i_{\text{макс.птн}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{max}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (2.1)$$

где $k_{\text{пер}} = 2$ коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока); $I_{\text{кз.макс}}$ – 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 возможным значением $i_{\text{ном.птн}}$.

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

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима по соотношению для ПТН с токами $I_{\text{ном.птн}}$, равными 5 А и 2,5 А

$$i_{\text{ном.птн}} \leq 6 \cdot \frac{I_{\text{ном.тр}}}{k_{\text{тт}}} \quad (2.2)$$

и по соотношению для ПТН с токами $I_{\text{ном.птн}}$, равными 1 А и 0,5 А

$$i_{\text{ном.птн}} \leq 3 \cdot \frac{I_{\text{ном.тр}}}{k_{\text{тт}}} \quad (2.3)$$

3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Уставку срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО) в долях от номинального тока трансформатора выбирают такой, чтобы обеспечить отстройку от:

- броска тока намагничивания (БТН);
- расчётного максимального тока небаланса.

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

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку $I_{\text{дто}}$ рекомендуется принять от 4 до 5 о.е. номинальных значений тока трансформатора.

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса значение уставки $I_{\text{дто}}$ определяют по формуле:

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч}}, \quad (3.1)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,15 \div 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас; $I_{\text{неб.расч}}$ – относительный расчётный максимальный ток небаланса, соответствующий

максимальному току внешнего КЗ, проходящему через трансформатор.

$$I_{\text{неб.расч}} = I'_{\text{неб.расч}} + I''_{\text{неб.расч}} + I'''_{\text{неб.расч}}, \quad (3.2)$$

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

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

$I'''_{\text{неб.расч}}$ – составляющая, обусловленная неточностью выравнивания токов плеч.

$$I'_{\text{неб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} \cdot \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{ВН.ном.тр}}}, \quad (3.3)$$

$$I''_{\text{неб.расч}} = (U_{\text{рег.1}} \cdot k_{\text{ток.1}} + U_{\text{рег.2}} \cdot k_{\text{ток.2}}) \cdot \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{ВН.ном.тр}}}, \quad (3.4)$$

$$I'''_{\text{неб.расч}} = \gamma \cdot \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{ВН.ном.тр}}}. \quad (3.5)$$

где $k_{\text{пер}} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока; $k_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ; $\varepsilon_{\text{макс}}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{\text{кз.макс}}$; $k_{\text{кз.макс}}$ – 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; $I_{\text{ВН.ном.тр}}$ – номинальный первичный ток стороны ВН, А; $U_{\text{рег.1}}$, $U_{\text{рег.2}}$ – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора; $k_{\text{ток.1}}$, $k_{\text{ток.2}}$ – 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.

Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования

$$U_{\text{рег.1(2)}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}, \quad (3.6)$$

где n – количество ступеней регулирования, ΔU - шаг регулирования напряжения, %, но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{\text{рег.1(2)}} = 0,05$.

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

Формула (3.4) составлена применительно к трехобмоточному трансформатору (автотрансформатору). Для двухобмоточного трансформатора в правой части формулы слагаемое $U_{\text{рег.2}} \cdot k_{\text{ток.2}}$ не учитывают, а слагаемое $k_{\text{ток.1}}$ принимают равным 1.

Проверку чувствительности ДТО не производят.

4. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С ТОРМОЖЕНИЕМ

4.1. Общие принципы выбора уставок ДЗТ

Для уменьшения составляющей тока небаланса $I''_{\text{неб.расч}}$, вызванной регулированием напряжения, и повышения коэффициента чувствительности ДЗТ выпускают исполнения блоков, в которых обеспечивается учёт текущего положения устройства регулирования напряжения. В таких исполнениях блоков БРМЗ предусмотрено два набора уставок ДЗТ: «грубые» и «чувствительные». 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 $I''_{\text{неб.расч}}$), 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, установленных для коэффициента чувствительности защиты к металлическим КЗ за реактором.

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

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

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

При превышении значением относительного дифференциального тока $I_{\text{д}}$ уставки $I_{\text{неб}}$ в течение времени, задаваемого уставкой $T_{\text{неб}}$, блок БМРЗ формирует сигнал «Небаланс».

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

При наличии трансформатора собственных нужд (ТСН) в зоне действия защиты расчёт уставок необходимо выполнять учитывая следующее:

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

4.2. Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$ выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса в нагрузочном режиме (рис. 4.1.).

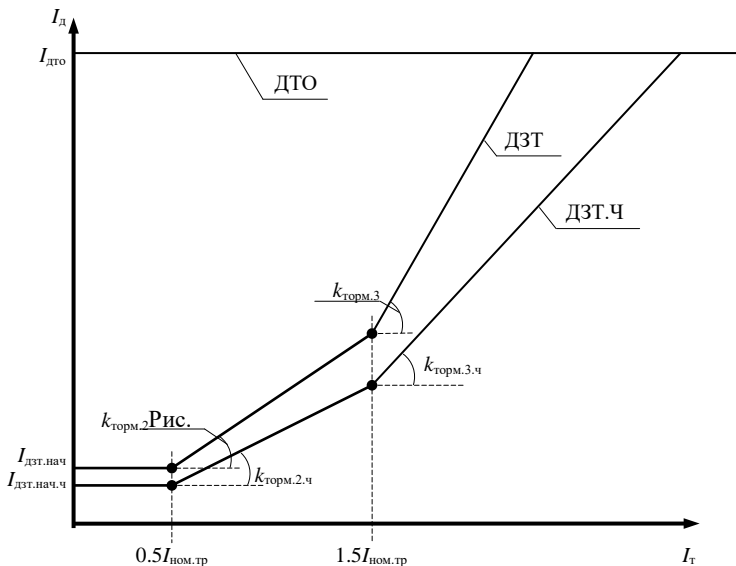


Рис. 4.1. Характеристики ДЗТ.

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».

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ вычисляют по формуле:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч}}, \quad (4.1)$$

где $k_{отс} = \text{от } 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Значение тока $I_{неб.расч}$ для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов находят по формуле:

$$I_{неб.расч} = 0,5(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег.1} \cdot k_{ток.1} + U_{рег.2} \cdot k_{ток.2} + \gamma), \quad (4.2)$$

а для двухобмоточных трансформаторов и трансформатора с расщепленной обмоткой по формуле учитывая, что характеристика торможения имеет первый излом при $0,5I_{ном.тр}$

$$I_{неб.расч} = 0,5(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma), \quad (4.3)$$

где $k_{пер} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме); $k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ; $\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $0,5I_{ном.тр}$; $U_{рег.1}$, $U_{рег.2}$ – 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

$$U_{рег.1(2)} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}, \quad (4.4)$$

где n – количество ступеней регулирования, ΔU – шаг регулирования напряжения, %, но не менее 0,05.

Для группы «чувствительных» уставок относительные погрешности принимают равными

$$U_{рег.1(2)} = 3 \cdot \frac{\Delta U}{100} \quad (4.5)$$

ΔU – шаг регулирования напряжения, %, но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{\text{пер}1(2)} = 0,05$.

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

Если значение уставки $I_{\text{дзт нач}}$, 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 уставки следует принять минимально возможное для ввода в блок значение.

Значение уставки $I_{\text{дзт нач}}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е.

ДЗТ с уставкой $I_{\text{дзт нач}}$ от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

4.3. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.2}}$ 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 $I_{\text{ном тр}}$ (рис. 4.1).

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».

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.2}}$ рассчитывают по формуле:

$$k_{\text{торм.2}} = \frac{I_{\text{дзт.2}} - I_{\text{дзт.нач}}}{1,5 - 0,5} = I_{\text{дзт.2}} - I_{\text{дзт.нач}}, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{дзт.2}}$ – ток срабатывания ДЗТ при токе $1,5I_{\text{ном.тр}}$; $I_{\text{дзт.нач}}$ – уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Ток срабатывания ДЗТ $I_{\text{дзт2}}$ рассчитывают по формуле:

$$I_{\text{дзт.2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.2}}, \quad (4.7)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,15 \div 1,3$ коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас; $I_{\text{неб.расч.2}}$ – расчетное относительное значение тока небаланса, соответствующее току торможения $1,5I_{\text{ном.тр}}$.

Значение тока $I_{\text{неб.расч.2}}$ для трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов находят по формуле:

$$I_{\text{неб.расч.2}} = 1,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег.1}} \cdot k_{\text{ток1}} + U_{\text{рег.2}} \cdot k_{\text{ток2}} + \gamma), \quad (4.8)$$

а для двухобмоточных трансформаторов и трансформатора с расщепленной обмоткой по формуле учитывая, что характеристика торможения имеет второй излом при $1,5I_{\text{ном.тр}}$

$$I_{\text{неб.расч.2}} = 1,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (4.9)$$

где $k_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока; $k_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ; $\varepsilon_{1,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $1,5I_{\text{ном.тр}}$; $U_{\text{рег.1}}$, $U_{\text{рег.2}}$ – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора; $k_{\text{ток1}}$, $k_{\text{ток2}}$ – 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

$$U_{\text{рег.1(2)}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}, \quad (4.10)$$

где n – количество ступеней регулирования, ΔU - шаг регулирования напряжения, %, но не менее 0,05.

Для группы «чувствительных» уставок относительные погрешности принимают равными

$$U_{\text{рег.1(2)}} = 3 \cdot \frac{\Delta U}{100} \quad (4.11)$$

(ΔU – шаг регулирования напряжения, %), но не менее 0,05.

В случае использования устройства ПБВ принимают $U_{\text{рег1(2)}} = 0,05$.

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

Если значение $k_{\text{торм.2}}$, 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 коэффициента $k_{\text{торм.2}}$ следует принять минимально возможное для ввода в блок значение.

4.4. Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.3}}$ 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».

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.3}}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ рассчитывают по формуле

$$k_{\text{торм.3}} = \frac{I_{\text{дто}} - I_{\text{дзт.2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм.2}}}, \quad (4.12)$$

где $I_{\text{дто}}$ – уставка срабатывания ДТО; $I_{\text{дзт.2}}$ – ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $1,5 I_{\text{ном.тр}}$; $I_{\text{к.торм}}$ – ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ; $I_{\text{торм.2}} = 1,5$ – ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения.

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы «чувствительных» уставок вместо значения тока $I_{\text{дто}}$ следует использовать значение тока $I_{\text{дто.ч}}$.

Значение тока $I_{\text{дто.ч}}$ следует рассчитывать аналогично значению тока $I_{\text{дто}}$, заменив в формуле (3.4):

$$I''_{\text{неб.расч}} = (U_{\text{рег1}} \cdot k_{\text{ток.1}} + U_{\text{рег.2}} \cdot k_{\text{ток.2}}) \cdot \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{вн.ном.тр}}}$$

$U_{\text{рег.1}}$ и $U_{\text{рег.2}}$ на значения, равные $3 \cdot \frac{\Delta U}{100}$ (ΔU – шаг регулирования напряжения в процентах), но не менее 0,05.

Ток торможения $I_{\text{к.торм}}$, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, вычисляют по формуле:

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}{2}\right) \cdot \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{вн.ном.тр}}} \quad (4.13)$$

где $k_{\text{пер}} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии аperiodической составляющей тока; $I_{\text{к.макс}}$ – 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; $\varepsilon_{\text{макс}}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{\text{к.макс}}$; $I_{\text{вн.ном.тр}}$ – номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора (автотрансформатора).

4.5. Проверка чувствительности ДЗТ

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.

Согласно ПУЭ 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 МВ А;
- 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.

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ определяют по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}(1-\varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{ном.тр}} \cdot I_{\text{дзт.нач}}}, \quad (4.14)$$

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 $I_{\text{к.мин}}$;

$I_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора (автотрансформатора); $I_{\text{дэт.нач}}$ – уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА УСТАВОК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

5.1. Исходные данные

Характеристики трансформатора:

- тип – ТНМ-6300/35;
- схема и группа соединения обмоток – Y/Δ-11;
- $S_{\text{ном.тр}} = 6,3$ – номинальная мощность, МВА;
- $U_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}} = 35$ – номинальное напряжение стороны ВН, кВ;
- $U_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}} = 6,3$ – номинальное напряжение стороны НН, кВ;
- $u_{\text{к.макс}} = 7,6$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, %;
- $u_{\text{к.мин}} = 6,9$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, %;
- $P_{\text{кз}} = 46,5$ – потери короткого замыкания, кВт.

Система регулирования напряжения:

- $n = 13$ – количество ступеней регулирования;
- $\Delta U = 1,5$ – шаг регулирования напряжения, %.

Параметры питающей системы:

- $X_{\text{с.мин}} = 5$ – сопротивление системы в минимальном режиме, Ом;
- $X_{\text{с.макс}} = 4$ – сопротивление системы в максимальном режиме, Ом.

5.2. Расчет сопротивления трансформатора

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:

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 35 \cdot \left(1 - \frac{13-1}{2} \cdot \frac{1.5}{100} \right) = 31.85 \text{ кВ.}$$

Напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле:

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ном}}^{\text{ВН}} \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right) = 35 \cdot \left(1 + \frac{13-1}{2} \cdot \frac{1.5}{100} \right) = 38.15 \text{ кВ.}$$

Т.к. согласно табл. П.1.2. $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 35 \text{ кВ}$, то в дальнейших расчетах принимаем это значение.

Индуктивное сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле:

$$X_{\text{т.мин}} = \frac{u_{\text{к.мин}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{мин}}^{\text{ВН}})^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{6.9}{100} \cdot \frac{(31.85)^2}{6.3} = 11.11 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле:

$$X_{\text{т.макс}} = \frac{u_{\text{к.макс}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{макс}}^{\text{ВН}})^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{7.6}{100} \cdot \frac{(35)^2}{6.3} = 14.8 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН, рассчитаем по формуле:

$$R_{\text{т.мин}} = \frac{P_{\text{кз}} \cdot (U_{\text{мин}}^{\text{ВН}})^2}{(S_{\text{ном.тр}})^2} = \frac{46500 \cdot (31850)^2}{(6300000)^2} = 1.19 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН, рассчитаем по формуле:

$$R_{т.макс} = \frac{P_{кз} \cdot (U_{макс}^{вн})^2}{(S_{ном.тр})^2} = \frac{46500 \cdot (35000)^2}{(6300000)^2} = 1.44 \text{ Ом.}$$

5.3. Выбор трансформаторов тока

Рассчитаем номинальные токи на высшей и низшей сторонах трансформатора:

$$I_{ном.вн} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном.тр}^{вн}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ А;}$$

$$I_{ном.нн} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном.тр}^{вн}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,4 \text{ А.}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания на сторонах ВН (точка К1) и НН (точка К2) трансформатора (рис. 5.1).

Периодическую составляющую максимального трехфазного тока КЗ на стороне ВН определим по формуле:

$$I_{к.макс}^{вн} = \frac{U_{ном.тр}^{вн}}{\sqrt{3}X_{с.макс}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 4} = 5052 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд}^{вн} = 2,5 \cdot I_{к.макс}^{вн} = 2,5 \cdot 5025 = 12,56 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую максимального трехфазного тока КЗ на стороне НН, приведенную к уровню ВН, определим по формуле:

$$(I_{к.макс}^{нн})' = \frac{U_{ном.тр}^{вн}}{\sqrt{3}(X_{с.макс} + X_{т.мин})} =$$

$$= \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot (4 + 11,11)} = 1337,3 \text{ A.}$$

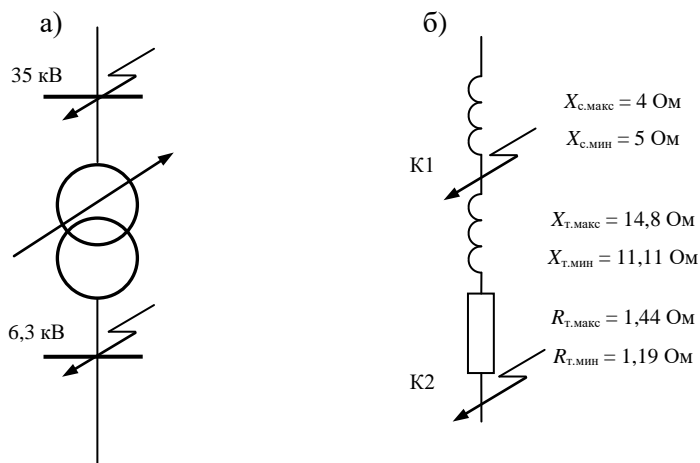


Рис. 5.1. Расчетная схема (а), схема замещения (б).

Периодическую составляющую максимального трехфазного тока КЗ на стороне НН определим по формуле:

$$I_{\text{к.макс}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с.макс}} + X_{\text{т.мин}})} \cdot \frac{U_{\text{мин}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}}} =$$

$$= \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot (4 + 11,11)} \cdot \frac{31850}{6300} = 6761 \text{ A.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{\text{НН}} = 2,5 \cdot I_{\text{к.макс}}^{\text{НН}} = 2,5 \cdot 6761 = 16,9 \text{ кА.}$$

Выберем трансформатор тока на высшей стороне напряжения силового трансформатора.

По условию выравнивания вторичных токов по величине, значение номинального тока трансформатора тока должно находиться в диапазоне:

$$0,1I_{\text{ном.вн}} < I_{\text{ном.та}} < 2,5I_{\text{ном.вн}}$$

Выберем ТА с номинальным током $I_{\text{ном.та}} = 150$ А и проверим данное условие:

$$0,1 \cdot 103,9 < 150 < 2,5 \cdot 103,9;$$

$$10,39 < 150 < 259,75.$$

Условие выравнивания вторичных токов по величине выполняется.

$$K_{10,\text{расч}} = \frac{1,1I_{\text{к.макс}}^{\text{вн}}}{I_{\text{ном.та}}} = \frac{1,1 \cdot 5052}{150} = 37$$

Таблица 5.1

Выбор ТА на стороне ВН

Условия выбора	ТОЛ-35	
	Справочный параметр	Расчетный параметр
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.уст}}$	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном.уст}} = 35$ кВ
$I_{\text{ном.та}} \geq I_{\text{ном.вн}}$	$I_{\text{ном.та}} = 150$ А	$I_{\text{ном.вн}} = 103,9$ А
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}^{\text{вн}}$	$i_{\text{дин}} = 31$ кА	$i_{\text{уд}}^{\text{вн}} = 12,56$ кА
$K_{10,\text{пред}} \geq K_{10,\text{расч}}$	44	37

Выберем трансформатор тока на низшей стороне напряжения силового трансформатора.

По условию выравнивания вторичных токов по величине, значение номинального тока трансформатора тока должно находиться в диапазоне:

$$0,1I_{\text{ном.нн}} < I_{\text{ном.та}} < 2,5I_{\text{ном.нн}}$$

Выберем ТА с номинальным током $I_{\text{ном.та}} = 800$ А и проверим данное условие:

$$0,1 \cdot 577,4 < 800 < 2,5 \cdot 577,4;$$

$$57,74 < 800 < 1443,5.$$

Условие выравнивания вторичных токов по величине выполняется.

$$K_{10,расч} = \frac{1,1I_{к.макс}^{ВН}}{I_{ном.та}} = \frac{1,1 \cdot 6761}{800} = 9,3.$$

Таблица 5.2

Выбор ТА на стороне НН

Условия выбора	ТОЛ-10	
	Справочный параметр	Расчетный параметр
$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном.уст} = 6,3$ кВ
$I_{ном.та} \geq I_{ном.вн}$	$I_{ном.та} = 800$ А	$I_{ном.вн} = 577,4$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}^{ВН}$	$i_{дин} = 65$ кА	$i_{уд}^{ВН} = 16,9$ кА
$K_{10.пред} \geq K_{10.расч}$	20	9,3

5.4. Выбор ПТН блоков БРМЗ

Воспользовавшись формулой 2.1, произведем расчет $i_{макс.птн}^{ВН}$ для стороны ВН:

$$i_{макс.птн}^{ВН} \geq k_{пер} \cdot \frac{I_{к.макс}^{ВН}}{k_{тт}} = 2 \frac{5052}{150/5} = 336,8 \text{ А.}$$

В соответствии с табл. П.1. выбираем ПТН с $i_{макс.птн}^{ВН} = 500$ А и $I_{ном.птн}^{ВН} = 5$ А.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима по соотношению (2.2) для ПТН с токами $I_{ном.птн}$, равными 5 А и 2,5 А

$$I_{ном.птн}^{ВН} \leq 6 \cdot \frac{I_{ном.вн}}{k_{тт}};$$

$$5 \leq 6 \frac{103,9}{150/5} = 20,8.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Воспользовавшись формулой 2.1, произведем расчет $i_{\text{макс.пгн}}^{\text{нн}}$ для стороны НН:

$$i_{\text{макс.пгн}}^{\text{нн}} \geq k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}}{k_{\text{тт}}} = 2 \frac{6761}{800/5} = 84,5 \text{ А.}$$

В соответствии с табл. П.1. выбираем ПТН с $i_{\text{макс.пгн}}^{\text{нн}} = 130 \text{ А}$ и $I_{\text{ном.пгн}}^{\text{нн}} = 1 \text{ А}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима по соотношению (2.3) для ПТН с токами $I_{\text{ном пгн}}$, равными 1 А и 0,5 А

$$I_{\text{ном.пгн}}^{\text{вн}} \leq 3 \cdot \frac{I_{\text{ном.нн}}}{k_{\text{тт}}};$$

$$1 \leq 3 \frac{577,4}{800/5} = 10,8.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

5.5. Выбор уставки срабатывания ДТО

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{дто}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания примем равной 4 (в соответствии с п. 3).

По формулам 3.2 – 3.5 определим относительный расчетный ток небаланса $I_{\text{неб.расч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$). Величина тока $I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$ должна быть приведена к уровню напряжения ВН.

$$I_{\text{неб.расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рег}} \cdot k_{\text{ток}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}} =$$

$$= \left(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{13-1}{2} \cdot \frac{1,5}{100} + 0,05 \right) \frac{1337,3}{103,9} = 5,02.$$

Здесь и далее в расчёте принять 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).

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса значение уставки $I_{\text{ДТО}}$ определим по формуле (3.1):

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч}} = 1,2 \cdot 5,02 = 6,02.$$

В качестве уставки срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ примем большее из двух полученных значений

- по условию отстройки от броска тока намагничивания – 4;
- по условию отстройки от расчётного максимального тока небаланса – 6,02.

Принимаем значение $I_{\text{ДТО}} = 6,02$.

5.6. Выбор уставки начального тока срабатывания

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{\text{дзт.нач}}$, определим по формуле (4.3):

$$\begin{aligned} I_{\text{неб.расч}} &= 0,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) = \\ &= 0,5 \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{13 - 1}{2} \cdot \frac{1,5}{100} + 0,05 \right) = 0,12. \end{aligned}$$

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ вычислим по формуле (4.1):

$$I_{\text{дзт.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч}} = 1,5 \cdot 0,12 = 0,18.$$

Принимаем минимально рекомендуемое значение $I_{\text{дзт.нач}} = 0,3$.

5.7. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Значение тока $I_{\text{неб.расч.2}}$ для двухобмоточных трансформаторов найдем по формуле (4.9):

$$I_{\text{неб.расч.2}} = 1,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) =$$

$$= 1,5 \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{13 - 1}{2} \cdot \frac{1,5}{100} + 0,05 \right) = 0,51.$$

Ток срабатывания ДЗТ $I_{\text{дзт.2}}$ рассчитаем по формуле (4.7):

$$I_{\text{дзт.2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.2}} = 1,2 \cdot 0,51 = 0,61.$$

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.2}}$ рассчитывают по формуле (4.6):

$$k_{\text{торм.2}} = \frac{I_{\text{дзт.2}} - I_{\text{дзт.нач}}}{1,5 - 0,5} = I_{\text{дзт.2}} - I_{\text{дзт.нач}} = 0,61 - 0,3 = 0,31.$$

5.8. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Ток торможения $I_{\text{к.торм}}$, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, определим по формуле (4.13):

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}{2} \right) \cdot \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}}} =$$

$$= \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{1337,3}{103,9} = 11,3.$$

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.3}}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ рассчитаем по формуле (4.12):

$$k_{\text{торм.3}} = \frac{I_{\text{дто}} - I_{\text{дзт.2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм.2}}} = \frac{6,02 - 0,61}{11,3 - 1,5} = 0,55.$$

5.9. Выбор уставок тока срабатывания группы «чувствительных» уставок

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете $I_{\text{дзт.нач.ч}}$, определим по формуле (4.3):

$$I_{\text{неб.расч.ч}} = 0,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma).$$

Для группы «чувствительных» уставок относительные погрешности принимают равными (не менее 0,05)

$$U_{\text{рег}} = 3 \cdot \frac{\Delta U}{100} = 3 \cdot \frac{1,5}{100} = 0,045 \rightarrow 0,05.$$

$$0,5(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) = 0,098.$$

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ вычислим по формуле (4.1):

$$I_{\text{дзт.нач.ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.ч}} = 1,5 \cdot 0,1 = 0,15.$$

Принимаем минимально рекомендуемое значение $I_{\text{дзт.нач.ч}} = 0,3$.

Для группы «чувствительных» уставок значение тока $I_{\text{неб.расч.2.ч}}$ для двухобмоточных трансформаторов найдем по формуле (4.9):

$$\begin{aligned} I_{\text{неб.расч.2.ч}} &= 1,5(k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) = \\ &= 1,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) = 0,45. \end{aligned}$$

Ток срабатывания ДЗТ $I_{\text{дзт.2}}$ рассчитаем по формуле (4.7):

$$I_{\text{дзт.2.ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.2.ч}} = 1,2 \cdot 0,45 = 0,54.$$

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.2}}$ рассчитывают по формуле (4.6):

$$\begin{aligned} k_{\text{торм.2.ч}} &= \frac{I_{\text{дзт.2.ч}} - I_{\text{дзт.нач.ч}}}{1,5 - 0,5} = I_{\text{дзт.2.ч}} - I_{\text{дзт.нач.ч}} = \\ &= 0,54 - 0,3 = 0,24. \end{aligned}$$

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{дто.ч}}$ по условию отстройки от броска тока намагничивания примем равной 4 (в соответствии с п. 3).

По формулам 3.2 – 3.5 определим относительный расчетный ток небаланса $I_{\text{неб.расч.ч}}$ при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ($I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$). Величина тока $I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$ должна быть приведена к уровню напряжения ВН.

$$I_{\text{неб.расч.ч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рег}} \cdot k_{\text{ток}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}} =$$

$$= (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,05) \frac{1337,3}{103,9} = 4,5.$$

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса значение уставки $I_{\text{дто.ч}}$ определим по формуле (3.1):

$$I_{\text{дто.ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.ч}} = 1,2 \cdot 4,5 = 5,4.$$

В качестве уставки срабатывания ДТО $I_{\text{дто}}$ примем большее из двух полученных значений

- по условию отстройки от броска тока намагничивания – 4;
- по условию отстройки от расчётного максимального тока небаланса – 5,4.

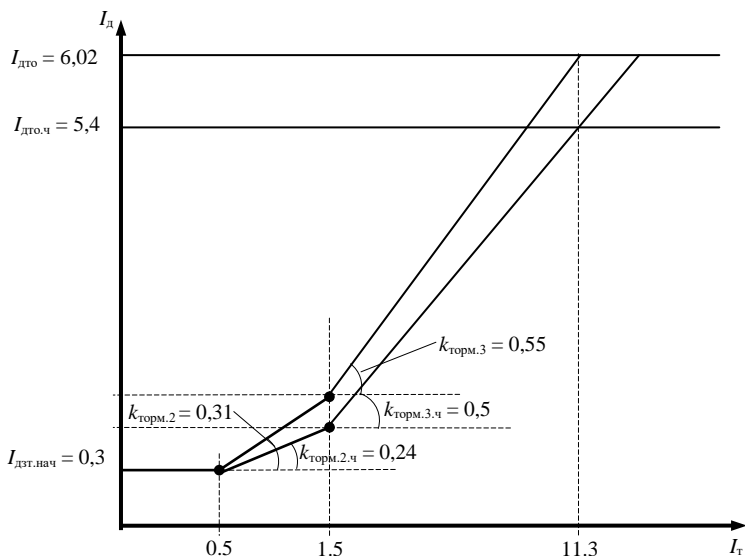


Рис. 5.2. Характеристики ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ (ДЗТ Ч)

Принимаем значение $I_{\text{ДТО.ч}} = 5,4$.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм.3.ч}}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ рассчитаем по формуле (4.12):

$$k_{\text{торм.3.ч}} = \frac{I_{\text{ДТО.ч}} - I_{\text{ДЗТ.2.ч}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм.2}}} = \frac{5,4 - 0,54}{11,3 - 1,5} = 0,5.$$

Полученные уставки тока показаны на характеристике ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ (ДЗТ Ч) (рис. 5.2).

5.10. Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитаем приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН (точка К2 на рисунке 5.1) по формуле:

$$\begin{aligned} I_{\text{к.мин}}^{\text{НН}} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.тр}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с.мин}} + X_{\text{т.макс}})} = \\ &= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{35000}{\sqrt{3}(5 + 14,8)} = 883,8 \text{ А.} \end{aligned}$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ определяют по формуле (4.14):

$$\begin{aligned} k_{\text{ч}} &= \frac{I_{\text{к.мин}}^{\text{НН}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{НОМ.тр}}^{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ДЗТ.нач}}} = \\ &= \frac{883,8 \cdot (1 - 0,1)}{103,9 \cdot 0,3} = 25,5 \geq 2. \end{aligned}$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Таблица П.1.1

Основные технические характеристики входов аналоговых сигналов ПТН

Параметры входов аналоговых сигналов	Значение
Количество входов по току	7
Номинальный входной ток измерительного канала аналоговых сигналов (ПТН), $I_{\text{ПТН}}$, А	0,5; 1,0; 2,5; 5,0
Диапазон контролируемых значений тока в фазах для различных номинальных токов, А: <ul style="list-style-type: none">• $I_{\text{ПТН}} = 0,5$ А• $I_{\text{ПТН}} = 1,0$ А• $I_{\text{ПТН}} = 2,5$ А• $I_{\text{ПТН}} = 5,0$ А	0,065 – 65,0 0,13 – 130,0 0,25 – 250,0 0,5 – 500,0
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерения тока, % <ul style="list-style-type: none">• в диапазоне от $I_{\text{мин}}$ до $5 I_{\text{мин}}$ включительно• в диапазоне от $5 I_{\text{мин}}$ до $I_{\text{макс}}$ включительно	± 4 $\pm 2,5$
Рабочий диапазон частоты переменного тока, Гц	50 ± 5
Скорость изменения частоты, Гц/с, не более	20
Абсолютная погрешность измерения частоты, Гц, не более	0,1

Таблица П.1.2

Основные технические характеристики силовых трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВА	$U_{\text{вн}}^{\text{ном}},$ кВ макс. значение	$U_{\text{нн}}^{\text{ном}},$ кВ	Схема и группа соединения обмоток	Диапазон и количество ступеней регулируемого напряжения на стороне ВН	$i_{\text{к.макс}},$ %	$i_{\text{к.мин}},$ %	$P_{\text{кз}},$ кВт
ТМН	1000	35	6,3; 11,0	Y/Δ-11	$\pm 6 \times 1,5\%$ или $\pm 4 \times 2,5\%$	6,8	6,3	11,6
ТМН	1600	35	6,3; 11,0	Y/Δ-11	$\pm 6 \times 1,5\%$ или $\pm 4 \times 2,5\%$	6,8	6,3	16,5
ТМН	2500	35	6,3	Y/Δ-11	$\pm 6 \times 1,5\%$ или $\pm 4 \times 2,5\%$	6,8	6,3	23,5
ТМН	4000	35	6,3; 11,0	Y/Δ-11	$\pm 6 \times 1,5\%$ или $\pm 4 \times 2,5\%$	7,6	6,9	33,5
ТМН	6300	35	6,3; 11,0	Y/Δ-11	$\pm 6 \times 1,5\%$ или $\pm 4 \times 2,5\%$	7,6	6,9	46,5

Продолжение таблицы П.1.2

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{ВН, ном},$ кВ макс. значение	$U_{НН, ном},$ кВ	Схема и группа соединения обмоток	Диапазон и количество ступеней регулирования напряжения на стороне ВН	$i_{к, макс},$ %	$i_{к, мин},$ %	$P_{кз},$ кВт
ТДНС	10000	36,75	10,5	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 8 \times 1,5\%$	8,8	7,3	60,0
ТДНС	16000	36,75	10,5	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 8 \times 1,5\%$	11,0	9,1	85,0
ТМН	2500	110	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$+10 \times 1,5\%$ $-8 \times 1,5\%$	10,85	10,26	22,0
ТМН	6300	115	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 9 \times 1,78\%$	11,72	10,58	44,0
ТМН	10000	115	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 9 \times 1,78\%$	11,73	10,49	58,0
ТМН	16000	115	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 9 \times 1,78\%$	11,05	10,09	85,0
ТМН	25000	115	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 9 \times 1,78\%$	11,34	10,44	120,0
ТМН	40000	115	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 9 \times 1,78\%$	11,02	10,35	170,0
ТМН	6300	158	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 8 \times 1,5\%$	10,62	10,05	44,0
ТМН	16000	158	6,6	$Y_{H}/\Delta - 11$	$\pm 8 \times 1,5\%$	10,62	10,05	85,0

Таблица П.1.3

Технические характеристики ТПОЛ-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный первичный ток, А	20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Количество вторичных обмоток	2 или 3
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, ВА: обмотки для измерений обмотки для защиты	до 30 (10) 15
Номинальный класс точности вторичной обмотки: для измерений для защиты	0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5; 1 10P**
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе, А: 20-400 600, 1000 800 1500 2000	 10 16 20 23 19
Кратность трехсекундного тока термической стойкости при номинальном первичном токе, А: 20; 30 40; 100; 150; 300; 400 50; 75; 80; 200 600; 800 1000; 1500 2000	 38 45 40 32 27 21

Продолжение таблицы П.1.3

Наименование параметра	Значение
Кратность тока электродинамической стойкости при номинальном первичном токе, А: 20; 30 40; 100; 150; 300; 400 50; 75; 80; 200 600; 800 1000 1500 2000	 96 114 102 81,5 68,7 66,7 50
Испытательное напряжение, кВ: одноминутное промышленной частоты грозового импульса полного	 42 75

Таблица П.1.4

Технические характеристики ТОЛ-35

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный первичный ток, А	15, 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Количество вторичных обмоток	2 или 3
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, ВА: обмотки для измерений обмотки для защиты	до 30 до 30
Номинальный класс точности вторичной обмотки: для измерений для защиты	0,2S; 0,5S 5P; 10P
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе, А:	20
Трехсекундный ток термической стойкости, кА, при номинальном первичном токе, А:	
15	0,7
20	1,0
30	1,5
40	2,1
50	2,3
75	3,5
100	4,7
150	7,0
200	10,5
300	15,0
400	21,0
600	31,0
800	30,0
1000	37,0
1500	41,0
2000	57,0
3000	57,0

Продолжение таблицы П.1.4

Наименование параметра	Значение
Ток электродинамической стойкости, кА, при номинальном первичном токе, А:	
15	3,0
20	4,0
30	6,0
40	8,0
50	10,0
75	15,0
100	21,0
150	31,0
200	42,0
300	63,0
400	84,0
600	127,0
800	107,0
1000	134,0
1500	106,0
2000	220,0
3000	220,0

Таблица П.1.5

Расчетные значения номинальной предельной кратности вторичных обмоток для защиты в зависимости от номинальной вторичной нагрузки в классах точности 5P и 10P для трансформаторов тока ТОЛ-35

Ном. Вторичная нагрузка, В·А	3	5	10	15	20	30	40	50	60	75	100
Ном. Ток, А	Номинальная предельная кратность										
20, 40, 50, 100, 200, 1000	67	56	41	32	26	20	15	13	11	9	7
15, 30, 75, 150, 300, 400, 600	61	50	38	30	25	20	15	12	10	8	6
800	64	53	42	35	29	23	18	15	13	11	8
1500	63	53	41	34	28	22	17	15	13	10	8
2000	56	46	37	31	27	21	17	14	12	10	8
3000	57	41	36	32	28	24	20	18	16	13	11

Таблица П.1.6

Технические характеристики ТОЛ-110

Ном. первичный ток, А	Ном. вторичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, В·А, при $\cos \varphi = 0,8$; вторичной обмотки для			Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее	Ток электродинамической стойкости, кА
		измерения		защиты		
		0,5S; 0,5	0,2S;0,2; 0,5S; 0,5			
100	5 или 1	3	-	10	18	125
150		10	-	10	20	
200		20	-	15	20	
300		30	-	25	20	
400		30	-	30	20	
500		-	30	30	20	
600		-	30	30	20	
750		-	30	30	20	
800		-	30	30	20	
1000		-	30	30	20	
1200		-	30	30	20	
1500		-	30	30	20	
2000		-	30	30	20	

Таблица П.1.7

Технические характеристики ТВТ-150

Ном. первичный ток, А/ном. вторичный ток, А	Ном. первичный ток (включая ответвления), А	Ном. предельная кратность	Номинальная вторичная нагрузка, В·А, при $\cos \varphi = 0,8$			
			В номинальном классе точности			
			0,5	1	3	10
600/5	200	24	-	-	10	
	300		-	-	20	
	400	22,5	-	-	30	
	600		-	-		
1000/5	400	24	-	-	30	
	600		-	-	25	
	750		-	30	-	
	1000		-	40	-	
2000/5	750		-	30	-	
	1000		-	40	-	
	1500		50	-	-	
	2000		60	-	-	

Таблица П.1.8

Технические характеристики ТФЗМ-150

Ном. первичный ток, А	Ном. вторичный ток, А	Номинальная вторичная нагрузка, В·А, при $\cos \varphi = 0,8$; вторичной обмотки для		Номинальная предельная кратность обмотки для защиты, не менее	Ток электродинамической стойкости, кА
		измерения	защиты		
		0,5	10Р		
600	5	30	50	25	52 – 104
750		30	50	25	
1000		30	50	25	
1200		30	50	25	

Приложение 2

Варианты исходных данных

№ варианта	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}, \text{кВ}$	Диапазон и количество ступеней регулирования напряжения на стороне ВН	$X_{\text{с.мин}}, \text{Ом}$	$X_{\text{с.макс}}, \text{Ом}$
1.	ТМН	1000	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	5	4
2.	ТМН	1000	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	4,5	3,5
3.	ТМН	1600	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	5,5	4
4.	ТМН	1600	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	5	4
5.	ТМН	2500	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	4,5	3,5
6.	ТМН	2500	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	5,5	4
7.	ТМН	4000	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	5	4
8.	ТМН	4000	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	4,5	3,5
9.	ТМН	6300	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	5,5	4
10.	ТМН	6300	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	5	4
11.	ТДНС	10000	35	$\pm 8 \times 1,5\%$	4,5	3,5
12.	ТДНС	16000	35	$\pm 8 \times 1,5\%$	5,5	4
13.	ТМН	2500	110	$+10 \times 1,5\%$ $-8 \times 1,5\%$	13	10
14.	ТМН	6300	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	13	11
15.	ТМН	10000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	10	7
16.	ТМН	16000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	8,5
17.	ТМН	25000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	12,5	9,5
18.	ТМН	40000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	13,5	11,5
19.	ТМН	6300	150	$\pm 8 \times 1,5\%$	17	15
20.	ТМН	16000	150	$\pm 8 \times 1,5\%$	16,5	14
21.	ТМН	1000	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	4	3
22.	ТМН	1000	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	4	2,5
23.	ТМН	1600	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	4,6	2,8
24.	ТМН	1600	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	5,0	3,1
25.	ТМН	2500	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	4,9	2,8
26.	ТМН	2500	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	3,5	2,0
27.	ТМН	4000	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	3,6	2,1
28.	ТМН	4000	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	4,1	2,4
29.	ТМН	6300	35	$\pm 6 \times 1,5\%$	4,5	3,0

Приложение 2 (продолжение)

№ варианта	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$, кВ	Диапазон и количество ступеней регулирования напряжения на стороне ВН	$X_{\text{с.мин}}$, Ом	$X_{\text{с.макс}}$, Ом
30.	ТМН	6300	35	$\pm 4 \times 2,5\%$	4,0	2,5
31.	ТМН	2500	110	$+10 \times 1,5\%$ $-8 \times 1,5\%$	7	5
32.	ТМН	6300	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	7,4	5,3
33.	ТМН	10000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	7,8	5,5
34.	ТМН	16000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	6,8	5,0
35.	ТМН	25000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	8,8	6,0
36.	ТМН	40000	110	$\pm 9 \times 1,78\%$	7,6	6,5
37.	ТМН	6300	150	$\pm 8 \times 1,5\%$	11	9
38.	ТМН	16000	150	$\pm 8 \times 1,5\%$	12	10

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Основная литература

1. *Абрамович Б.Н.* Электромеханические комплексы горного производства [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Н. Абрамович, А.А. Круглый, Д.А. Устинов. СПб.: СПГТУ, 2011. 66 с. Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%90%2088179%2F%D0%90%2016%2D577196<> – Загл. с экрана.
2. *Абрамович Б.Н.* Проектирование и расчет систем электроснабжения горных предприятий [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б. Н. Абрамович, Д. А. Устинов. СПб.: Горн. ун-т, 2013. 105 с. Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D013731<> – Загл. с экрана.
3. Электроснабжение предприятий [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Н. Абрамович [и др.]. СПб.: Горн. ун-т, 2015. - 299 с.: рис., табл. + 1 эл. опт. диск (CD-ROM). Библиогр.: с. 294 Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=31%2E29%2D5%2F%D0%AD%2045%2D388495281<> – Загл. с экрана.
4. *Абрамович Б.Н.* Основы электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Б.Н. Абрамович, Д.А. Устинов. СПб.: Горн. ун-т, 2013. 91 с. Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D390538<> – Загл. с экрана.
5. Электроэнергетика [Текст, электронный ресурс]: учеб.-метод. комплекс. СПб.: Изд-во СЗТУ, 2009 .Ч. 2 : Релейная защита и автоматизация. Изоляция и перенапряжения / сост.: В.С. Гончар, С.И. Джаншиев, В.Н. Костин. 2009. 227 с. Режим доступа: http://irbis.spmi.ru/jirbis2/index.php?option=com_irbis&view=irbis&Itemid=374&task=et_static_req&bns_string=NWPIB.ELC.ZAPIS&req_irb=<>I=%D0%9C%2D%2D20090216134122<> – Загл. с экрана.

Дополнительная литература

1. СТО ДИВГ-055-2013. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 – 220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания. СПб.: ПЭИПК, ООО «НТЦ «Механостроника» / сост.: А.Л. Соловьев, О.Г. Захаров, М.Г. Пирогов, В.Н. Чепелев, С.В. Михалев. 58 с.
2. <http://www.mtrele.ru>

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Виды защиты трансформаторов	4
2. Выбор первичных трансформаторов тока и преобразователя ток-напряжение блоков БМРЗ	14
3. Дифференциальная токовая отсечка	16
4. Дифференциальная токовая защита с торможением	18
4.1. Общие принципы выбора уставок ДЗТ	18
4.2. Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ	20
4.3. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ	22
4.4. Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ	24
4.5. Проверка чувствительности ДЗТ	26
5. Пример расчета уставок дифференциальной защиты трансформатора	27
5.1. Исходные данные	27
5.2. Расчет сопротивления трансформатора	28
5.3. Выбор трансформаторов тока	29
5.4. Выбор ПТН блоков БМРЗ	32
5.5. Выбор уставки срабатывания ДТО	33
5.6. Выбор уставки начального тока срабатывания	34
5.7. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ	34
5.8. Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ	35
5.9. Выбор уставок тока срабатывания группы «чувствительных» уставок	35
5.10. Проверка чувствительности ДЗТ	38
Приложения	39
Приложение 1	39
Приложение 2	48
Рекомендательный библиографический список	50

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА
ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ**

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов специальности 21.05.04*

Сост.: *Д.А. Устинов, А.В. Кривенко*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
электроэнергетики и электромеханики

Ответственный за выпуск *Д.А. Устинов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 28.05.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,0. Усл.кр.-отт. 3,0. Уч.-изд.л. 2,8. Тираж 75 экз. Заказ 337. С 34.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2