

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Учреждение образования
«Витебский государственный технологический университет»

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

ПРАКТИКУМ

**для студентов специальности
7-07-0712-02 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

Витебск
2025

Составители:

А. М. Наumenко, А. А. Кузнецов

Одобрено кафедрой «Автоматизация производственных процессов»
УО «ВГТУ», протокол № 8 от 21.02.2025.

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским
советом УО «ВГТУ», протокол № 6 от 26.02.2025.

Релейная защита и автоматика систем электроснабжения :
практикум / сост. А. М. Наumenко, А. А. Кузнецов. – Витебск : УО «ВГТУ»,
2025. – 104 с.

В практикуме содержится материал для выполнения практических занятий по дисциплине «Релейная защита и автоматика систем электроснабжения» в соответствии с учебной программой. Приведены методики расчета токов короткого замыкания, максимальной токовой защиты и токовой отсечки линии электропередачи, дистанционной защиты линии электропередачи, ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ на линии с односторонним питанием, релейной защиты асинхронного двигателя, релейной защиты синхронного двигателя, уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора, максимальной токовой защиты и токовой отсечки силового трансформатора. Даны теоретические сведения для расчетов и индивидуальные задания. Практикум предназначен для студентов, изучающих дисциплину, для использования на практических занятиях, при выполнении лабораторных работ, при выполнении расчетно-графической работы и подготовке к итоговому контролю знаний.

УДК 621.316.925.1

© УО «ВГТУ», 2025

Содержание

Обозначения и сокращения	4
Практическая работа 1 Расчет токов короткого замыкания	6
Практическая работа 2 Расчет максимальной токовой защиты и токовой отсечки линии электропередачи	23
Практическая работа 3 Расчет дистанционной защиты линии электропередачи	41
Практическая работа 4 Расчет ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ на линии с односторонним питанием	52
Практическая работа 5 Расчет релейной защиты асинхронного двигателя	63
Практическая работа 6 Расчет релейной защиты синхронного двигателя	75
Практическая работа 7 Расчет уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора	79
Практическая работа 8 Расчет максимальной токовой защиты и токовой отсечки силового трансформатора	89
Список используемых источников	103

Обозначения и сокращения

В методических указаниях приняты следующие обозначения и сокращения:

- АД – асинхронный двигатель;
- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АГП – автомат гашения поля;
- АТ – автотрансформатор;
- АУ – автоматическое ускорение;
- БК – блокировка при качаниях;
- БМРЗ – блок микропроцессорный релейной защиты;
- БТН – бросок тока намагничивания;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
- ДГР – дугогасящий реактор;
- ДО – дистанционный орган;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ДЗШ – дифференциальная токовая защита шин;
- ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
- ЗАР – защита от асинхронного режима;
- ЗКН – защита от колебаний нагрузки;
- ЗМН – защита минимального напряжения;
- ЗНР – защита от неполнофазного режима;
- ЗПП – защита от потери питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МП – микропроцессорный;
- МинТЗ – минимальная токовая защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МФТО – междуфазная токовая отсечка;
- НН – низшее напряжение; о.е. – относительные единицы;
- ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ОКЗ – отношение короткого замыкания;
- ОУ – оперативное ускорение;
- ПБВ – устройство переключения ответвлений обмоток трансформатора без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ – релейная защита;
РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
РРС – реле реактивного сопротивления;
СВ – секционный выключатель;
СД – синхронный двигатель;
СН – среднее напряжение;
ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
ТТ – измерительный трансформатор тока;
ТУ – телеускорение;
УПП – устройство плавного пуска;
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
ШСВ – шиносоединительный выключатель;
ЦОС – цифровая обработка сигналов;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭТ – электротермические установки;
ЭКЦ – электрический центр качаний.

Практическая работа 1

Расчет токов короткого замыкания

Цель работы: приобрести навыки расчета токов короткого замыкания

Теоретические сведения

Для выбора параметров срабатывания релейной защиты необходим расчет токов КЗ, при этом рассчитывают не только максимальные, но и минимальные значения токов КЗ.

Для упрощения расчетов токов КЗ в распределительных сетях 6–10 кВ принято не учитывать ряд факторов:

- переходное сопротивление в месте КЗ. Все повреждения рассматриваются как металлические. Возможность уменьшения тока КЗ из-за наличия переходного сопротивления учитывается коэффициентом чувствительности;

- токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки;

- изменение параметров питающей системы за счет того, что распределитель сети электрически удалены от генераторов энергосистемы.

При этом при расчетах необходимо учитывать ряд особенностей:

- учет изменения сопротивления трансформаторов с РПН при изменении положения регулятора РПН;

- учет действительных, а не средних коэффициентов трансформации;

- расчет токов КЗ выполняется в именованных единицах.

Исходными данными для расчета токов КЗ является первичная схема с параметрами оборудования. Для расчета токов КЗ для известной первичной схемы необходимо составить схемы замещения прямой последовательности.

На схеме замещения источники питания замещаются источниками ЭДС за комплексными сопротивлениями, пассивные элементы – комплексными сопротивлениями.

Как правило, составляются схемы замещения для максимального и минимального режимов работы сети.

Расчет токов КЗ в сетях 6–10 кВ рекомендуется выполнять в именованных единицах. При составлении схемы замещения все сопротивления должны быть приведены к одной ступени напряжения, соответствующей напряжению одной из сторон трансформатора.

Для расчета защиты понижающего трансформатора в качестве базисной ступени рекомендуется принимать напряжение стороны ВН трансформатора. При расчете параметров срабатывания защит элементов сети за трансформатором – напряжение стороны НН трансформатора.

Приведение сопротивлений от одной ступени напряжения к другой выполняют по формуле:

$$Z_2 = Z_1 \cdot \left(\frac{U_{\text{тр н2}}}{U_{\text{тр н1}}} \right)^2, \quad (1.1)$$

где Z_1 – сопротивление элемента на ступени с напряжением $U_{\text{тр н1}}$, Ом; $U_{\text{тр н1}}$ – напряжение стороны трансформатора, на которой находится элемент сети, В; $U_{\text{тр н2}}$ – напряжение стороны трансформатора, к которой приводится сопротивление, В.

В приближенных вычислениях напряжения $U_{\text{тр н1}}$ и $U_{\text{тр н2}}$ принимают равными средним номинальным напряжениям соответствующих ступеней трансформации: 0,4; 6,3; 10,5; 20; 37; 115; 230 кВ.

При точном приведении используются действительные значения напряжений трансформаторов по их паспортным значениям. Для трансформаторов с РПН приведение сопротивлений выполняют для двух крайних положений переключателя РПН при расчете максимального и минимального тока КЗ.

При выборе в качестве базисной ступени, ступени, отличной от напряжения источника ЭДС, необходимо выполнить приведение напряжения источника по формуле:

$$U_{\text{с прив}} = U_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{тр н2}}}{U_{\text{тр н1}}}, \quad (1.2)$$

где $U_{\text{с}}$ – среднее номинальное напряжение системы, В; $U_{\text{тр н1}}$ – напряжение стороны трансформатора, на которой находится элемент сети, В; $U_{\text{тр н2}}$ – напряжение стороны трансформатора, к которой приводится сопротивление, В.

1. Расчет параметров схемы замещения

1.1 Расчет параметров системы

Система представляется на схеме замещения своим полным сопротивлением. Задаются два значения сопротивления системы для максимального и минимального режимов работы системы. В максимальном режиме система представляется в схеме замещения наименьшим сопротивлением $Z_{\text{с. макс}}$, а в минимальном – наибольшим сопротивлением $Z_{\text{с. мин}}$. Таким образом, индексы «макс» и «мин» относятся не к значению сопротивления, а к режиму работы системы.

Если задана мощность КЗ на шинах ВН, сопротивление системы $x_{\text{с}}$, Ом, рассчитывают по формуле:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{с}}^2}{S_{\text{к}}}, \quad (1.3)$$

где U_c – среднее номинальное напряжение системы, кВ; S_k – мощность КЗ на шинах ВН подстанции, МВ·А.

Если задан ток КЗ на шинах ВН, сопротивление системы x_c , Ом, рассчитывают по формуле:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_k'} \quad (1.4)$$

где U_c – среднее номинальное напряжение системы, кВ; I_k – ток КЗ на шинах ВН подстанции, кА.

1.2 Расчет параметров электрических машин

При расчете начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ должны быть учтены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью более 100 кВт, подключенные к шинам 6–10 кВ.

В автономных системах при расчетах токов КЗ следует учитывать и электродвигатели мощностью менее 100 кВт, если их доля в суммарном токе КЗ составляет не менее 5 %.

Нагрузка 0,4 кВ или нагрузка 6 (10) кВ, если ее точный состав и параметры неизвестны, учитывается, как обобщенная нагрузка (см. п. 1.6).

Синхронные машины в схему замещения вводятся сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС. Сверхпереходную ЭДС синхронных машин E''_q , о. е., перед КЗ работавших в номинальном режиме, определяют по формуле:

$$E''_q = \sqrt{1 + 2 \cdot x''_d \sin \varphi_{(0)} + x''_d{}^2}, \quad (1.5)$$

где x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.; $\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме, °.

Для машин, работающих с перевозбуждением (что соответствует выдаче реактивной мощности в сеть) $\sin \varphi_{(0)} > 0$. Для синхронных генераторов малой и средней мощности и двигателей номинальный $\sin \varphi_{\text{ном}} = 0,6$, синхронных компенсаторов $\sin \varphi_{\text{ном}} = 1$.

Сверхпереходные индуктивные сопротивления синхронных двигателей, генераторов и компенсаторов приводятся в документации заводов-изготовителей.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление x''_d , о. е., определяют по формуле:

$$x''_{*d} \approx \frac{1}{K_{\Pi}}, \quad (1.6)$$

где K_{Π} – кратность пускового тока двигателя.

Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам:

$$E''_q = E''_{*q} \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (1.7)$$

$$x''_d = x''_{*d} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = x''_{*d} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (1.8)$$

$$x''_d = x''_{*d} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta}{P_{\text{НОМ}}} = x''_{*d} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (1.9)$$

где E''_{*q} – сверхпереходная ЭДС синхронной машины, о. е.; $U_{\text{НОМ}}$ – среднее номинальное напряжение, В; x''_{*d} – сверхпереходное индуктивное сопротивление, о. е.; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность синхронной машины, В·А; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток синхронной машины, А; $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности; η – КПД синхронной машины; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность синхронной машины, Вт

Сверхпереходную ЭДС асинхронных двигателей E''_{*q} , о. е., перед КЗ работавших в номинальном режиме, определяют по формуле:

$$E''_{*q} = \sqrt{1 - 2 \cdot x''_{*ad} \sin \varphi_{(0)} + x''_{*ad}{}^2}, \quad (1.10)$$

где x''_{*ad} – сверхпереходное индуктивное сопротивление, о. е.; $\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме, °.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление x''_{*ad} , о. е., определяют по формуле:

$$x''_{*ad} = \frac{1}{K_{\Pi}}, \quad (1.11)$$

где K_{Π} – кратность пускового тока двигателя.

Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам:

$$E''_q = E''_{*q} \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (1.12)$$

$$x''_{ad} = x''_{*ad} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta}{P_{\text{НОМ}}} = x''_{*ad} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (1.13)$$

где E''_q – сверхпереходная ЭДС асинхронного двигателя, рассчитывается по формуле (3.10), о. е.; $U_{\text{НОМ}}$ – среднее номинальное напряжение, В; x''_{*ad} – сверхпереходное индуктивное сопротивление, о. е.; $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности двигателя; η – КПД асинхронного двигателя; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность двигателя, Вт; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток асинхронного двигателя, А.

1.3 Расчет параметров линий

Воздушные и кабельные линии представляются на схеме замещения своими комплексными сопротивлениями.

Сопротивление линии $z_{\text{л}}$, Ом, рассчитывают по формуле:

$$z_{\text{л}} = (x_{\text{л уд.}} + j \cdot r_{\text{л уд.}}) \cdot L_{\text{л}}, \quad (1.14)$$

где $x_{\text{л уд.}}$ – удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км; $r_{\text{л уд.}}$ – удельное активное сопротивление прямой последовательности, Ом/км; $L_{\text{л}}$ – длина линии, км.

1.4 Расчет параметров токоограничивающих реакторов

Условные обозначения и схемы замещения реактора и сдвоенного реактора приведены на рисунке 1.1

Сопротивление токоограничивающего реактора задается номинальным индуктивным сопротивлением x_p , Ом.

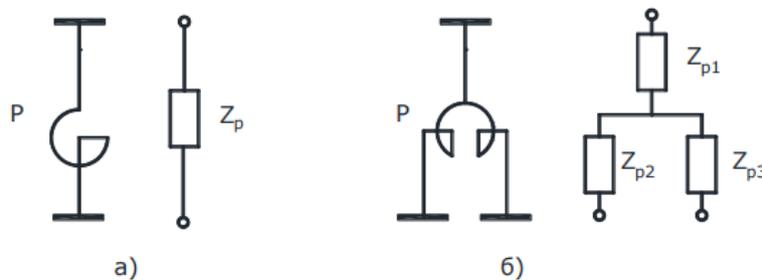


Рисунок 1.1 – Условные обозначения и схемы замещения реакторов:
а) – реактор, б) – сдвоенный реактор

Сопротивления короткого замыкания сдвоенного реактора определяют по формуле:

$$x_{p1} = -K_{св} \cdot x_p, \quad (1.15)$$

$$x_{p2} = x_{p3} = (1 + K_{св}) \cdot x_p, \quad (1.16)$$

где $K_{св}$ – коэффициент связи; x_p – собственное индуктивное сопротивление ветви реактора, Ом

1.5 Расчет параметров трансформаторов

Исходными данными для расчета сопротивления двухобмоточного трансформатора являются номинальные напряжения сторон трансформатора и напряжения короткого замыкания. Условные обозначения и схемы замещения двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов приведены на рисунке 1.2.

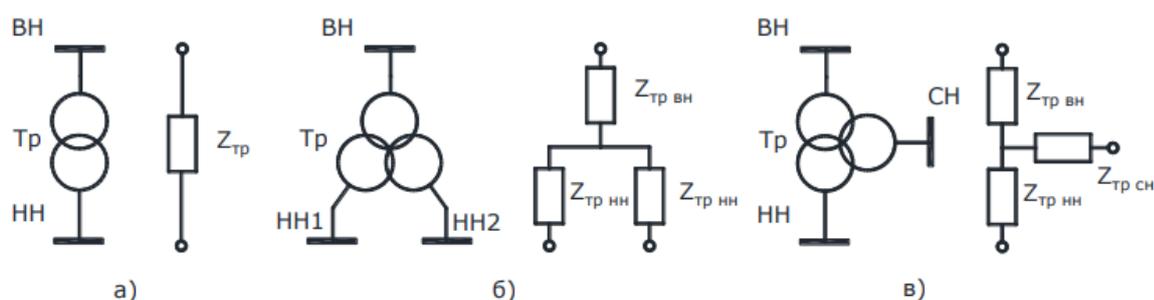


Рисунок 1.2 – Условные обозначения и схемы замещения трансформаторов: а) – двухобмоточный трансформатор, б) – двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН, в) – трехобмоточный трансформатор

Сопротивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора $x_{тр}$, Ом, определяют по формуле:

$$x_{тр} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (1.17)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение одной из сторон, кВ; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

В паспортных данных на двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН приводятся значения напряжения короткого замыкания $u_{к\text{ вн-нн}}$, $u_{к\text{ нн-нн}}$.

Сопротивления $x_{тр\text{ вн-нн}}$ и $x_{тр\text{ нн-нн}}$ рассчитывают по формуле (1.17). Сопротивления короткого замыкания сторон ВН и НН двухобмоточного

трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяют по формуле:

$$x_{\text{тр ВН}} = x_{\text{тр ВН-НН}} - 0,25 \cdot x_{\text{тр НН-НН}}, \quad (1.18)$$

$$x_{\text{тр НН}} = 0,5 \cdot x_{\text{тр НН-НН}}. \quad (1.19)$$

При отсутствии данных по напряжению $u_{\text{к НН-НН}}$ сопротивления короткого замыкания сторон ВН и НН двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяют по приближенным формулам:

$$x_{\text{тр ВН}} = 0,125 \cdot x_{\text{тр}}, \quad (1.20)$$

$$x_{\text{тр НН}} = 1,75 \cdot x_{\text{тр}}. \quad (1.21)$$

В паспортных данных на трехобмоточный трансформатор приводятся значения напряжений короткого замыкания $u_{\text{к ВН-СН}}$, $u_{\text{к ВН-НН}}$, $u_{\text{к СН-НН}}$. Сопротивления $x_{\text{тр ВН-СН}}$, $x_{\text{тр ВН-НН}}$, $x_{\text{тр СН-НН}}$ рассчитывают по формуле (1.17), при этом в качестве напряжения $U_{\text{ном}}$ используется напряжение одной из сторон.

Сопротивления трехобмоточного трансформатора определяют по формуле:

$$x_{\text{тр ВН}} = 0,5 \cdot (x_{\text{тр ВН-СН}} + x_{\text{тр ВН-НН}} - x_{\text{тр СН-НН}}), \quad (1.22)$$

$$x_{\text{тр СН}} = 0,5 \cdot (x_{\text{тр ВН-СН}} + x_{\text{тр СН-НН}} - x_{\text{тр ВН-НН}}), \quad (1.23)$$

$$x_{\text{тр НН}} = 0,5 \cdot (x_{\text{тр ВН-НН}} + x_{\text{тр СН-НН}} - x_{\text{тр ВН-СН}}). \quad (1.24)$$

Для трансформаторов с РПН сопротивление короткого замыкания зависит от ответвления РПН. Сопротивление трансформатора на заданном ответвлении $x_{\text{т отв.}}$, Ом, определяют по формуле:

$$x_{\text{т отв.}} = u_{\text{к отв.}} \frac{U_{\text{ном отв.}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (1.25)$$

где $u_{\text{к отв.}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, о. е.; $U_{\text{ном отв.}}$ – номинальное линейное напряжение ответвления, кВ; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора на основном ответвлении, МВ·А.

Для трансформаторов 110 кВ и 35 кВ в приводятся три значения $u_{\text{к}}$: для двух крайних и одного среднего положения РПН. Для расчета тока КЗ в минимальном и максимальном режимах необходимо рассчитать сопротивления трансформатора для крайних положений РПН $x_{\text{тр макс}}$ и $x_{\text{тр мин}}$, которым соответствует напряжение $U_{\text{тр макс}}$ и $U_{\text{тр мин}}$. Следует отметить, что максимальное сопротивление соответствует максимальному напряжению стороны ВН.

Следует учитывать, что согласно максимальным значениям напряжения для сетей класса 110 кВ является 126 кВ, поэтому верхний диапазон используется не в полной мере. Значение напряжения u_k для 126 кВ может быть рассчитано приближенно.

1.6 Расчет параметров комплексной нагрузки

В составе нагрузки может быть значительное количество синхронных и асинхронных двигателей. Асинхронные двигатели в начале переходного процесса при КЗ могут перейти из двигательного режима в генераторный, если ЭДС двигателя превосходит напряжение на зажимах двигателя. Если время действия защиты больше 0,3 с – подпитка от асинхронных электродвигателей не учитывается.

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки, если ток в месте КЗ от той нагрузки составляет не менее 5 % тока в месте КЗ, определенного без учета нагрузки.

Однако точный расчет представляет собой сложную задачу, поэтому в инженерных расчетах допустимо ограничиться приближенным учетом нагрузки. Двигательная нагрузка вместе с другими потребителями, а также распределительная сеть и понижающие трансформаторы учитываются как обобщенная нагрузка.

В таблице 1.1 приведены данные по параметрам отдельных элементов комплексной нагрузки. Параметры узла обобщенной нагрузки (ЭДС и сопротивление комплексной нагрузки, подключенной к узлу) рассчитывают на основании таблицы 1.1. При этом принимается, что отдельные элементы комплексной нагрузки соединены параллельно.

Если параметры отдельных элементов комплексной нагрузки неизвестны, то в качестве параметров узла комплексной нагрузки принимаются параметры одного из типовых узлов обобщенной нагрузки. Параметры типовых узлов обобщенной нагрузки приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Параметры элементов комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	E'' , нагр.	z'' , нагр.
Синхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	1,074	$0,04 + j \cdot 0,15$
Синхронные двигатели напряжением до 1 кВ	1,079	$0,03 + j \cdot 0,16$
Асинхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	0,93	$0,01 + j \cdot 0,17$
Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ	0,9	$0,07 + j \cdot 0,18$
Лампы накаливания	0	1,0
Газоразрядные источники света	0	$0,85 + j \cdot 0,53$
Преобразователи	0	$0,9 + j \cdot 0,45$
Электротермические установки	0	$1 + j \cdot 0,49$

Таблица 1.2 – Параметры узлов обобщенной нагрузки

Узел, N	Состав потребителей узла, %						Параметры узла нагрузки напряжением, кВ		
	Синхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	Асинхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ	Преобразователи	Электротермические установки	Освещение	E", нагр.	z", нагр.	
								6–10	35–110
1	100	–	–	–	–	–	1,11	0,04 + j · 0,15	0,04 + j · 0,25
2	–	100	–	–	–	–	0,936	0,03 + j · 0,17	0,03 + j · 0,27
3	25	10	40	10	11	4	0,865	0,3 + j · 0,43	0,04 + j · 0,54
4	50	10	15	–	–	25	1,03	0,1 + j · 0,33	0,15 + j · 0,43
5	–	–	35	–	–	65	0,788	0,17 + j · 0,23	0,2 + j · 0,34
6	50	50	–	–	–	–	1,0	0,02 + j · 0,2	0,02 + j · 0,31

Параметры узла 4 соответствуют коммунально-бытовой нагрузке большого города. Параметры узла 5 соответствуют бытовой нагрузке. Приведен типовой состав узлов комплексной нагрузки для различных потребителей.

Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам:

$$E''_{\text{нагр.}} = E''_{* \text{нагр.}} \cdot U_{\text{ном}}, \quad (1.26)$$

$$z''_{\text{нагр.}} = z''_{* \text{нагр.}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = z''_{* \text{нагр.}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}}, \quad (1.27)$$

где $E''_{* \text{нагр.}}$ – ЭДС нагрузки в начальный момент времени после возникновения КЗ, о. е.; $U_{\text{ном}}$ – среднее номинальное напряжение, В; $z''_{\text{нагр.}}$ – сопротивление нагрузки в начальный момент времени после возникновения КЗ, о. е.; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность нагрузки, В·А; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток нагрузки, А.

1.7 Расчет тока КЗ

Ток трехфазного КЗ $I_K^{(3)}$, А, рассчитывают по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_3^2 + x_3^2}}, \quad (1.28)$$

где U_c – напряжение системы, В; r_3 , x_3 – активное и реактивное сопротивления до точки КЗ, приведенные к ступени напряжения источника, Ом.

В приближенных расчетах или при расчете токов КЗ за трансформаторами с ПБВ U_c принимают равным среднему значению напряжения питающей сети $U_{c \text{ ном}}$, так как диапазон регулирования напряжения у трансформаторов с ПБВ не превышает 5 %.

Ток трехфазного КЗ за трансформатором $I_{K \text{ макс}}$, А, в максимальном режиме системы рассчитывают по формуле:

$$I_{K \text{ макс}} = \frac{U_{c \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c \text{ макс}} + x_{\text{тр}})}, \quad (1.29)$$

где $U_{c \text{ ном}}$ – номинальное напряжение сети, В; $x_{c \text{ макс}}$ – сопротивление системы в максимальном режиме работы, Ом; $x_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, соответствующее среднему положению РПН, Ом.

Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме системы $I_{K \text{ мин}}$, А, рассчитывают по формуле:

$$I_{K \text{ мин}} = \frac{U_{c \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c \text{ мин}} + x_{\text{тр}})}, \quad (1.30)$$

где $U_{c \text{ ном}}$ – номинальное напряжение сети, В; $x_{c \text{ мин}}$ – сопротивление системы в минимальном режиме работы, Ом; $x_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, соответствующее среднему положению РПН, Ом.

Значение токов КЗ за трансформатором с РПН существенно зависит от положения переключателя РПН, поэтому возникает необходимость учета положения РПН при расчете максимально и минимально возможных токов КЗ за трансформатором.

Для вычисления максимально возможного значения тока КЗ за трансформатором следует принять наименьшее значение сопротивления самого трансформатора $x_{\text{тр мин}}$ и наименьшее сопротивление питающей системы $x_{c \text{ макс}}$.

Поскольку наименьшее сопротивление трансформатора $x_{\text{тр мин}}$ соответствует положению РПН с наименьшим напряжением $U_{\text{мин тр}}$, то в качестве напряжения U_c следует принять напряжение ответвления с наименьшим напряжением. Однако для создания расчетного запаса используют номинальное напряжение сети $U_{c \text{ ном}}$.

Ток трехфазного КЗ за трансформатором $I_{к \text{ макс}}$, А, в максимальном режиме системы рассчитывают по формуле:

$$I_{к \text{ макс}} = \frac{U_{с \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с \text{ макс}} + x_{тр \text{ мин}})}, \quad (1.31)$$

где $U_{с \text{ ном}}$ – номинальное напряжение сети, В; $x_{с \text{ макс}}$ – сопротивление системы в максимальном режиме работы, Ом; $x_{тр \text{ мин}}$ – наименьшее сопротивление трансформатора, Ом.

Для вычисления минимально возможного значения тока КЗ за трансформатором следует принять наибольшее значение сопротивления самого трансформатора $x_{тр \text{ макс}}$ и наибольшее сопротивление питающей системы $x_{с \text{ мин}}$.

Поскольку наибольшее сопротивление трансформатора соответствует положению РПН с наибольшим напряжением, то в качестве напряжения $U_{с}$ следует принять напряжение ответвления с наибольшим напряжением.

Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме системы $I_{к \text{ мин}}$, А, рассчитывают по формуле:

$$I_{к \text{ мин}} = \frac{U_{\text{макс тр}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с \text{ мин}} + x_{тр \text{ макс}})}, \quad (1.32)$$

где $U_{\text{макс тр}}$ – максимальное напряжение трансформатора, В; $x_{с \text{ мин}}$ – сопротивление системы в минимальном режиме работы, Ом; $x_{тр \text{ макс}}$ – наибольшее сопротивление трансформатора, Ом.

Ток двухфазного КЗ $I_{к}^{(2)}$, А, рассчитывают по известному току трехфазного КЗ в этой же точке по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (1.33)$$

где $I_{к}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, А.

Приведение тока одной стороны трансформатора к другой стороне трансформатора осуществляют по формуле:

$$I_1 = I_2 \cdot \frac{U_{тр \text{ н2}}}{U_{тр \text{ н1}}}, \quad (1.34)$$

где значения напряжений выбираются таким же образом, как принято при приведении сопротивлений.

Пример расчета тока трехфазного КЗ за трансформатором 110/10 кВ

Исходные данные

Параметры питающей системы:

- $I_{к\ макс} = 5300\ А$ – ток КЗ системы в максимальном режиме;
- $I_{к\ мин} = 3500\ А$ – ток КЗ системы в минимальном режиме;
- $U_{с\ ном} = 115\ кВ$ – среднее номинальное напряжение системы.

Характеристики трансформатора:

- тип – ТДН-16000/110;
- схема и группа соединения обмоток – $Y_0/\Delta - 11$;
- $S_{ном\ тр} = 16\ МВ\ А$ – номинальная мощность;
- $U_{ном\ тр\ ВН} = 115\ кВ$ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{ном\ тр\ НН} = 11\ кВ$ – номинальное напряжение стороны НН;
- $u_k = 10,5\ \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора,

соответствующее среднему положению РПН;

- $u_{к\ мин} = 10,0\ \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано);

- $u_{к\ макс} = 11,0\ \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано).

Система регулирования напряжения:

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

1. Приближенный расчет тока КЗ на стороне ВН без учета положения РПН

В качестве базисной примем сторону ВН трансформатора.

Сопrotивление системы в максимальном режиме рассчитать по формуле (1.4)

$$x_{с\ макс} = \frac{U_{с\ ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{к\ макс}} = \frac{115\ кВ}{\sqrt{3} \cdot 5300\ А} = 12,5\ Ом$$

Сопrotивление системы в минимальном режиме рассчитать по формуле (1.4)

$$x_{с\ мин} = \frac{U_{с\ ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{к\ мин}} = \frac{115\ кВ}{\sqrt{3} \cdot 3500\ А} = 19\ Ом$$

Сопrotивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора определить по формуле (1.17)

$$x_{тр} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{ном\ тр}^{ВН})^2}{S_{ном\ тр}} = \frac{10,5\ \%}{100\ \%} \cdot \frac{(115\ кВ)^2}{16\ МВ \cdot А} = 86,8\ Ом$$

Ток трехфазного КЗ в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.29)

$$I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(3)}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с макс}} + x_{\text{тр}})} = \frac{115 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((12,5 \text{ Ом}) + (86,8 \text{ Ом}))} = 669 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.30)

$$I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(3)}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с мин}} + x_{\text{тр}})} = \frac{115 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((19 \text{ Ом}) + (86,8 \text{ Ом}))} = 628 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.34)

$$I_{\text{к макс}}^{\text{НН(3)}} = I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(3)}} \cdot \frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = (669 \text{ А}) \cdot \frac{115 \text{ кВ}}{11 \text{ кВ}} = 6989 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.34)

$$I_{\text{к мин}}^{\text{НН(3)}} = I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(3)}} \cdot \frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = (628 \text{ А}) \cdot \frac{115 \text{ кВ}}{11 \text{ кВ}} = 6563 \text{ А}$$

2. Расчет тока КЗ на стороне ВН с учетом положения РПН

В качестве базисной примем сторону ВН трансформатора.

Сопротивление системы в максимальном и минимальном режимах рассчитать согласно п. 1.

Рассчитать максимальное напряжение стороны ВН трансформатора

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

Для сетей класса напряжения 110 кВ максимальное напряжение не превышает 126 кВ, поэтому принять $U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}} = 126 \text{ кВ}$.

Сопротивление трансформатора на максимальном ответвлении определить по формуле (1.17)

$$x_{\text{тр макс}} = \frac{u_{\text{к макс}}}{100} \frac{(U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}})^2}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{11 \%}{100 \%} \cdot \frac{(126 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВ} \cdot \text{А}} = 109,1 \text{ Ом}$$

Для упрощения напряжение $u_{к \text{ макс}}$ принято равным напряжению короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН.

Рассчитать минимальное напряжение стороны ВН трансформатора

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

Сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении определить по формуле (1.17)

$$x_{\text{тр мин}} = \frac{u_{к \text{ мин}}}{100} \frac{(U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}})^2}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{10\%}{100\%} \cdot \frac{(96,6 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВ}\cdot\text{А}} = 58,3 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.31)

$$I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(3)}} = \frac{U_{с \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с \text{ макс}} + x_{\text{тр мин}})} = \frac{115 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((12,5 \text{ Ом}) + (58,3 \text{ Ом}))} = 938 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.32)

$$I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(3)}} = \frac{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с \text{ мин}} + x_{\text{тр макс}})} = \frac{126 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((19,0 \text{ Ом}) + (109,1 \text{ Ом}))} = 568 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.34)

$$I_{\text{к макс}}^{\text{НН(3)}} = I_{\text{к макс}}^{\text{ВН(3)}} \cdot \frac{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = (938 \text{ А}) \cdot \frac{96,6 \text{ кВ}}{11 \text{ кВ}} = 8231 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.34)

$$I_{\text{к мин}}^{\text{НН(3)}} = I_{\text{к мин}}^{\text{ВН(3)}} \cdot \frac{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}}} = (568 \text{ А}) \cdot \frac{126 \text{ кВ}}{11 \text{ кВ}} = 6504 \text{ А}$$

3. Расчет тока КЗ на стороне НН с учетом положения РПН

В качестве базисной примем сторону НН трансформатора.

Сопротивление системы в максимальном и минимальном режимах рассчитать согласно п 1.

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в максимальном режиме рассчитать по формуле (1.1)

$$x_{c \text{ макс прив}} = x_{c \text{ макс}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{МИН тр}}^{\text{ВН}}} \right)^2 = (12,5 \text{ Ом}) \cdot \left(\frac{11 \text{ кВ}}{96,6 \text{ кВ}} \right)^2 = 0,163 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в минимальном режиме рассчитать по формуле (1.1)

$$x_{c \text{ мин прив}} = x_{c \text{ мин}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{МАКС тр}}^{\text{ВН}}} \right)^2 = (19,0 \text{ Ом}) \cdot \left(\frac{11 \text{ кВ}}{126 \text{ кВ}} \right)^2 = 0,145 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН, на максимальном ответвлении определить по формуле (1.17)

$$x_{\text{тр макс прив}} = \frac{u_{k \text{ макс}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}})^2}{S_{\text{НОМ тр}}} = \frac{11 \%}{100 \%} \cdot \frac{(11 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВ}\cdot\text{А}} = 0,832 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении определить по формуле (1.17)

$$x_{\text{тр мин прив}} = \frac{u_{k \text{ мин}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}})^2}{S_{\text{НОМ тр}}} = \frac{10 \%}{100 \%} \cdot \frac{(11 \text{ кВ})^2}{16 \text{ МВ}\cdot\text{А}} = 0,756 \text{ Ом}$$

Приведенное напряжение в максимальном режиме работы рассчитать по формуле (1.2)

$$U_{c \text{ ном прив}} = U_{c \text{ ном}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{МИН тр}}^{\text{ВН}}} = (115 \text{ кВ}) \cdot \frac{11 \text{ кВ}}{96,6 \text{ кВ}} = 13,1 \text{ кВ}$$

Приведенное напряжение в максимальном режиме работы рассчитать по формуле (1.2)

$$U_{\text{макс тр прив}}^{\text{ВН}} = U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ тр}}^{\text{НН}}}{U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}}} = (126 \text{ кВ}) \cdot \frac{11 \text{ кВ}}{126 \text{ кВ}} = 11 \text{ кВ}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.31)

$$I_{\text{к макс}}^{\text{НН(3)}} = \frac{U_{\text{с ном прив}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с макс прив}} + x_{\text{тр мин прив}})} = \frac{13,1 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((0,163 \text{ Ом}) + (0,756 \text{ Ом}))} = 8231 \text{ А}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (1.32)

$$I_{\text{к мин}}^{\text{НН(3)}} = \frac{U_{\text{макс тр прив}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с макс прив}} + x_{\text{тр макс прив}})} = \frac{11 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot ((0,145 \text{ Ом}) + (0,832 \text{ Ом}))} = 6504 \text{ А}$$

Задание для самостоятельного выполнения

Рассчитать токи трехфазного КЗ за трансформатором 110/10 кВ. Исходные данные для расчета для индивидуального задания представлены в таблице 1.3.

Параметры питающей системы:

- $I_{\text{к макс}} = 5300 \text{ А}$ – ток КЗ системы в максимальном режиме;
- $I_{\text{к мин}} = 3500 \text{ А}$ – ток КЗ системы в минимальном режиме;
- $U_{\text{с ном}} = 115 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение системы.

Характеристики трансформатора:

- схема и группа соединения обмоток – $Y_0/\Delta - 11$;
- $U_{\text{ном тр ВН}} = 115 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном тр НН}} = 11 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{\text{к}} = 10,5 \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее среднему положению РПН;
- $u_{\text{к мин}} = 10,0 \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону понижения напряжения заблокировано);
- $u_{\text{к макс}} = 11,0 \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано).

Система регулирования напряжения:

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

Таблица 1.3 – Исходные данные

Вариант	Тип	$S_{\text{ном тр}}$, МВА	$I_{\text{к макс}}$, А	$I_{\text{к мин}}$, А
1	ТДН-10000/110-У1	10	3400	2350
2	ТДН-16000/110-У1	16	5400	3850
3	ТДН-25000/110-У1	25	8600	6050
4	ТРДН-32000/110-У1	32	11000	7750
5	ТДН-40000/110-У1	40	13900	9650
6	ТРДН-63000/110-У1	63	21900	14950
7	ТРДН-80000/110-У1	80	27700	19450

8	ТДН-10000/110-У1	10	3500	2400
9	ТДН-16000/110-У1	16	5500	3900
10	ТДН-25000/110-У1	25	8700	6100
11	ТРДН-32000/110-У1	32	11100	7800
12	ТДН-40000/110-У1	40	14000	9700
13	ТРДН-63000/110-У1	63	22000	15000
14	ТРДН-80000/110-У1	80	27800	19500
15	ТДН-10000/110-У1	10	3600	2450
16	ТДН-16000/110-У1	16	5600	3950
17	ТДН-25000/110-У1	25	8800	6150
18	ТРДН-32000/110-У1	32	11200	7850
19	ТДН-40000/110-У1	40	14100	9750
20	ТРДН-63000/110-У1	63	22100	15050
21	ТРДН-80000/110-У1	80	27900	19550
22	ТДН-10000/110-У1	10	3700	2500
23	ТДН-16000/110-У1	16	5700	4000
24	ТДН-25000/110-У1	25	8900	6200
25	ТРДН-32000/110-У1	32	11300	7900
26	ТДН-40000/110-У1	40	14200	9800
27	ТРДН-63000/110-У1	63	22200	15100
28	ТРДН-80000/110-У1	80	28000	19600
29	ТДН-10000/110-У1	10	3800	2550
30	ТДН-16000/110-У1	16	5800	4050

Практическая работа 2

Расчет максимальной токовой защиты и токовой отсечки линии электропередачи

Цель работы: приобрести навыки расчета максимальной токовой защиты и токовой отсечки линии электропередачи

Теоретические сведения

1. Основные условия расчета максимальной токовой защиты линий

Защита от коротких замыканий (КЗ) линий 6 и 10 кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью максимальных токовых защит.

Расчет максимальной токовой защиты заключается в выборе тока срабатывания защиты (первичного); тока срабатывания реле (для принятой схемы защиты и типа реле); времени срабатывания защиты (с независимой характеристикой) или характеристики срабатывания токовых реле (для защиты с зависимой характеристикой).

Уставки по току максимальной токовой защиты должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты на отключение защищаемой линии при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия (по току и по времени) с защитами питающих («последующих») и отходящих («предыдущих») элементов; – необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной защищаемой зоне и в зоне резервирования;

Для обеспечения условия несрабатывания на отключение при послеаварийных перегрузках следует рассмотреть отключение защиты с выдержкой времени близкого трехфазного КЗ на отходящем элементе (Л2 на рис. 2.1). В момент КЗ одновременно срабатывают токовые реле защит 2 и 1, но из-за разного времени действия прежде срабатывает защита 2. Ток, проходящий через защиту 1 после отключения КЗ, может оказаться значительно большим, чем перед аварией. Это объясняется тем, что двигатели нагрузки Н подстанции 2, затормозившиеся или остановившиеся во время снижения напряжения при КЗ, начинают разворачиваться после восстановления напряжения. Такой процесс называется самозапуском, а коэффициент, показывающий во сколько раз при этом может увеличиться рабочий ток предаварийного режима питающего элемента (Л1 на рис. 2.1), называется коэффициентом самозапуска ($k_{сзп}$).

Процесс самозапуска может продолжаться 10–15 с, поэтому нецелесообразно обеспечивать несрабатывание защиты 1 путем увеличения ее времени действия.

Несрабатывание максимальной защиты на отключение достигается выбором тока возврата токовых реле, большим, чем наибольший ток в режиме самозапуска.

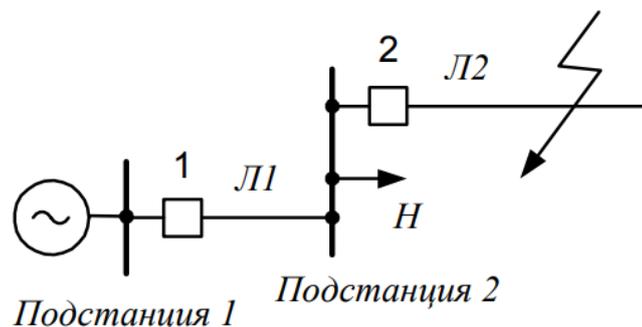


Рисунок 2.1 – Схема сети с односторонним питанием и одиночными линиями:
1, 2 – защиты линий; Н – нагрузка

Обозначив отношение тока возврата к току срабатывания реле коэффициентом k_v , получаем выражения для выбора тока срабатывание максимальной защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_v} I_{раб.макс}, \quad (2.1)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий погрешность реле и необходимый запас, в зависимости от типа реле может приниматься равным 1,1–1,2 (реле РТ-40, РТ-80, РТ-90) или 1,2–1,4 (реле РТВ); k_v – коэффициент возврата реле, в зависимости от типа реле может составлять 0,8–0,85 (реле РТ-40, РТ-80, РТ-90) или 0,6–0,7 (реле РТВ); $k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы и параметров питающей сети, от выбранных параметров срабатывания защиты и автоматики; $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток (ток нагрузки) защищаемого элемента, значение которого определяется в конкретных условиях главным образом в зависимости от вида защищаемого элемента (воздушная линия, кабельная линия и т. п.) и возможных режимов его работы.

Определение $k_{сзп}$ и $I_{раб.макс}$ в различных условиях и для разных категорий нагрузки производится индивидуально для разных случаев.

Правило **согласования защит по чувствительности** требует, чтобы защита, расположенная ближе к источнику питания (последующая), была менее чувствительна, чем защита, расположенная дальше от источника питания (предыдущая). Соблюдение этого условия обеспечивает селективную работу последующей защиты при КЗ в зоне действия предыдущей защиты, когда токи КЗ близки по значению к токам срабатывания защит.

При согласовании защит по чувствительности необходимо учитывать

возможность существенного влияния токов нагрузки, имея в виду, что при удаленных КЗ на одном из предыдущих элементов (Л2) напряжение на шинах (подстанции 2) может сохраняться близким к нормальному. При этом через питающий элемент (Л1) будет проходить геометрическая сумма тока КЗ I_K поврежденного элемента (Л2) и токов нагрузки $I_{раб}$ остальных неповрежденных элементов (рис. 2.2).

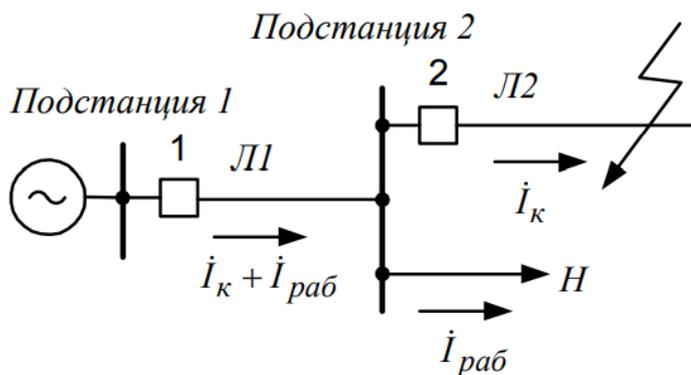


Рисунок 2.2 – Токораспределение при удаленном КЗ в сети с односторонним питанием:

1 – последующая защита; 2 – предыдущая защита

В распределительных сетях 6 и 10 кВ соотношения индуктивного (x) и активного (r) сопротивлений линий таковы, что углы между напряжением и током при КЗ ($\phi_k = \phi_l$) близки углам между напряжением и током в нормальном режиме нагрузки ($\phi_{раб}$). Поэтому при расчетах максимальных защит в распределительных сетях допустимо токи КЗ (I_K) и токи нагрузки ($I_{раб}$) складывать арифметически.

Возможные погрешности (в пределах до 10 %) могут только улучшить условия согласования.

Таким образом, с учетом токов нагрузки условие согласования по чувствительности для последующей максимальной токовой защиты имеет вид:

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_p} \left[(n \cdot I_{с.з.пред})_{макс} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс}(N-n) \right], \quad (2.2)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого зависит от точности работы реле и трансформаторов тока, точности настройки реле (рекомендуемые значения приведены в табл. 3.1); k_p – коэффициент токораспределения, учитывается при наличии нескольких источников питания, при одном источнике питания равен 1; $(n \cdot I_{с.з.пред})_{макс}$ – наибольшее из произведений числа (n) параллельно работающим элементам (предыдущих) и тока срабатывания их защит; $I_{раб.макс}(N - n)$ – геометрическая сумма

максимальных рабочих токов всех предыдущих элементов подстанции, за исключением тех, с защитами которых производится согласование; при однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение рабочих токов (нагрузки), что создает некоторый расчетный запас.

Примечание. Для защит с реле РТ-40 линий 110 кВ $k_{н.с} = 1,1-1,2$.

Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности ($k_{ч}$).

Таблица 2.1 – Рекомендуемые значения $k_{н.с}$ для расчета максимальной токовой защиты линий 6–35 кВ распределительных сетей

Тип реле последующей защиты	Тип реле предыдущей защиты	$k_{н.с}$
РТ-40	РТ-40	1,25
	РТ-80	1,3
	РТВ	1,4
РТ-80	РТ-40	1,3
	РТ-80	1,3
	РТВ	1,4
РТВ	РТ-40	1,4
	РТ-80	1,4
	РТВ	1,5

Для защиты линий с включением реле на фазные токи расчет $k_{ч}$ производится по первичным токам повреждения и срабатывания защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (2.3)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ – ток двухфазного замыкания в защите при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы, значение его зависит от режима работы защищаемого элемента (например, при параллельной работе двух и более защищаемых элементов ток КЗ по каждому из них, как правило, меньше тока при том же КЗ, но при работе только одного из них); $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты, наибольший, из полученных по выражениям (2.2), (2.3).

Для защит линий с включением реле на разность фазных токов ($k_{сх} = \sqrt{3}$) и для защит трансформаторов расчет $k_{ч}$ целесообразно производить по вторичным токам по следующему выражению:

$$k_{ч} = \frac{I_{р.мин}}{I_{с.р}}, \quad (2.4)$$

где $I_{р.мин}$ – ток в реле при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы, значение его зависит от вида КЗ, схемы максимальной токовой защиты и вида защищаемого элемента, а также от режимов его работы (например, при параллельной работе двух и более защищаемых элементов ток КЗ по каждому из них, как правило, меньше тока при том же КЗ, но при работе только одного из них); $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле (уставка), который определяется как:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (2.5)$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты, наибольший из полученных по выражениям (2.2), (2.3); $k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока при симметричном режиме; $n_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент схемы соединения трансформаторов тока показывает, во сколько раз ток в реле защиты больше, чем вторичный ток трансформатора тока. Для схем соединения трансформаторов тока в звезду $k_{сх} = 1$; для схем, собранных в треугольник и на разность токов двух фаз, $k_{сх} = \sqrt{3}$ при трехфазном КЗ или в нормальном режиме.

Для защит, выполненных на токовых реле, имеющих плавную регулировку тока срабатывания (например, типа РТ-40), полученное по выражению (6) значение $I_{с.р}$ может быть принято за окончательное. Для защит с токовыми реле, имеющими ступенчатую регулировку тока срабатывания (например, типов РТ-80, РТ-90, РТВ), необходимо подобрать ближайшее большее значение уставки.

Для основной зоны обязательно значение $k_{ч} \geq 1,5$, а для зоны резервирования $k_{ч} \geq 1,2$.

Если по расчету оказывается $k_{ч.осн} < 1,5$, то необходимо добиться повышения чувствительности либо путем изменения схемы максимальной токовой защиты, либо путем замены ее на МТЗ с пуском по напряжению, либо путем уменьшения основной зоны защиты (установка секционирующего выключателя с защитой).

Время срабатывания (выдержка времени) максимальных защит выбирается из условий селективности защиты и термической устойчивости защищаемого элемента. По условию селективности для защит с независимыми характеристиками время срабатывания последующей (расположенной ближе к источнику питания) защиты определяется по выражению:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t. \quad (2.6)$$

Величина ступени селективности для защит с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью работы реле времени. Точность работы электромеханических реле времени с часовым

механизмом серии РВ-100 и РВ-200 снижается с увеличением пределов их шкалы. Поэтому не следует при значениях $t_{c.з.}$, составляющих менее 3,5 с, применять реле времени с большой шкалой (9 с и особенно 20 с). В практических расчетах для защит с использованием реле РВ-120 и РВ-130 принимается среднее значение $\Delta t = 0,5$ с. Если предыдущая защита выполнена без замедления, то $\Delta t = 0,4$ с. Это же значение Δt при необходимости может применяться при установке в предыдущей и последующей согласуемых защитах реле времени РВ-120 (шкала 3,5 с) или РВ-110 (шкала до 1,3 с). Если же обе согласуемые защиты выполнены с реле РВ-130, Δt принимается равной 0,6 с. В редких случаях при установке в последующей защите реле РВ-140 рекомендуется большая ступень $\Delta t \approx 2$ с. Для защит с реле типа РВМ-12 и 13 $\Delta t = 0,5 - 0,6$ с.

Для защит с зависимой характеристикой Δt принимается равной 0,6 с (реле РТ-80, РТ-90) и $\approx 0,7$ с (реле РТВ). Эти же ступени принимаются и при согласовании защит с зависимой и независимой характеристиками.

Если предыдущая защита выполнена без замедления, Δt может приниматься несколько меньшей (0,5–0,6 с). Если согласование защит по времени производится при таких токах, когда реле работают в зависимой части характеристики, рекомендуется принимать большие ступени селективности (для РТВ до 1 с).

Для учебных расчетов допускается $\Delta t = 0,5$ с.

Выбранное по условию селективности время срабатывания защиты проверяется по условию термической устойчивости защищаемого элемента. Такая проверка является обязательной для трансформаторов и кабелей, а также рекомендуется для воздушных линий 6 и 10 кВ с проводами малых сечений.

2. Условия расчета токовой отсечки на линиях

По условию селективности ток срабатывания **отсечки без выдержки времени** выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{ТО} \geq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)}, \quad (2.7)$$

где $I_{ТО}$ – ток срабатывания токовой отсечки; k_n – коэффициент надежности; $I_{к.макс}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ в конце защищаемого участка.

Ток $I_{к.макс}^{(3)}$ определяется при максимальном режиме питающей системы (когда сопротивление системы минимально возможное), а для трансформаторов с регулированием напряжения дополнительно следует принимать и минимально возможное сопротивление защищаемого трансформатора при крайнем положении его регулятора напряжения. Рекомендуемые значения коэффициента надежности k_n для токовых отсечек без выдержки времени приведены в табл. 2.2. Для учебных расчетов допускается принять $k_n = 1,3$.

Кроме условия (2.7), должна быть обеспечена отстройка токовой отсечки

от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов. При расчете токовой отсечки для трансформатора по условию (2.7) одновременно обычно выполняется и отстройка от броска тока намагничивания этого трансформатора.

Таблица 2.2 – Значения k_n для токовых отсечек

Тип реле	Значение k_n	
	линий	трансформаторов
РТ-40	1,2–1,3	1,3–1,4
РТ-80	1,5–1,6	1,6
РТМ	1,4–1,5	1,6

Ток срабатывания токовой отсечки без выдержки времени на блоках линия-трансформатор и на токопроводах (с реактированными ответвлениями) выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором или за реакторами ответвлений по выражению (2.7).

Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени: на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов, т. е. с $t_{\text{ТОВ}} \approx 0,5 - 1$ с. Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

а) отстройка по условию (2.7) производится от меньших токов более удаленных точек КЗ, например, при КЗ в конце зоны отсечки предыдущей линии (Л2) или за трансформатором приемной подстанции, на которой установлена быстродействующая защита (рис. 2.3 а, в);

б) значения k_n в (13) могут приниматься значительно меньшими, чем указано в табл. 2, так как за время $\geq 0,5$ с аperiodическая составляющая тока КЗ в распределительных сетях практически полностью затухает, поэтому принимают $k_n = 1,1-1,2$ независимо от типа реле;

в) не требуется отстройка от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

Для отсечек линий чувствительность определяется по выражению (2.3), по току двухфазного КЗ в месте установки отсечки в минимальном режиме работы питающей системы, при этом k_n должен быть $\geq 1,2$.

Токовая отсечка на линии без выдержки времени может защищать только часть линии. Эта защищаемая часть, называемая зоной действия отсечки, тем больше, чем больше сопротивление (длина) линии по сравнению с сопротивлением питающей системы и чем меньше разнятся между собой максимальный и минимальный режимы питающей системы.

Определение зон действия мгновенных отсечек линий Л1 и Л2, отстроенных от КЗ в конце соответствующей линии, показано на рис. 2.3 б. Графическое определение зон действия отсечек менее точно, чем аналитическое, но значительно более наглядно.

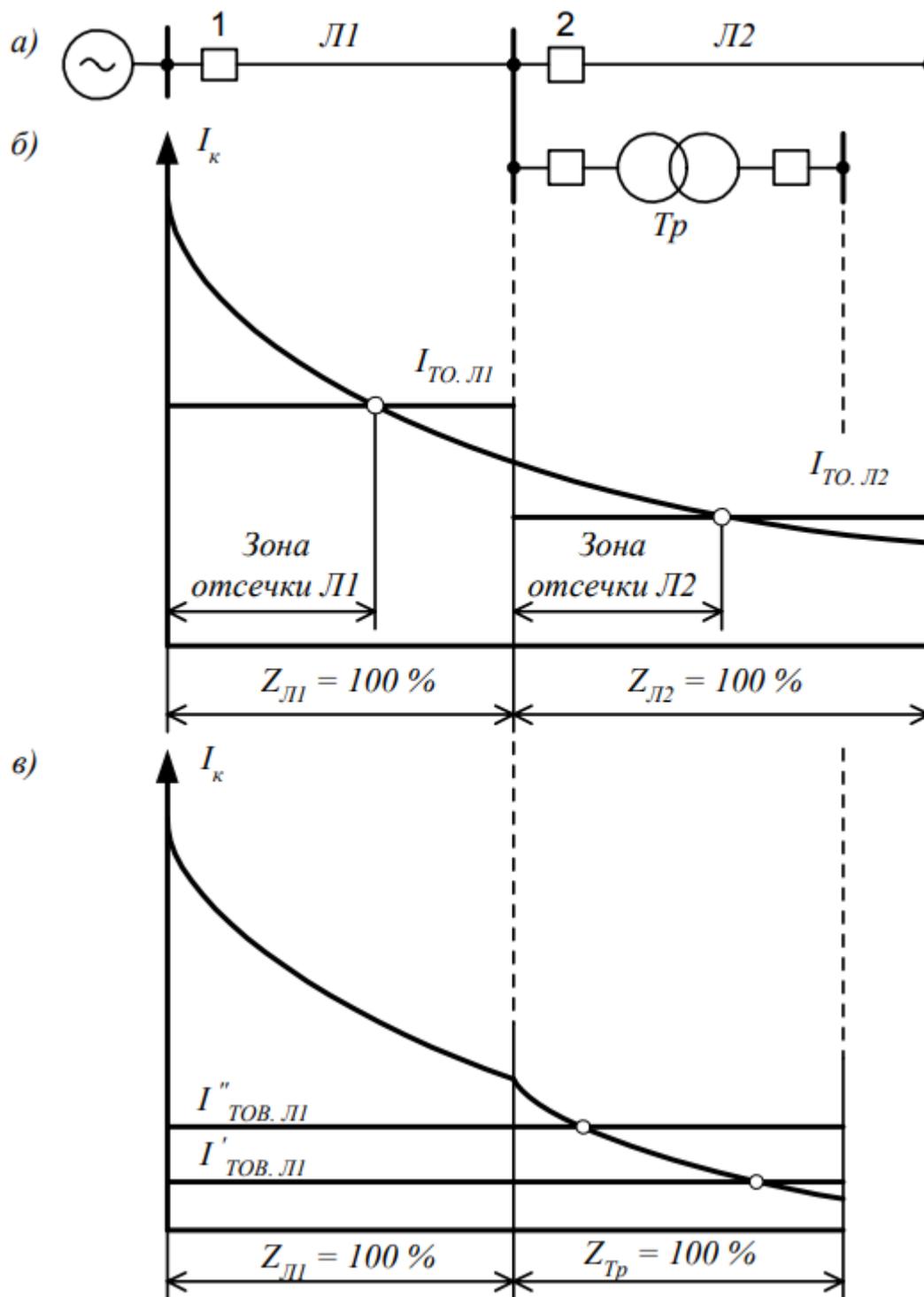


Рисунок 2.3 – Примеры графического определения зон действия токовых отсечек:

а – схема сети, б – определение зон действия мгновенных токовых отсечек линий Л1 и Л2, в – определение зон действия отсечки с $t_{TOB} = 0,5$ с линии Л1

Для графического определения должна быть построена кривая изменения тока, протекающего через защиту при перемещении точки трехфазного КЗ по линии (кривая спада тока КЗ) в нормальном режиме питающей системы.

Кривая может быть достаточно точно построена по трем точкам КЗ: в начале, в середине и в конце защищаемой линии. Зона действия отсечки определяется абсциссой точки пересечения кривой спада тока и ординаты, соответствующей выбранному току срабатывания отсечки. На рис. 10, в показано определение зон действия отсечки с временем срабатывания $t_{\text{ТОВ}} = 0,5$ с на линии Л1: для тока $I'_{\text{ТОВ}}$, выбранного по условию отстройки от КЗ за трансформатором Тр, и для тока $I''_{\text{ТОВ}}$, согласованного с током срабатывания мгновенной отсечки на линии Л2. Принимается больший из токов срабатывания ($I''_{\text{ТОВ}}$), но и при этом токе зона действия отсечки с $t_{\text{ТОВ}} = 0,5$ с значительно возрастает по сравнению с зоной мгновенной отсечки (рис. 2.3 б).

$$X_{\text{ТО}} \% = \frac{100}{x_{\text{л}}} \left(\frac{E_{\text{сис}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ТО}}} - x_{\text{с.мин}} \right), \quad (2.8)$$

где $x_{\text{л}}$ – сопротивление защищаемой линии; $I_{\text{ТО}}$ – ток срабатывания токовой отсечки; $x_{\text{с.мин}}$ – сопротивление системы в минимальном режиме.

Отсечка без выдержки времени как вспомогательная защита устанавливается, если зона ее действия в нормальном режиме охватывает не менее 15–20 % линии.

Чувствительность отсечек без выдержки времени на блоках линия – трансформатор или на токопроводах с реактированными ответвлениями проверяется при двухфазных КЗ в конце линии или в наиболее удаленной точке токопровода. Если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$, то отсечка считается основной быстродействующей защитой линии или токопровода, что довольно часто имеет место.

Недостатком всех токовых отсечек является зависимость длины защищаемой зоны от режима питающей системы.

Пример расчета

Исходные данные

Рассчитать уставки максимальных токовых защит (МТЗ и ТО) для энергосистемы представленной на рисунке 2.4. Построить карту селективности релейной защиты. В расчетах принять, что МТЗ линий W1, 2 двухступенчатая, а W3, 4 одноступенчатая.

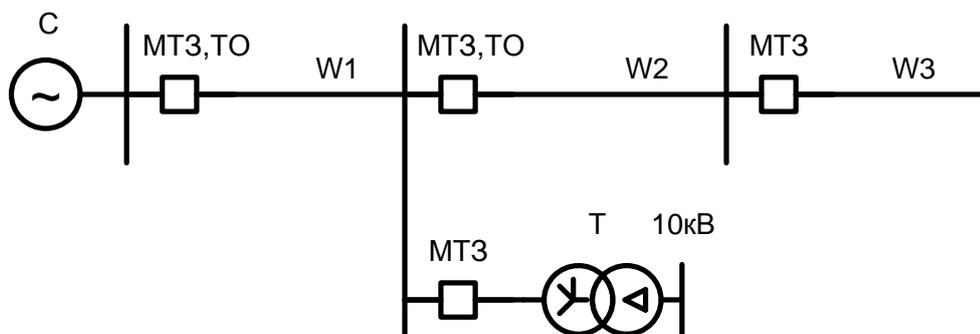


Рисунок 2.4 – Схема энергосистемы

Параметры энергосистемы С:

- мощность короткого замыкания энергосистемы $S_{кз} = 3000$ МВА;

- номинальное напряжение на шинах энергосистемы $U_{ном} = 110$ кВ.

Трансформатор ТДН-10000/110, $U_{кз\%} = 10,5$ %, $I_{нагр} = 30$ А.

Коэффициент самозапуска $k_{сзп} = 1,5$.

Время срабатывания РЗ, установленных за трансформатором Т 0,3 с.

Время срабатывания РЗ, установленных за линией W3 0,5 с.

Параметры линий электропередач показаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры линий электропередач

Обозначение на схеме	W1	W2	W3
Длина линии L, км	20	40	10
Удельное сопротивление $x_{уд}$, Ом/км	0,4	0,4	0,4
Максимальные рабочие токи нагрузки, А	80	50	30

Для начала определим токи короткого замыкания для схемы электроснабжения представленной на рисунке 2.4.

На рисунке 2.5 представлена схема замещения для расчета токов к.з.

Найдем параметры элементов схемы замещения. Расчет производим в относительных единицах.

Базисный ток $I_{б}$ при базисной мощности $S_{б} = 1000$ МВА равен:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} \quad (2.9)$$

$$I_{б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

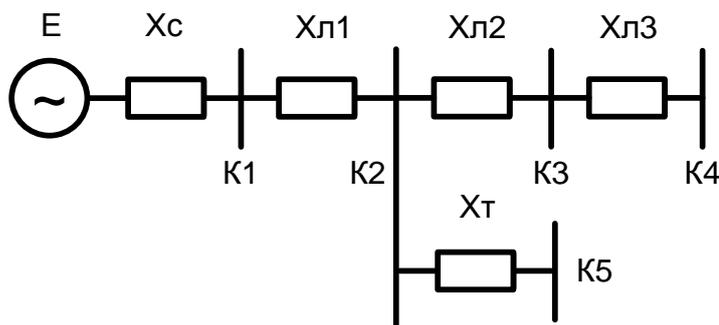


Рисунок 2.5 – Схема замещения

Э.д.с. энергосистемы:

$$E_c = 1,05 \text{ о.е.}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кз}} \quad (2.10)$$
$$X_c = \frac{1000}{3000} = 0,333 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий электропередач:

$$X_l = x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.л.}^2} \quad (2.11)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,605 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,210 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{кз\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (2.12)$$
$$X_m = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 10,5 \text{ о.е.}$$

Найдем токи при к.з. в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{\bar{\sigma}} \cdot E}{X_c} \quad (2.13)$$
$$I_{к1} = \frac{5,02 \cdot 1,05}{0,333} = 15,83 \text{ кА}$$

При к.з. в точке К2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\sigma} \cdot E}{X_c + X_{л1}} \quad (2.14)$$
$$I_{\kappa 2} = \frac{5,02 \cdot 1,05}{0,333 + 0,605} = 5,619 \text{ кА}$$

При к.з. в точке К3:

$$I_{\kappa 3} = \frac{I_{\sigma} \cdot E}{X_c + X_{л1} + X_{л2}} \quad (2.15)$$
$$I_{\kappa 3} = \frac{5,02 \cdot 1,05}{0,333 + 0,605 + 1,21} = 2,454 \text{ кА}$$

При к.з. в точке К4:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\sigma} \cdot E}{X_c + X_{л1} + X_{л2} + X_{л3}} \quad (2.16)$$
$$I_{\kappa 4} = \frac{5,02 \cdot 1,05}{0,333 + 0,605 + 1,21 + 0,302} = 2,151 \text{ кА}$$

При к.з. в точке К5:

$$I_{\kappa 5} = \frac{I_{\sigma} \cdot E}{X_c + X_{л1} + X_m} \quad (2.17)$$
$$I_{\kappa 5} = \frac{5,02 \cdot 1,05}{0,333 + 0,605 + 10,5} = 0,461 \text{ кА}$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора Т:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_{\sigma}} \cdot I_{\text{раб.мах.Т}} \quad (2.18)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1-1,3$; $k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей; k_{σ} – коэффициент возврата реле, для реле РТ-40 $k_{\sigma} = 0,85$.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 30 = 63,53 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в конце защищаемой линии равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к5}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5 \quad (2.19)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,461}{0,06353} = 7,26 > 1,5$$

Выдержка времени защиты равна:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.гр}} + \Delta t \quad (2.20)$$

где Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,5$ с.

$$t_{\text{сз}} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с}$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты линии W3:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.мах.W3}} \quad (2.21)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 30 = 63,53 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в конце защищаемой линии равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к4}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5 \quad (2.22)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,151}{0,06353} = 33,86 > 1,5$$

Выдержка времени защиты равна:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.нагр}} + \Delta t \quad (2.23)$$

$$t_{\text{сз}} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты линии W2:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.мах.W2}} \quad (2.24)$$

$$I_{c3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 50 = 105,9 \text{ A}$$

По условию обеспечения селективности по току ток срабатывания должен быть больше на 10–15 % тока срабатывания МТЗ линии W3:

$$I_{c3} = k_n \cdot I_{c3.W3} \quad (2.25)$$

$$I_{c3} = 1,15 \cdot 63,53 = 73,06 \text{ A}$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий 10–15 % запас по току срабатывания, $k_n = 1,1–1,15$.

Выбирается наибольшее из двух значений I_{c3} , т.е. $I_{c3} = 105,9 \text{ A}$.

Выдержка времени защиты равна:

$$t_{c3} = t_{c3.W3} + \Delta t \quad (2.26)$$

где $t_{c3.W3}$ – время срабатывания МТЗ линии W3.

$$t_{c3} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ c}$$

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в конце защищаемой линии равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{c3}} \geq 1,5 \quad (2.27)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,454}{0,1059} = 23,17 > 1,5$$

Ток срабатывания токовой отсечки линии W2 находим по выражению:

$$I_{c3} = k_n \cdot I_{\text{кз}} \quad (2.28)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1–1,3$.

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 2,454 = 2,945 \text{ кА}$$

Токовая защита срабатывает без выдержки времени: $t_{c3} = 0$.

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в начале линии:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{c3}} \geq 2 \quad (2.29)$$

$$k_u = \frac{5,619}{2,945} = 1,91 \approx 2$$

Такое приближенное значение коэффициента чувствительности допустимо.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты линии W1:

$$I_{c3} = \frac{k_H \cdot k_{c3n}}{k_\epsilon} \cdot I_{\text{раб.мах.W1}} \quad (2.30)$$

$$I_{c3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 80 = 169,4 \text{ A}$$

По условию обеспечения селективности по току ток срабатывания должен быть больше на 10–15 % тока срабатывания МТЗ линии W2:

$$I_{c3} = k_H \cdot I_{c3.W2} \quad (2.31)$$

$$I_{c3} = 1,15 \cdot 105,9 = 121,8 \text{ A}$$

По условию обеспечения селективности по току ток срабатывания должен быть больше на 10–15 % тока срабатывания МТЗ трансформатора Т:

$$I_{c3} = k_H \cdot I_{c3.m} \quad (2.32)$$

$$I_{c3} = 1,15 \cdot 63,53 = 73,06 \text{ A}$$

Выбирается наибольшее из трех значений I_{c3} , т. е. $I_{c3} = 169,4 \text{ A}$.
Выдержка времени защиты:

$$t_{c3} = t_{c3.W2} + \Delta t \quad (2.33)$$

$$t_{c3} = t_{c3.m} + \Delta t \quad (2.34)$$

где $t_{c3.W2}$ – время срабатывания МТЗ линии W2; $t_{c3.T}$ – время срабатывания МТЗ трансформатора Т.

$$t_{c3} = 1,5 + 0,5 = 2,0 \text{ c}$$

$$t_{c3} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ c}$$

Выбираем наибольшее из двух значений: $t_{c3} = 2,0 \text{ c}$.

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в конце защищаемой линии равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5 \quad (2.35)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5,619}{0,1694} = 33,17 > 1,5$$

Ток срабатывания токовой отсечки линии W1 находим по выражению:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к2}} \quad (2.36)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot 5,619 = 6,743 \text{ кА}$$

Токовая защита срабатывает без выдержки времени: $t_{\text{сз}} = 0$.

Коэффициент чувствительности защиты при к.з. в начале линии равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}}}{I_{\text{сз}}} \geq 2 \quad (2.37)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{15,83}{6,743} = 2,35 > 2$$

Построим карту селективности для рассчитанных защит энергосистемы. При построении карты селективности принимаем, что защиты выполнены на электромеханических реле типа РТ-40 с независимой характеристикой срабатывания. Карта селективности представлена на рисунке 2.6.

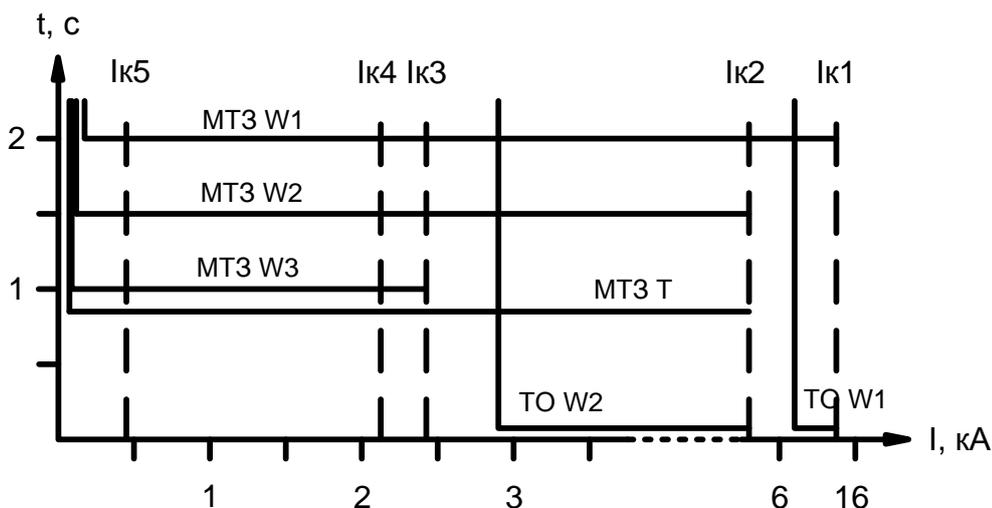


Рисунок 2.6 – Карта селективности

Задание для самостоятельного выполнения

Рассчитать уставки максимальных токовых защит (МТЗ и ТО) для энергосистемы представленной на рисунке 2.4. Построить карту селективности релейной защиты. В расчетах принять, что МТЗ линий W1, 2 двухступенчатая, а W3, 4 одноступенчатая. Исходные данные для индивидуальных заданий представлены в таблице 2.4.

Параметры энергосистемы С:

Номинальное напряжение на шинах энергосистемы $U_{ном} = 110$ кВ.

Напряжение короткого замыкания трансформатора $U_{кз\%} = 10,5$ %.

Коэффициент самозапуска $k_{сзп} = 1,5$.

Время срабатывания РЗ, установленных за трансформатором Т 0,3 с.

Время срабатывания РЗ, установленных за линией W3 0,5 с.

Параметры линий электропередач показаны в таблице 2.3.

Удельное сопротивление $x_{уд} 0,4$ Ом/км

Для начала определим токи короткого замыкания для схемы электроснабжения представленной на рисунке 2.4.

Таблица 2.4 – Исходные данные

Вариант	$S_{кз}$, МВА	Тип трансформатора	$I_{нагр}$ (TV), А	L_{w1} , км	L_{w2} , км	L_{w3} , км	I_{w1} , А	I_{w2} , А	I_{w3} , А
1	3000	ТДН-10000/110	30	20	40	10	80	50	30
2	4800	ТДН-16000/110	50	20	40	10	80	50	30
3	7500	ТДН-25000/110	75	20	40	10	100	70	50
4	9600	ТРДН-32000/110	100	20	40	10	100	70	50
5	12000	ТДН-40000/110	120	20	40	10	130	100	80
6	18900	ТРДН-63000/110	190	20	40	10	130	100	80
7	24000	ТРДН-80000/110	240	20	40	10	150	120	100
8	3500	ТДН-10000/110	30	30	50	15	80	50	30
9	5600	ТДН-16000/110	50	30	50	15	80	50	30
10	8750	ТДН-25000/110	75	30	50	15	100	70	50
11	11200	ТРДН-32000/110	100	30	50	15	100	70	50
12	14000	ТДН-40000/110	120	30	50	15	130	100	80
13	22050	ТРДН-63000/110	190	30	50	15	130	100	80
14	28000	ТРДН-80000/110	240	30	50	15	150	120	100
15	3000	ТДН-10000/110	30	40	40	10	80	50	30
16	4800	ТДН-16000/110	50	40	40	10	80	50	30
17	7500	ТДН-25000/110	75	40	40	10	100	70	50
18	9600	ТРДН-32000/110	100	40	40	10	100	70	50
19	12000	ТДН-40000/110	120	40	40	10	130	100	80
20	18900	ТРДН-63000/110	190	40	40	10	130	100	80
21	24000	ТРДН-80000/110	240	40	40	10	150	120	100
22	3200	ТДН-10000/110	30	20	50	20	80	50	30
23	5120	ТДН-16000/110	50	20	50	20	80	50	30

Окончание таблицы 2.4

24	8000	ТДН-25000/110	75	20	50	20	100	70	50
25	10240	ТРДН-32000/110	100	20	50	20	100	70	50
26	12800	ТДН-40000/110	120	20	50	20	130	100	80
27	20160	ТРДН-63000/110	190	20	50	20	130	100	80
28	25600	ТРДН-80000/110	240	20	50	20	150	120	100
29	3300	ТДН-10000/110	30	30	30	15	80	50	30
30	5000	ТДН-16000/110	50	30	30	15	80	50	30

Практическая работа 3

Расчет дистанционной защиты линии электропередачи

Цель работы: приобрести навыки расчета дистанционной защиты линии электропередачи

Теоретические сведения

Для ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, имеющих питание с двух или более сторон, в качестве резервной защиты применяется ДЗ от междуфазных КЗ на электромеханической или микроэлектронной элементной базе или ДЗ от всех видов КЗ в составе МП устройств РЗ.

ДЗ является защитой относительной селективности и включает несколько ступеней с различным охватом защищаемой ЛЭП и соответствующими выдержками времени.

Ступени ДЗ, действующие в пределах защищаемой ЛЭП, при наличии технической возможности целесообразно выполнять от всех видов КЗ.

ДЗ ЛЭП от междуфазных КЗ на электромеханической или микроэлектронной элементной базе или ДЗ от всех видов КЗ в составе МП устройств РЗ ЛЭП выполняется с применением круговых или полигональных характеристик срабатывания.

Полигональные характеристики имеют независимое регулирование параметров настройки по полному или реактивному и активному сопротивлениям срабатывания, что позволяет обеспечить более высокую чувствительность при КЗ через переходные сопротивления по сравнению с ДЗ с круговыми характеристиками.

Производители МП устройств РЗ рекомендуют придерживаться определенной величины соотношения $R_{уст}/X_{уст}$ при выборе параметров настройки полигональных характеристик в зависимости от длины и типа ЛЭП (табл. 3.1) ($Z_{уст}$ или $X_{уст}$ – полное или реактивное сопротивление срабатывания; $R_{уст}$ – активное сопротивление срабатывания).

Таблица 3.1 – Типичные значения отношения $R_{уст}/X_{уст}$ для ЛЭП

Воздушная/кабельная линия	Отношение $R_{уст}/X_{уст}$
Короткие КЛ < 3 км	3–5
Длинные КЛ > 3 км	2–3
Короткие ВЛ < 10 км	2–5
ВЛ < 100 км	1–2
ВЛ (100–200) км	0,5–1
Длинные ВЛ > 200 км	< 0,5

В случае независимого задания параметра $R_{уст}$ для правой и левой боковых сторон полигональной характеристики рекомендуются следующие

соотношения:

- для первой ступени $R_{уст\ лев} = (0,75 - 1,0)R_{уст\ прав}$;
- для второй ступени $R_{уст\ лев} = (0,5 - 1,0)R_{уст\ прав}$;
- для третьей ступени $R_{уст\ лев} = (0,25 - 0,75)R_{уст\ прав}$.

Ступени ДЗ от всех видов КЗ, могут иметь независимое регулирование сопротивлений срабатывания $Z_{уст}$ или $X_{уст}$ и $R_{уст}$ для ДО от междуфазных КЗ и ДО от КЗ на землю.

Угол наклона полигональной характеристики $\varphi_{хар}$ для ступеней ДЗ от всех видов КЗ в случае однородной ЛЭП рекомендуется задавать равным характеристическому углу линии $\varphi_{л}$, что обеспечивает чувствительность и требуемый охват при металлических КЗ на защищаемой ЛЭП:

$$\varphi_{хар} = \varphi_{л} = \arctg\left(\frac{X_{1л}}{R_{1л}}\right), \quad (3.1)$$

где $R_{1л}$ и $X_{1л}$ – активное и реактивное сопротивление прямой последовательности ЛЭП.

В ДЗ ЛЭП на электромеханической элементной базе применяются ДО с круговыми характеристиками срабатывания. В некоторых МП ДЗ ЛЭП также возможен выбор круговой характеристики срабатывания.

Параметры, определяющие границы круговой характеристики, задаются для каждой ступени ДЗ (рис. 3.1):

$Z_{уст}$ – полное сопротивление срабатывания;

$\varphi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности;

$R_{уст\ нагр}$ и $\varphi_{уст\ нагр}$ – активное сопротивление и угол выреза нагрузки, применяется в МП устройствах РЗ.

Круговая характеристика может быть направленной вперед (в линию), назад (в шины) или быть ненаправленной, в этом случае характеристика срабатывания представляет собой окружность с центром в начале координат

Для однородных ЛЭП угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч}$ круговой характеристики для ступеней ДЗ от всех видов КЗ рекомендуется задавать равным характеристическому углу линии $\varphi_{л}$, что обеспечивает чувствительность и требуемый охват при металлических КЗ на защищаемой ЛЭП.

Для ряда дистанционных защит имеется возможность выполнить характеристику срабатывания в виде эллипса или линзы, что позволяет обеспечить лучшую отстройку от нагрузочных режимов работы энергосистем (рис. 3.2).

Устройство БК типа КРБ-122, КРБ-124, КРБ-126 относится к Группе I и широко применяется в разветвленных сетях с мощными источниками питания.

Расчет уставок устройства БК, когда ток $3I_0$ не используется в устройстве. Ток срабатывания устройства выбирается по условию отстройки от суммарного тока обратной последовательности, определяемого в следующих режимах:

– в расчетном нагрузочном режиме:

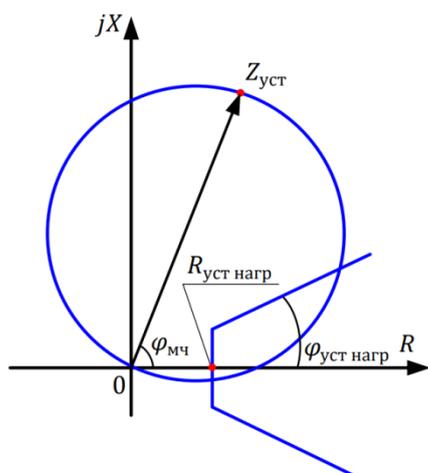


Рисунок 3.1 – Пример направленной круговой характеристики с вырезом в области нагрузки

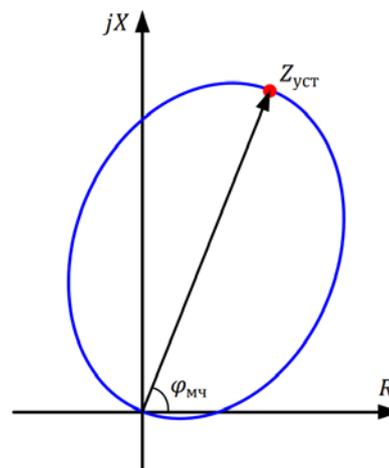


Рисунок 3.2 – Пример направленной характеристики в виде эллипса

$$I_{2 \text{ с.р.нагр}} \geq \frac{k_H}{k_B} I_{2 \text{ расч.нагр}}, \quad (3.2)$$

где $I_{2 \text{ расч.нагр}}$ – расчетное значение тока обратной последовательности в нагрузочном режиме, от которого должно быть отстроено устройство БК, определяется по выражению (3.3); k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2; k_B – коэффициент возврата, ориентировочно принимается равным 0,8.

$$I_{2 \text{ расч.нагр}} = I_{2 \text{ нб.нагр}} + I_{2 \text{ н.р.нагр}}, \quad (3.3)$$

где $I_{2 \text{ нб.нагр}}$ – ток небаланса фильтра тока обратной последовательности в расчетном нагрузочном режиме; $I_{2 \text{ н.р.нагр}}$ – ток обратной последовательности в расчетном нагрузочном режиме, обусловленный несимметрией в системе;

– в режиме качаний:

$$I_{2 \text{ с.р.кач}} \geq k_H \cdot I_{2 \text{ расч.кач}}, \quad (3.4)$$

где $I_{2 \text{ расч.кач}}$ – расчетное значение тока обратной последовательности в режиме качаний, от которого должно быть отстроено устройство БК, определяется по выражению (3.5); k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2.

$$I_{2 \text{ расч.кач}} = I_{2 \text{ нб.кач}} + I_{2 \text{ н.р.кач}}, \quad (3.5)$$

где $I_{2 \text{ нб.кач}}$ – ток небаланса фильтра тока обратной последовательности (отнесенный к входу фильтра) в режиме качаний; $I_{2 \text{ н.р.кач}}$ – ток обратной

последовательности в режиме качаний, обусловленный несимметрией в системе.

Значения токов $I_{2\text{нб.нагр}}$ и $I_{2\text{нб.кач}}$ в (3.3) и (3.5) могут быть рассчитаны в предположении совпадения по фазе отдельных слагающих токов небаланса:

$$I_{2\text{ нб}} = \left(k_{\text{сх}} \frac{\Delta I\%}{100} + k_{fi} \frac{\Delta f}{f} + \frac{\Delta\Phi\%}{100} \right) I, \quad (3.6)$$

где I – максимальный фазный ток в рассматриваемом режиме; $k_{\text{сх}}$ – коэффициент принимается равным 1/3 для расчетных условий, когда один из ТТ имеет наибольшую погрешность, а два других работают без погрешности, при подключении устройства БК к ТТ, соединенным в полную звезду с нулевым проводом; $\Delta I\%$ – относительная погрешность ТТ:

– для нагрузочного режима принимается равной 3 %;

– при качаниях погрешность принимается равной 10 %, если ток качаний не превосходит тока, соответствующего кривым кратностей при 10 % погрешности ТТ или определяется точнее по кривым намагничивания ТТ;

k_{fi} – коэффициент, рекомендуемое значение принимается равным 0,5; Δf – абсолютное значение отклонения частоты сети:

– для нагрузочного режима принимается равным 1 Гц с учетом возможного длительного снижения частоты в эксплуатационных условиях;

– для режима качаний ориентировочно принимается равным 3 Гц;

f – номинальная частота сети, равная 50 Гц; $\Delta\Phi\%$

– небаланс, обусловленный неточностью настройки фильтра:

– при токе, не превышающем значения $2I_{\text{ном}}$, принимается 1 %;

– при токе равном $(2-10)I_{\text{ном}}$ определяется по выражению:

$$\Delta\Phi\% = 5 \cdot \frac{I}{10I_{\text{ном}}}. \quad (3.7)$$

Подставляя в выражения (3.2) и (3.4) приведенные выше значения входящих в них величин с учетом выражений (3.6) и (3.7), получаем:

– в нагрузочном режиме:

$$I_{2\text{расч.нагр}} = 0,03 I_{\text{ддрт}} + I_{2\text{н.р.нагр}}; \quad (3.8)$$

$$I_{2\text{ с.р.нагр}} \geq k_{\text{н}} / k_{\text{в}} (0,03 I_{\text{ддрт}} + I_{2\text{н.р.нагр}}), \quad (3.9)$$

где $I_{\text{ддрт}}$ – длительно допустимый рабочий ток по ЛЭП;

– в режиме качаний (в предположении, что $\Delta I\% = 10\%$):

$$I_{2\text{расч.кач}} = (0,063 + 0,005 I_{*\text{кач}}) \cdot I_{\text{кач}} + I_{2\text{н.р.кач}}; \quad (3.10)$$

$$I_{2\text{ с.р.кач}} \geq k_{\text{н}} \cdot [(0,063 + 0,005 I_{*\text{кач}}) \cdot I_{\text{кач}} + I_{2\text{н.р.кач}}], \quad (3.11)$$

где $I_{*кач}$ – кратность тока качаний по отношению к номинальному току ТТ.

Выбор уставок устройства БК $I_{2уст}$ и $k_{торм}$ производится с помощью рисунка 3.3 в следующем порядке.

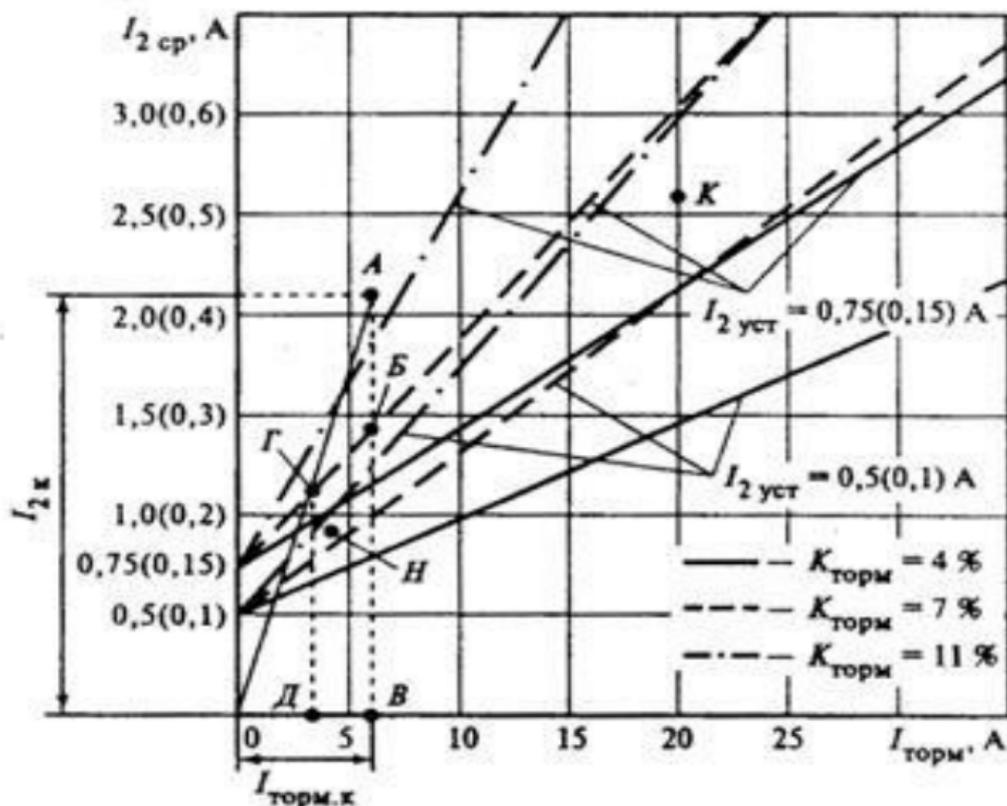


Рисунок 3.3 – Характеристики срабатывания устройства БК типа КРБ-122

На плоскость $(I_{2\text{ ср}}, I_{\text{торм}})$ наносятся точки К и Н, ординаты которых соответствуют значениям $I_{2\text{ ср}}$, определенным для режима качаний и режима нагрузки по выражениям (3.11) и (3.9) соответственно, а абсциссы определяются током торможения $I_{\text{торм}}$ в рассматриваемом режиме. Положение указанных точек на плоскости координат должно соответствовать наиболее тяжелым условиям для выбора характеристики срабатывания.

На основании анализа можно установить, что в качестве расчетного нагрузочного режима (точка Н) следует принимать режимы с максимальным значением тока $I_{2\text{ н.р.нагр}}$ и минимальным значением тока $I_{\text{нагр}}$; в качестве расчетного режима качаний (точка К) следует принять режим, характеризуемый максимальным значением тока $I_{\text{кач}}$.

Дополнительно следует учитывать, что в рассматриваемых режимах в качестве тока торможения $I_{\text{торм}}$ должен приниматься ток, равный наименьшему возможному току в фазе А (поскольку в данном устройстве торможение обеспечивается током этой фазы).

В качестве вариантов уставок принимаются значения $I_{2\text{ уст}}$ и $k_{\text{торм}}$, соответствующие характеристикам срабатывания, ближайшим к точкам К и Н и

проходящим не ниже обеих этих точек. При наличии нескольких вариантов возможных уставок лучший вариант может быть принят при проверке чувствительности устройства.

Для ЛЭП, питающих тяговые ПС на переменном токе, при отсутствии данных о значениях тока обратной последовательности, обусловленного несимметричной нагрузкой, величина $I_{2н.р.нагр}$ может быть определена по номинальной мощности Т, установленных на ПС, по выражению:

$$I_{2н.р.нагр} = m \cdot 0,38 \frac{k_{п} k_{т} S_{н}}{\sqrt{3} U_{н}}, \quad (3.12)$$

где m – число Т на ПС; $k_{п}$ – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку обмоток двух наиболее загруженных фаз Т за счет недогрузки третьей фазы, принимается равным 1,1; $k_{т}$ – коэффициент, учитывающий долю тяговой нагрузки в общей нагрузке Т; $S_{н}$ – номинальная мощность Т; $U_{н}$ – номинальное напряжение обмотки ВН Т.

В расчетах могут быть приняты следующие ориентировочные значения:

$I_{2н.р.нагр} = 100$ А для ЛЭП напряжением 110 кВ;

$I_{2н.р.нагр} = 50$ А для ЛЭП напряжением 220 кВ.

Чувствительность устройств БК типа КРБ-122, КРБ-124, КРБ-126 необходимо проверять при КЗ в конце зоны действия блокируемых при качаниях ступеней ДЗ, а также в конце зоны действия неблокируемых ступеней ДЗ, ввод в работу которых обеспечивается устройством БК.

Расчет чувствительности устройства может быть произведен также и аналитически с помощью расчетных выражений, выведенных на основании рисунка 3.4.

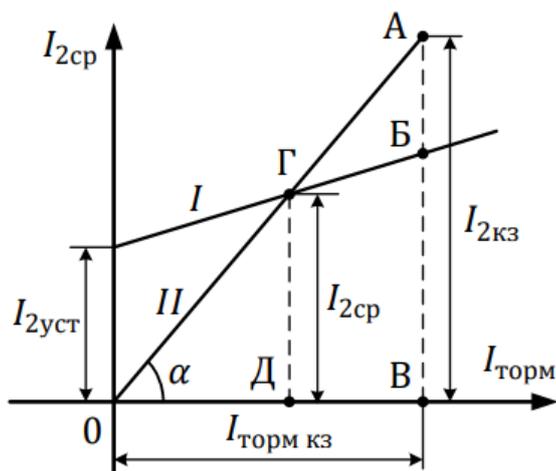


Рисунок 3.4 – Проверка чувствительности устройств БК

На плоскость $(I_{2с.р}, I_{торм})$ указанного рисунка нанесена точка А, соответствующая минимальному току $I_{2к.з}$ и тормозному току $I_{торм.кз}$ в защите, определенным при металлическом КЗ в расчетных по чувствительности

условиях, и характеристика срабатывания устройства – прямая I, которая удовлетворяет выражению (3.15). Прямой II, соединяющей точку А с началом координат, соответствует уравнение:

$$I_2 = \operatorname{tg} \alpha I_{\text{торм}} \quad (3.13)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{AB}{OB} = \frac{I_{2\text{кз}}}{I_{\text{торм.кз}}} \quad (3.14)$$

Характеристика срабатывания пускового реле, показывающая зависимость тока срабатывания от величины тормозного тока $I_{\text{торм}}$ и коэффициента торможения, приближенно определяется выражением:

$$I_{2 \text{ с.р}} = k_{\text{торм}} I_{\text{торм}} + I_{2 \text{ уст}} = \frac{k_{\text{торм уст}} I_{2 \text{ уст}}}{100 \% I_{2 \text{ уст мин}}} I_{\text{торм}} + I_{2 \text{ уст}}, \quad (3.15)$$

где $I_{2 \text{ с.р}}$ – расчетный ток обратной последовательности, при котором происходит срабатывание пускового реле при наличии торможения; $I_{\text{торм}}$ – тормозной ток; $I_{2 \text{ уст}}$ – уставка тока срабатывания пускового реле; $I_{2 \text{ уст мин}}$ – минимальная уставка тока срабатывания пускового реле; $k_{\text{торм}}$ – коэффициент торможения (%).

Решая совместно выражения (3.15) и (3.13) с учетом выражения (3.14), можно получить:

$$k_{\text{ч}} = \frac{AB}{\Gamma D} = \frac{I_{2\text{кз}} - k_{\text{торм}} I_{\text{торм.кз}}}{I_{2\text{уст}}}, \quad (3.16)$$

где $I_{2\text{кз}}$ и $I_{\text{торм.кз}}$ – минимальный ток обратной последовательности и соответствующий ему тормозной ток в месте установки защиты в расчетных по чувствительности условиях; $I_{2\text{уст}}$, $k_{\text{торм}}$ – уставки по току обратной последовательности и коэффициенту торможения.

Исходя из рисунка 3.4, можно получить следующее выражение для коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}'$:

$$k_{\text{ч}}' = \frac{AB}{BB} = \frac{I_{2\text{кз}}}{k_{\text{торм}} I_{\text{торм.кз}} + I_{2\text{уст}}} \quad (3.17)$$

Выражения (3.17) и (3.16) могут использоваться для определения чувствительности при двухфазном КЗ, а также при двухфазном КЗ на землю в случае, когда в устройстве не используется ток $3I_0$.

Расчет чувствительности при двухфазном КЗ на землю в случае, когда в устройстве БК используется ток $3I_0$, производится по выражениям,

составленным аналогично выражениям (3.16) и (3.17):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{ЭКВ.КЗ}} - k_{\text{ТОРМ}} I_{\text{ТОРМ.КЗ}}}{I_{2\text{УСТ}}} \quad (3.18)$$

$$k'_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{ЭКВ.КЗ}}}{k_{\text{ТОРМ}} I_{\text{ТОРМ.КЗ}} + I_{2\text{УСТ}}}, \quad (3.19)$$

где $I_{2\text{ЭКВ.КЗ}}$ – эквивалентный ток обратной последовательности в защите в расчетных по чувствительности условиях, определяется по выражению (3.20), исходя из кривых чувствительности (рис. 3.5) для принятых уставок $I_{2\text{УСТ}}$ и $3I_{0\text{УСТ}}$ и чувствительности устройства КРБ-122.

$$I_{2\text{ЭКВ}} \geq \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{с.р}}} I_{2\text{УСТ}} \quad (3.20)$$

Примеры расчета параметров настройки и проверки чувствительности устройства БК типа КРБ-121

Исходные данные:

Приняты следующие вторичные токи в цепях защиты:

- В расчетном нагрузочном режиме:

$$I_{\text{Ф А}} = I_{\text{ТОРМ}} = 2,0 \text{ А}, I_{\text{Ф В}} = I_{\text{Ф С}} = 3,8 \text{ А}.$$

$$I_{2\text{н.р.нагр}} = 0,6 \text{ А}.$$

- В режиме качаний:

$$I_{2\text{н.р.кач}} = 0,6 \text{ А}, I_{\text{Ф А}} \approx I_{\text{Ф В}} \approx I_{\text{Ф С}} \approx 20 \text{ А}.$$

При двухфазном КЗ на землю в расчетной по чувствительности точке (в конце зоны резервирования) ток обратной последовательности в рассматриваемой защите $I_{2\text{КЗ}}^{(1,1)} = 2,2 \text{ А}$ при наибольшем токе в фазе (с учетом нагрузки) $I_{\text{ф}}^{(1,1)} = I_{\text{ТОРМ}} = 6 \text{ А}$.

Расчет селективности производится с помощью выражений (3.9) и (3.11) и характеристик срабатывания устройства БК на рисунке 3.4. Результаты расчета отражены в таблице 3.2.

Для полученных значений $I_{\text{с.р.кач}}$ и $I_{\text{с.р.нагр}}$ (табл. 3.2) и соответствующих им значений тормозных токов $I_{\text{ТОРМ}}$ на график наносятся точки К и Н.

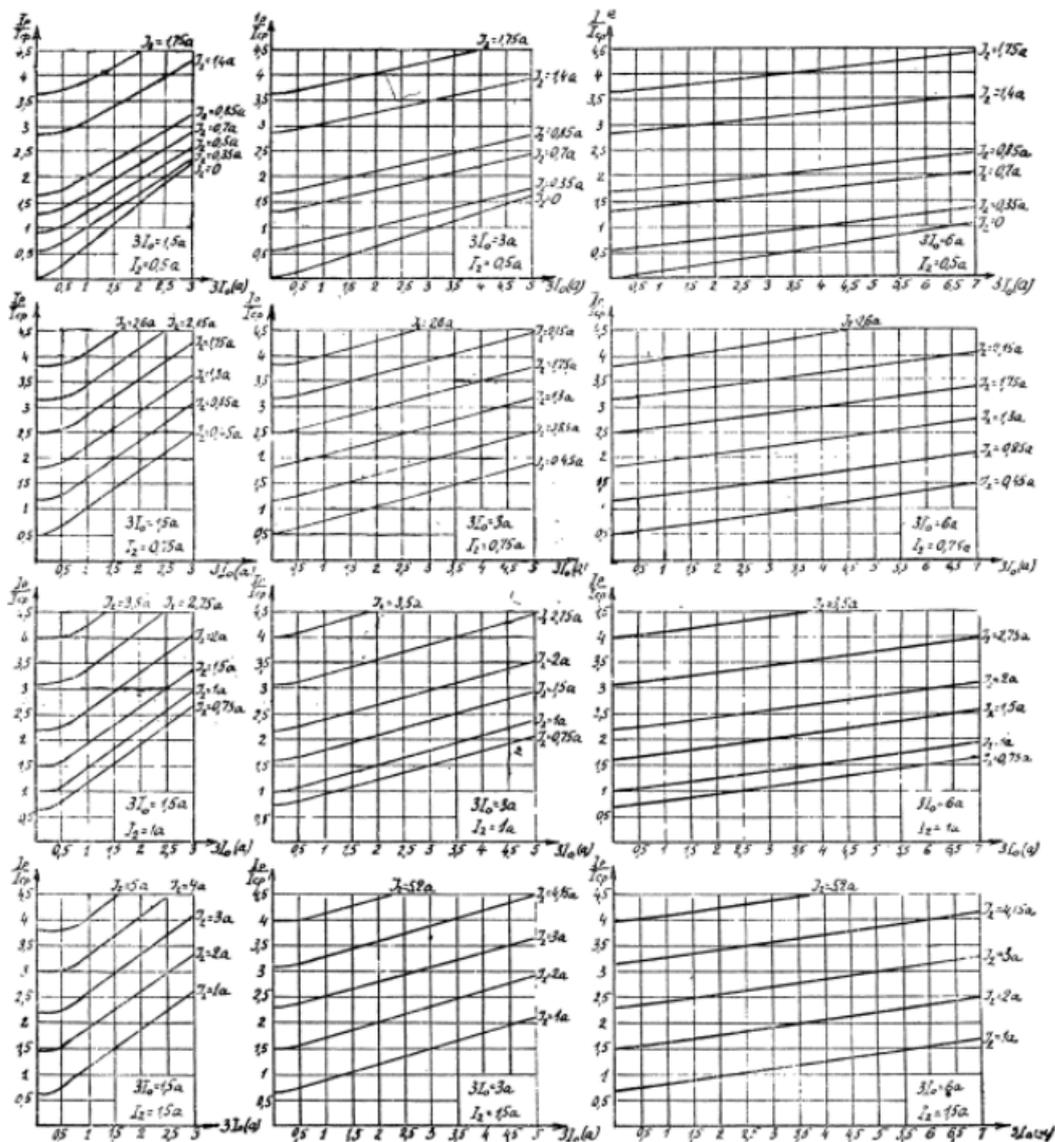


Рисунок 3.5 – Характеристики чувствительности устройства БК типа КРБ-122

Как видно из указанного рисунка, наиболее близко по отношению к точкам К и Н (по сравнению с остальными прямыми, проходящими выше этих точек) проходят прямая I, которой соответствует уставка $I_{2уст} = 0,75$ А и $k_{торм} = 0,15$ (вариант I), и прямая II, которой соответствует уставка $I_{2уст} = 1,0$ А и $k_{торм} = 0,1$ (вариант II) (уставки $k_{торм}$ получены с помощью данных табл.3.2).

Оптимальный вариант уставок выясняется в результате проверки чувствительности при двухфазном замыкании на землю. Проверка чувствительности устройства проводится для сравнения двумя способами – графическим (по рис. 3.6) и аналитическим – по выражениям (3.17) и (3.18).

На основании этих расчетов, приведенных также в таблице 3.2, приняты уставки, соответствующие варианту I, как обеспечивающие чувствительность по основному условию (3.18) большую, чем по варианту II. Проверка чувствительности для случая КЗ в конце защищаемого участка производится аналогично.

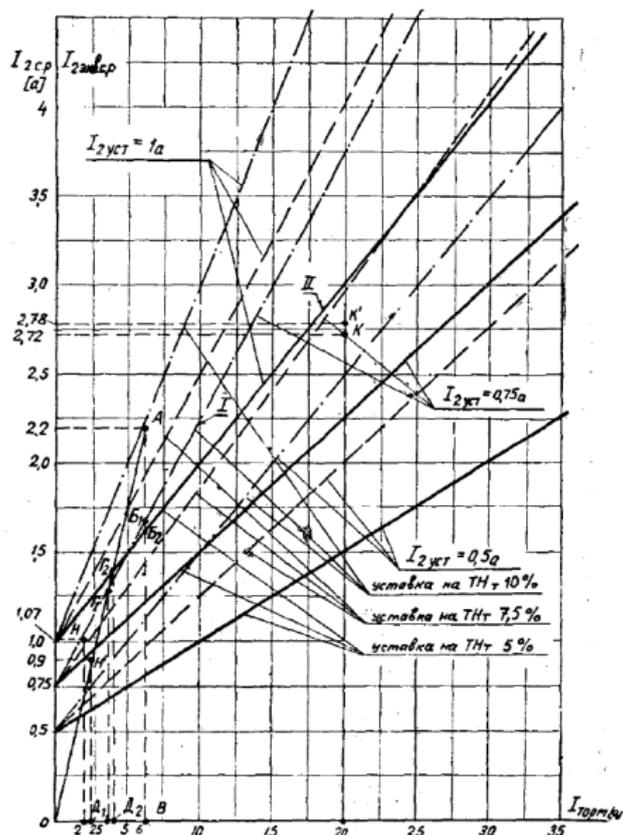


Рисунок 3.6 – Пример графического расчета устройства БК типа КРБ-122

Таблица 3.2 – Результаты расчета уставок

Расчетные величины	Метод определения	Числовое значение при принятых вариантах уставок	
		I вариант	II вариант
Ток срабатывания, определяемый по условию отстройки от режима качаний $I_{2c.p.кач}$	По выражениям (3.4) и (3.5)	$I_{2c.p.кач} \leq 1,2 \left[\left(0,063 + 0,005 \frac{20}{5} \right) 20 + 0,6 \right] = 2,72 \text{ A}$ (точка К на рис. 9.7)	
Ток срабатывания, определяемый по условию отстройки от режима качаний $I_{2c.p.нагр}$	По выражениям (3.2) и (3.3)	$I_{2c.p.нагр} \geq \frac{1,2}{0,8} (0,03 \cdot 3,8 + 0,6) = 1,07 \text{ A}$ (точка Н на рис. 9.7)	
Принятые варианты уставок $I_{2уст}$ и $K_{торм}$	Рисунок 3.6	$I_{2уст} = 0,75 \text{ A}$ и $K_{торм} = 0,15$	$I_{2уст} = 1,0 \text{ A}$ и $K_{торм} = 0,1$
Коэффициент чувствительности $K_{ч}$ при двухфазном замыкании на землю	Графический по рисунку 3.6	$k_{ч} = \frac{AB}{\Gamma_1 A_1} = \frac{2,2}{1,27} = 1,73$	$k_{ч} = \frac{AB}{\Gamma_2 A_2} = \frac{2,2}{1,37} = 1,6$
	Аналитический по (3.18)	$k_{ч} = \frac{2,2 - 0,15 \cdot 6}{0,75} = 1,73$	$k_{ч} = \frac{2,2 - 0,1 \cdot 6}{1} = 1,6$
Коэффициент чувствительности $K_{ч}$ при двухфазном замыкании на землю	Графический по рисунку 3.6	$k_{ч} = \frac{AB}{B_1 B} = \frac{2,2}{1,66} = 1,33$	$k_{ч} = \frac{AB}{B_2 B} = \frac{2,2}{1,61} = 1,37$
	Аналитический по (3.19)	$k'_{ч} = \frac{2,2}{0,15 \cdot 6 + 0,75} = 1,33$	$k'_{ч} = \frac{2,2}{0,1 \cdot 6 + 1} = 1,37$
Окончательно принятые уставки		$I_{2уст} = 0,75 \text{ A}$ и $K_{торм} = 0,15$	

Задание для самостоятельного выполнения

Рассчитать параметры настройки и проверки чувствительности устройства БК типа КРБ-121. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.3. В режиме качаний $I_{\Phi A} \approx I_{\Phi B} \approx I_{\Phi C} \approx 20 \text{ А}$.

Таблица 3.3 – Исходные данные

Вариант	$I_{\text{торм}}, \text{ А}$	$I_{\Phi B}, \text{ А}$	$I_{2\text{н.р.нагр}}, \text{ А}$	$I_{2\text{н.р.кач}}, \text{ А}$
1	1	3	0,4	0,4
2	1,1	3,1	0,4	0,4
3	1,2	3,2	0,4	0,4
4	1,3	3,3	0,4	0,4
5	1,4	3,4	0,4	0,4
6	1,5	3,5	0,4	0,4
7	1,6	3,6	0,5	0,5
8	1,7	3,7	0,5	0,5
9	1,8	3,8	0,5	0,5
10	1,9	3,9	0,5	0,5
11	2	4	0,5	0,5
12	2,1	4,1	0,5	0,5
13	2,2	4,2	0,5	0,5
14	1	3	0,6	0,6
15	1,1	3,1	0,6	0,6
16	1,2	3,2	0,6	0,6
17	1,3	3,3	0,6	0,6
18	1,4	3,4	0,6	0,6
19	1,5	3,5	0,6	0,6
20	1,6	3,6	0,6	0,6
21	1,7	3,7	0,6	0,6
22	1,8	3,8	0,7	0,7
23	1,9	3,9	0,7	0,7
24	2	4	0,7	0,7
25	2,1	4,1	0,7	0,7
26	2,2	4,2	0,7	0,7
27	1	3	0,8	0,8
28	1,1	3,1	0,8	0,8
29	1,2	3,2	0,8	0,8
30	1,3	3,3	0,8	0,8

Практическая работа 4

Расчет ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ на линии с односторонним питанием

Цель работы: приобрести навыки расчета ступенчатой токовой защиты

Теоретические сведения

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие.

Согласно условию выбора тока срабатывания токовой отсечки, она охватывает не всю линию, а только некоторую часть (70–80 %).

Для организации полноценной защиты токовые отсечки дополняются МТЗ и обычно для защиты линии применяют токовые ступенчатые защиты, которые, в общем случае, выполняются в виде трех ступеней:

- 1 ступень – токовая отсечка без выдержки времени;
- 2 ступень – токовая отсечка с выдержкой времени;
- 3 ступень – максимальная токовая защита (выполняет функции ближнего и дальнего резервирования).

Ток срабатывания первой ступени защиты, мгновенной ТО, должен быть таким, чтобы защита срабатывала только при КЗ на защищаемой линии. Это условие может быть обеспечено, если ток срабатывания ступени будет больше, чем ток трехфазного КЗ при замыкании в конце линии. Например, ток срабатывания первой ступени защиты 3 определяется так:

$$I_3^1 = K_H I_{ш4}^{(3)} \quad (4.1)$$

где I_3^1 – ток срабатывания первой ступени защиты 3; $I_{ш4}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шине 4 (табл. 4).

Ток срабатывания второй ступени, токовой отсечки с выдержкой времени, должен быть таким, чтобы защита срабатывала при КЗ по всей линии, включая шины противоположной подстанции. Обеспечить такие «жесткие» границы действия невозможно.

Вторая ступень обязательно будет «чувствовать» (то есть контакты реле тока будут замыкаться) КЗ не только в конце защищаемой линии, но и КЗ в начале предыдущих линий.

Для обеспечения селективности данной ступени при КЗ на смежных линиях принимается выдержка времени 0,3–0,6 с. Например, ток срабатывания второй ступени защиты 1 определяется так:

$$I_1^2 = K_H I_4^1 \quad \text{или} \quad I_1^2 = K_H I_2^1 \quad (4.2)$$

где I_1^2 – искомый ток срабатывания второй ступени защиты 1, I_4^1 – ток срабатывания первой ступени защиты 4, действующей без выдержки времени, I_4^1 – ток срабатывания первой ступени защиты 4.

Из двух полученных значений нужно выбрать большее. Выдержку времени ТО для защит на электромеханической базе рекомендуется принимать 0,5–0,6 с.

Важно обратить внимание на то, что комплекты защит 6 и 3 не имеют ТО с выдержкой времени, так как за данными линиями нет предыдущих линий. Через комплекты 6 и 3 питается только нагрузка.

Ток срабатывания третьей ступени (для комплектов 6 и 3 это будет вторая ступень), максимальной токовой защиты, определяется следующим образом:

$$I_1^3 = K_H K_{C3} I_{H1} / K_B, \quad (4.3)$$

где I_1^3 – искомый ток срабатывания третьей ступени защиты 1; I_{H1} – ток нагрузки, протекающий через комплект 1 в нормальном режиме.

Данный ток определяется по первому закону Кирхгофа, как сумма токов нагрузок. Обратите внимание на то, что токи складываются не как векторные, а как скалярные величины. Это допустимо, так как сумма скалярных величин всегда больше, чем векторных, что создает дополнительный запас с точки зрения отстройки от рабочих токов.

Выдержки времени МТЗ рассчитываются по ступенчатому принципу. Например, для комплекта 6 выдержка времени МТЗ определяется так:

$$t_{XIII} + \Delta t \text{ или } t_6 = t_{XIV} + \Delta t. \quad (4.4)$$

Из двух значений выбирается большее. Выдержка времени МТЗ следующего комплекта 5 равна:

$$t_5 = t_6 + \Delta t, \text{ или } t_5 = t_{XI} + \Delta t, \text{ или } t_5 = t_{XII} + \Delta t, \quad (4.5)$$

Из трех значений выбирается большее.

Методики выбора и проверки трансформаторов тока были рассмотрены в ИЗ1 и ИЗ2. В данном задании просто выберите тот ТТ, номинальный ток первичной обмотки которого превышает рабочий нагрузочный ток I_H .

Токи срабатывания реле во вторичной цепи равны:

$$I_{1p}^1 = K_{CX} I_1^1 / n_{ТТ}, \quad (4.6)$$

где K_{CX} – коэффициент схемы, равный отношению токов во вторичной обмотке ТТ и в обмотке реле; I_1^1 – ток срабатывания первой ступени защиты 1 в первичной цепи; I_{1p}^1 – искомый ток срабатывания первой ступени защиты 1 во

вторичной цепи. Так как по условию задания трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды, коэффициент схемы $K_{CX} = 1$.

Коэффициент чувствительности равен отношению минимального тока КЗ, при котором защита должна срабатывать и тока срабатывания реле во вторичной цепи. Разумеется, ток КЗ надо также привести во вторичной цепи, разделив его на n_{TT} .

Для определения коэффициента чувствительности МТЗ в режиме ближнего резервирования следует брать ток двухфазного КЗ в конце защищаемой зоны, то есть на шинах противоположной подстанции. Для определения коэффициента чувствительности в режиме дальнего резервирования необходимо брать ток КЗ в конце предыдущей линии.

Токи двухфазных КЗ, необходимые для расчета коэффициента чувствительности, определите следующим образом:

$$I^{(2)} = \sqrt{3} I^{(3)}/2. \quad (4.7)$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах.

Пример расчета ступенчатой токовой защиты

Рассчитать трехступенчатую токовую защиту от многофазных КЗ в сети с односторонним питанием для сети по рисунку 4.1 а. Определить параметры срабатывания и оценить чувствительность ступеней трехступенчатой токовой защиты 1 от междуфазных КЗ;

Определяется $I_{раб.max2}$ и $I_{раб.max1}$

$$I_{раб max 2} = I_{нагр 2} + I_{нагр 3} = 30 + 20 = 50 \text{ А};$$

$$I_{раб max 1} = I_{раб max 2} + I_{нагр 1} = 50 + 50 = 100 \text{ А}.$$

2. Выбирается по табл. 3.2 ТА1 и ТА2 для защит 1 и 2 – $k_T = 100/5$.

3. Определяется ток срабатывания I ступени защиты 2:

$$I_{с.р 2}^1 = \frac{k_{отс}^1 k_{сх}^{(3)}}{K_I} I_{КЗ}^{(3)} = \frac{1,2 \cdot 1}{100/5} 400 = 24 \text{ А}.$$

4. Определяется $k_{ч2}^1$ при КЗ в начале участка 2:

$$k_{ч2}^1 = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{К2}^{(3)}}{K_I I_{с.р 2}^1} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 1000}{100/5 \cdot 24} = 1,8 > 1,$$

т. е. установка I степени на участке 2 целесообразна.

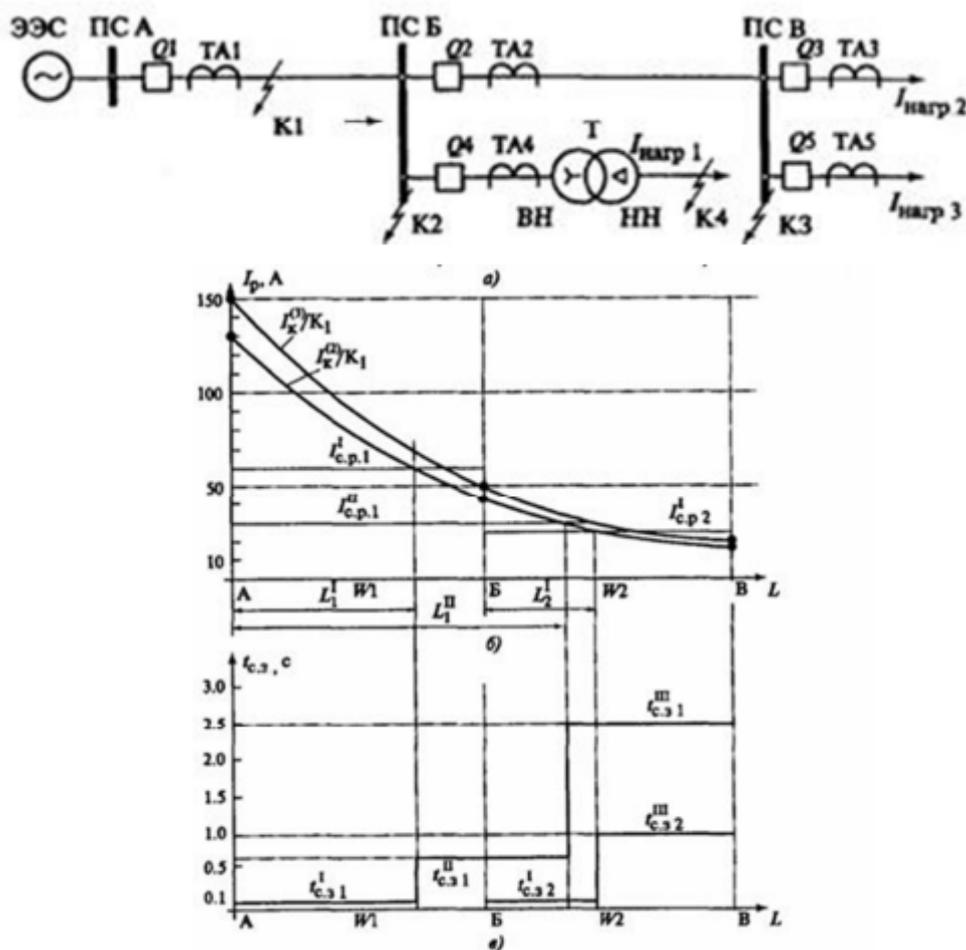


Рисунок 4.1 – Выбор параметров срабатывания первой и второй ступеней токовой защиты сети:

а) – схема сети, б) – зависимость $I_p = f(l)$, в) – зависимость $t_{сз}$

5. Определяется ток срабатывания реле I степени защиты 1

$$I_{с.р.1}^I = \frac{k_{отс}^I k_{сх}^{(3)}}{K_I} I_{K2}^{(3)} = \frac{1,2 \cdot 1}{100/5} 1000 = 60 \text{ А.}$$

6. Определяется $k_{ч1}^I$ при КЗ в начале участка 1:

$$k_{ч1}^I = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)}}{K_I I_{с.р.1}^I} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 3000}{100/5 \cdot 60} = 2,16 > 1,$$

т. е. установка I степени на участке 1 целесообразна.

7. Принимаются времена срабатывания I ступеней защит 1 и 2 $t_{сз1}^{I(2)} = 0,1$ с и строятся зависимости токов в реле защит 1 и 2 при двухфазных и трехфазных КЗ в функции расстояния $I_p = f(l)$, на которые наносятся линии, соответствующие токам $I_{ср1}$ и $I_{ср2}$ (рис. 4.1 б).

Поскольку длины участков 1 и 2 не заданы, зоны II1 и II2 определяются качественно. Из рис. 4.1 б видно, что $II1 > 0$ и $II2 > 0$, т.е. установка первых ступеней на участках 1 и 2 целесообразна.

8. Определяется ток срабатывания реле II ступени защиты 1 (по двум условиям (4.3) и (4.4):

$$I_{с.р 1}^{II} = \frac{k_{отс}^{II} k_{сх}^{(3)}}{K_I} I_{с.з 2}^I = \frac{1,2 \cdot 1,0 \cdot 1,2 \cdot 400}{100/5} = 1,2 \cdot 24 = 28,8 \text{ А,}$$

$$I_{с.р 1}^{II} = \frac{k_{отс}^{II} k_{сх}^{(3)}}{K_I} I_{К4}^{(3)} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{100/5} \cdot 300 = 18 \text{ А.}$$

Выбираем $I_{с.р 1}^{II} = 28,8$ А.

9. Оцениваем чувствительность II ступени защиты 1

$$k_{ч 1}^{II} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{К2}^{(3)}}{K_I I_{с.р 1}^I} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 1000}{100/5 \cdot 28,8} = 1,5 > 1,2.$$

10. Зона $I_{с.р 1}^{II}$, защищаемая II ступенью определяется также использованием зависимости $I_p = f(l)$.

11. Определяется время срабатывания II ступени защиты 1:

$$t_{с.з 1}^{II} = t_{с.з 2}^I + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

12. Определяются $I_{с.р 2}^{III}$ и $I_{с.р 1}^{III}$ по соотношению (4.7):

$$I_{с.р 2}^{III} = \frac{k_{отс}^{III} k_3 k_{сх}^{(3)}}{k_B K_I} I_{раб \max 2} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,0}{0,9 \cdot 100/5} 50 = 5 \text{ А;}$$

$$I_{с.р 1}^{III} = \frac{k_{отс}^{III} k_3 k_{сх}^{(3)}}{k_B K_I} I_{раб \max 1} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,0}{0,9 \cdot 100/5} 100 = 10 \text{ А.}$$

13. Определяются $k_{ч2}^{III}$ и $k_{ч1}^{III}$

$$k_{ч2\text{ осн}}^{III} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}}{K_I I_{с,р,2}^{III}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 400}{100/5 \cdot 5} = 3,46 > 1,5;$$

$k_{ч2,рез}^{III}$ – не проверяется из-за отсутствия данных;

$$k_{ч1\text{ осн}}^{III} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{K2}^{(3)}}{K_I I_{с,р,1}^{III}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 1000}{100/5 \cdot 10} = 4,3 > 1,5;$$

$$k_{ч1\text{ рез}}^{III} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}}{K_I I_{с,р,1}^{III}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 400}{100/5 \cdot 10} = 1,73 > 1,2;$$

$$k_{ч1\text{ рез}}^{III} = \frac{\frac{1}{2} I_{K4}^{(3)}}{K_I I_{с,р,1}^{III}} = \frac{\frac{1}{2} 300}{100/5 \cdot 10} = 0,75 < 1,2,$$

т. е. необходимо применить для III ступени защиты 1 схему неполной звезды с тремя реле (см. рис. 3.2 б), что увеличивает $k_{ч1,рез}^{III}$ при КЗ за трансформатором (точка К4) в два раза:

$$k_{ч1\text{ рез}}^{III} = \frac{I_{K4}^{(3)}}{K_I I_{с,р,1}^{III}} = \frac{300}{100/5 \cdot 10} = 1,5 > 1,2.$$

14. Определяются времена срабатывания $t_{с.з1}^{III}$ и $t_{с.з2}^{III}$ МТЗ 1 и 2 участков:

$$t_{с.з2}^{III} = t_{с.з3}^{III} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с};$$

$$t_{с.з1}^{III} = t_{с.з4}^{III} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}.$$

Задание для самостоятельного выполнения

В заданной радиальной сети 35 кВ (рис. 4.2) для заданного согласно варианту комплекта защиты (табл. 4.1)

Рассчитайте:

- ток срабатывания первой ступени защиты – мгновенной токовой отсечки (ТО);
- ток срабатывания второй ступени – токовой отсечки с выдержкой времени и выберите выдержку времени;
- ток срабатывания третьей ступени – максимальной токовой защиты (МТЗ);
- выдержку времени МТЗ.

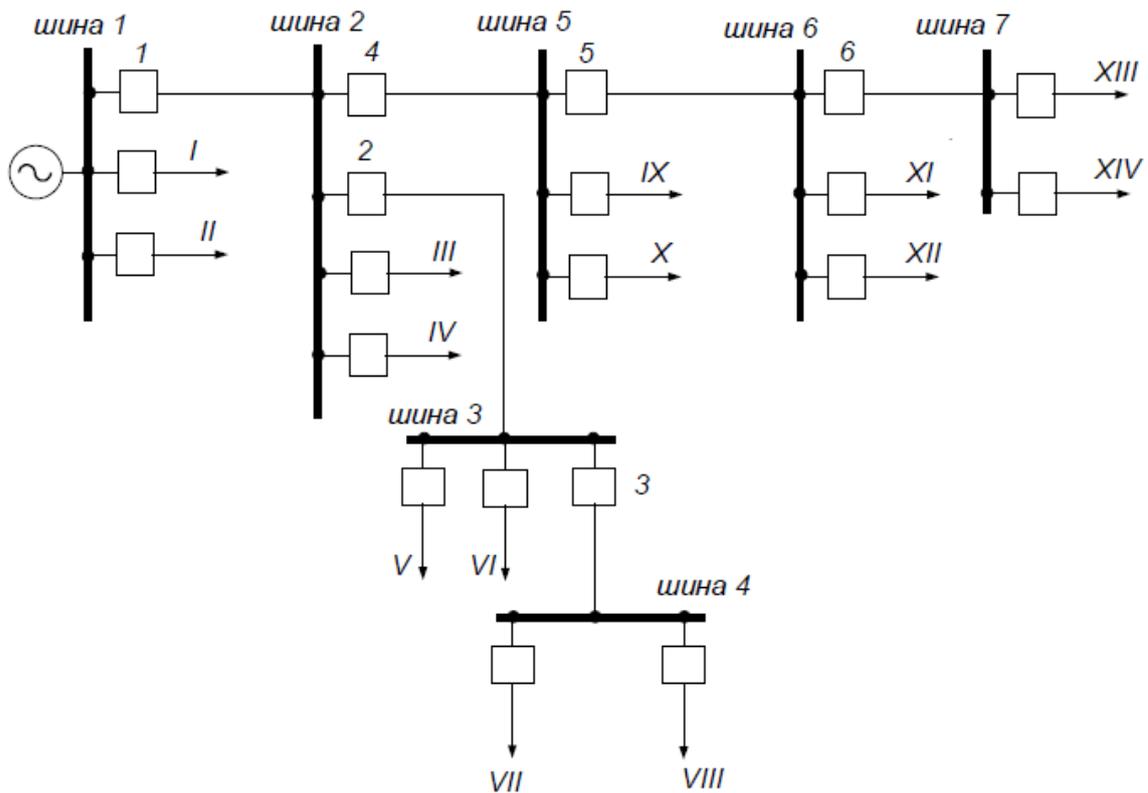


Рисунок 4.2 – Радиальная сеть 35 кВ

Выберите трансформатор тока (табл. 4.2).

Для всех ступеней определите рабочие токи срабатывания защиты во вторичной цепи. Для всех вариантов трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды.

Определите коэффициент чувствительности ТО с выдержкой времени (вторая ступень), определите коэффициент чувствительности МТЗ в режиме ближнего резервирования и в режиме дальнего резервирования.

Для всех вариантов: степень селективности

$\Delta t = 0,5$ с. коэффициент надежности

$K_H = 1,2$, коэффициент возврата

$K_B = 0,85$, коэффициент самозапуска

$K_{C3} = 1,2$

Таблица 4.1 – Номер комплекта защиты для расчета и время срабатывания максимальной токовой защиты нагрузок I–XIV (с)

Вар.	Комп. Заш.	t_I	t_{II}	t_{III}	t_{IV}	t_V	t_{VI}	t_{VII}	t_{VIII}	t_{IX}	t_X	t_{XI}	t_{XII}	t_{XIII}	t_{XIV}
1.	1	0,5	1	0,5	4	0,5	1	0,5	2	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
2.	2	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
3.	4	2	1	3,5	2,5	0,5	1	1	1	1	2,5	0,5	1	0,5	1,5
4.	5	1,5	1	2	0	1	2,5	1	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1
5.	1	1	1	0,5	2,5	0,5	1	1	0,5	1	0	2,5	1	0,5	1,5
6.	2	1,5	0	1	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	0	0,5
7.	4	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0
8.	5	1,5	2	3,5	4	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
9.	1	1	1	3,5	2,5	0,5	1	0	0	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
10.	2	1,5	2	2	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
11.	4	1	1	0,5	2,5	0,5	1	0	0	0,5	1,5	0,5	1	0,5	1,5
12.	5	1	2	2	0,5	1	3	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
13.	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	3,5	2,5	0,5	1	0	0	1
14.	2	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0
15.	4	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5
16.	5	2	0	1	2,5	1	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1	0,5	2,5
17.	1	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1	2,5
18.	2	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
19.	4	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5
20.	5	1,5	0	1	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	0	0,5
21.	1	1	1	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	1	2,5
22.	2	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1	1,5
23.	4	0,5	1	0,5	4	0,5	1	0,5	2	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
24.	5	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
25.	1	2	1	3,5	2,5	0,5	1	1	1	1	2,5	0,5	1	0,5	1,5

Таблица 4.2 – Шкала коэффициентов трансформации трансформаторов тока

$n_{ТТ}$	1000 /5	800/5	600/5	400/5	200/5	150/5	100/5	75/5	60/5	50/5	40/5	30/5	25/5
----------	---------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	------	------	------

Таблица 4.3 – Номер комплекта защиты для расчета и время срабатывания максимальной токовой защиты нагрузок I–XIV (с)

Вар.	Комп. п. Защ.	t_I	t_{II}	t_{III}	t_{IV}	t_V	t_{VI}	t_{VII}	t_{VIII}	t_{IX}	t_X	t_{XI}	t_{XII}	t_{XIII}	t_{XIV}
1.	1	0,5	1	0,5	4	0,5	1	0,5	2	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
2.	2	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
3.	4	2	1	3,5	2,5	0,5	1	1	1	1	2,5	0,5	1	0,5	1,5
4.	5	1,5	1	2	0	1	2,5	1	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1
5.	1	1	1	0,5	2,5	0,5	1	1	0,5	1	0	2,5	1	0,5	1,5
6.	2	1,5	0	1	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	0	0,5
7.	4	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0
8.	5	1,5	2	3,5	4	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
9.	1	1	1	3,5	2,5	0,5	1	0	0	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
10.	2	1,5	2	2	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
11.	4	1	1	0,5	2,5	0,5	1	0	0	0,5	1,5	0,5	1	0,5	1,5
12.	5	1	2	2	0,5	1	3	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
13.	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	3,5	2,5	0,5	1	0	0	1
14.	2	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0
15.	4	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5
16.	5	2	0	1	2,5	1	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1	0,5	2,5
17.	1	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1	2,5
18.	2	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
19.	4	2	1	1	1,5	0,5	1	0,5	0	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5
20.	5	1,5	0	1	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	0	0,5
21.	1	1	1	0,5	0,5	4	2,5	3	1	2	1	1	1,5	1	2,5
22.	2	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1,5	0,5	1,5	1	2	0	1	1,5
23.	4	0,5	1	0,5	4	0,5	1	0,5	2	1	1,5	0,5	1	0,5	1,5
24.	5	1,5	2	3,5	1,5	1	2,5	1	1,5	1	1,5	1	1,5	1	0,5
25.	1	2	1	3,5	2,5	0,5	1	1	1	1	2,5	0,5	1	0,5	1,5

Таблица 4.4 – Рабочие токи нагрузок I–XIV (А)

Вар.	I _{I+II}	I _{III+IV}	I _{V+VI}	I _{VII+VIII}	I _{IX+X}	I _{XI+XII}	I _{XIII+XIV}
1.	1	6,5	5,0	4,5	8	2,5	6
2.	31	7,0	3,0	5	2,5	3,5	6
3.	13	7	6,0	5,0	7,0	2,0	4,0
4.	21	5	7	5	8	3	8
5.	20	6	4	5	12	7	5,0
6.	15	8	6	14	7	10	5
7.	18	4	5	10	7,5	6	6
8.	12	6,5	2,5	5	2,5	3,5	5
9.	14	10	6	6	7	2	4
10.	19	6	8	13	7,5	4	7
11.	10	4	2	5	2,5	3	6
12.	13,5	7	6	5	7	10	4
13.	19	18	3,5	5	4	2,5	6,5
14.	16	4,5	10	3,5	8	5	12
15.	9,2	4,5	6,5	8	2	4	3
16.	3,5	9	4	5,5	5,5	3	8
17.	4,0	9	10	3	2	3,5	5,5
18.	9,0	10	3,5	8,5	5,5	9	7
19.	55	8	3	8	6	4	5
20.	50	7	12	4	9	1,8	3,5
21.	5,5	8	13	8	6	4,5	5
22.	5,0	10	7	5	9	4,5	6,5
23.	4,0	7	2	3	3,5	2	4
24.	3,0	7,5	2	6	4	9	5
25.	5,0	2,5	13,5	2	9	3	3,5

Таблица 4.5 – Токи трехфазных КЗ на шинах 1–7 (А)

Вар.	шина 1	шина 2	шина 3	шина 4	шина 5	шина 6	шина 7
1.	2100	1050	525	263	131	66	33
2.	1430	715	358	179	89	45	22
3.	2000	1000	510	254	125	63	31
4.	1000	500	250	125	63	31	16
5.	1400	700	350	175	88	44	22
6.	1800	900	450	225	113	56	28
7.	1900	950	475	238	119	59	30
8.	1030	515	258	129	64	32	16
9.	2000	1000	500	250	125	63	31
10.	1150	575	288	144	72	36	18
11.	1400	700	350	175	88	44	22
12.	1100	550	275	138	69	34	17
13.	2100	1050	525	263	131	66	33
14.	1430	715	358	179	89	45	22
15.	2050	1025	513	256	128	64	32
16.	1000	500	250	125	63	31	16
17.	1380	690	345	173	86	43	22
18.	1700	850	425	213	106	53	27
19.	1600	800	400	200	95	50	26
20.	1030	515	258	129	64	32	16
21.	2200	1100	550	275	138	69	34
22.	1150	575	288	144	72	36	18
23.	1400	700	350	175	88	44	22
24.	1100	550	275	138	69	34	17
25.	2110	1055	528	264	132	66	33

Практическая работа 5

Расчет релейной защиты асинхронного двигателя

Цель работы: приобрести навыки расчета релейной защиты асинхронного двигателя

Теоретические сведения

Согласно ПУЭ для защиты электродвигателей от междуфазных замыканий в случаях, когда не применяют предохранители, могут быть предусмотрены:

а) токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенными на разность токов двух фаз;

б) токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия;

в) продольная дифференциальная токовая защита.

1. Расчет максимального тока двигателя

Под максимальным током далее следует подразумевать периодическую составляющую максимально возможного тока двигателя. Влияние апериодических составляющих будет учитываться соответствующими коэффициентами.

На рисунке 5.1 приведена типичная пусковая характеристика асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Она также подходит для синхронного двигателя, так как он пускается в асинхронном режиме.

Пусковая характеристика асинхронных двигателей с фазным ротором определяется сопротивлением, включенным в цепь ротора.

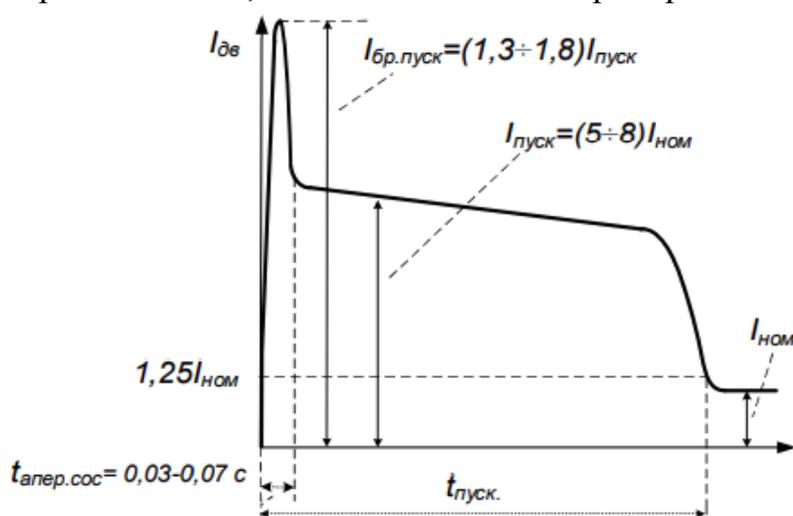


Рисунок 5.1 – Пусковая характеристика электродвигателя

В случае, если номинальный ток двигателя $I_{\text{ном.дв}}$, А, не приведен в паспортных данных, его определяют по формуле:

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{P_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{ном.дв}}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт; $U_{\text{ном.дв}}$ – ном. линейное действующее напряжение двигателя, кВ; η – номинальный коэффициент полезного действия (далее – КПД) электродвигателя; $\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности электродвигателя

В случае прямого пуска двигателя с короткозамкнутым ротором максимальный ток определяют по формуле:

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{ном.дв}} \cdot k_{\text{пуск}} \quad (5.2)$$

где $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока машины (как правило, от пяти до восьми); $I_{\text{ном.дв}}$ – номинальный ток двигателя.

В случае реакторного пуска двигателя определяют полное пусковое индуктивное сопротивление двигателя x_d , Ом, по формуле:

$$x_d = \frac{U_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}}}, \quad (5.3)$$

где $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток при прямом пуске, рассчитанный по формуле (7.2), А; $U_{\text{ном.дв}}$ – номинальное напряжение двигателя, В.

Максимальный ток двигателя $I_{\text{макс}}$, А, при реакторном пуске определяют по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{U_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_d + x_p)}, \quad (5.4)$$

где x_c – индуктивное сопротивление сети; x_p – индуктивное сопротивление реактора.

При участии двигателя в самозапуске значение тока $I_{\text{макс}}$ необходимо увеличить в 1,4 раза, поскольку напряжение на двигателе после включения резервного питания может превышать номинальное в 1,3–1,4 раза.

Для синхронного двигателя, не участвующего в самозапуске, максимальным является ток подпитки при внешнем КЗ, равный:

$$I_{\text{макс}} = 1,1 \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном.дв}}. \quad (5.5)$$

2. Требования к трансформаторам тока

Для работы релейной защиты применяют обмотки ТТ класса 5Р и 10Р, для которых нормируется номинальная предельная кратность (отношение максимального первичного тока к номинальному току) $K_{ном}$.

Максимальная кратность не должна превышать допустимую предельную кратность:

$$\frac{I_{макс}}{I_{ТТ ном}} < K_{доп} \quad (5.6)$$

где $I_{макс}$ – максимальный ток; $I_{ТТ ном}$ – номинальный первичный ток ТТ, А; $K_{доп}$ – допустимая предельная кратность ТТ.

Выполнение условия (5.6) гарантирует погрешность трансформации тока менее 10 (5) % для обмоток ТТ 10Р (5Р) при отсутствии в первичном сигнале апериодических составляющих.

В случае, если условие формулы (5.6) не удовлетворяется, необходимо принять одну из следующих мер:

- снизить вторичную нагрузку ТТ (например, за счет применения контрольных кабелей большого сечения);

- выбрать ТТ с бóльшим значением номинальной предельной кратности $K_{ном}$.

При невозможности реализации мер по повышению допустимой кратности ТТ необходимо учитывать, что даже при синусоидальных токах ТТ будет насыщаться, что приведет к повышению погрешности. Зависимость полной погрешности от параметра λ приведена на рисунке 5.2.

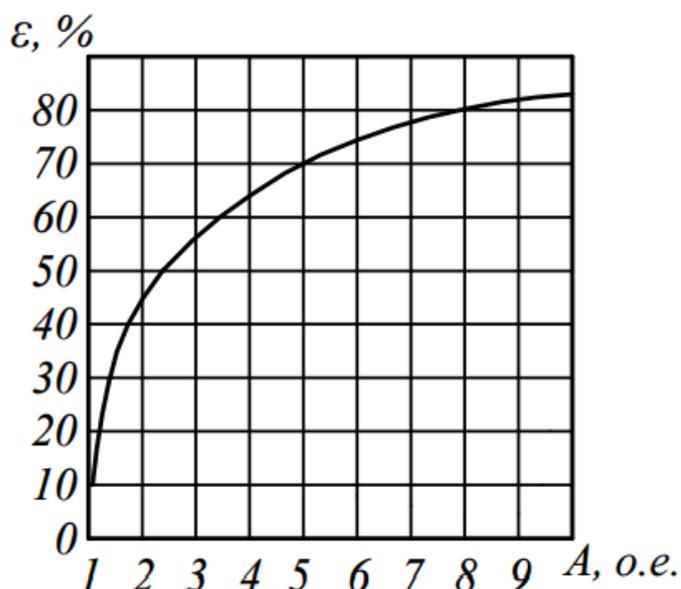


Рисунок 5.2 – Зависимость погрешности ТТ от превышения первичным током тока предельной допустимой кратности $\varepsilon(\lambda)$

Параметр А определяют по формуле:

$$A = \frac{I_{\text{макс}}/I_{\text{ТТ ном}}}{K_{\text{доп}}}, \quad (5.7)$$

Допустимая предельная кратность $K_{\text{доп}}$ зависит от вторичной нагрузки ТТ. Зависимость допустимой предельной кратности $K_{\text{доп}}$ от нагрузки приводится в руководстве по эксплуатации на ТТ. Нагрузка задается расчетным вторичным сопротивлением $Z_{\text{расч}}$ или расчетной вторичной мощностью $S_{\text{расч}}$.

Если расчетная вторичная нагрузка ТТ меньше или равна номинальной нагрузке, то допустимую предельную кратность $K_{\text{доп}}$ можно принять равной $K_{\text{ном}}$, где $K_{\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность вторичных обмоток ТТ для защиты, паспортная величина

При трехфазной схеме подключения вторичную нагрузку ТТ $Z_{\text{расч}}$, Ом, рассчитывают по формуле:

$$Z_{\text{расч}} = R_{\text{каб}} + Z_{\text{нагр}} + R_{\text{пер}}. \quad (5.8)$$

При двухфазной схеме подключения вторичную нагрузку ТТ $Z_{\text{расч}}$, Ом, рассчитывают по формуле:

$$Z_{\text{расч}} = 2R_{\text{каб}} + Z_{\text{нагр}} + R_{\text{пер}}, \quad (5.9)$$

где $R_{\text{каб}}$ – сопротивление контрольного кабеля от ядра ТТ до аналогового входа тока терминала БМРЗ-УЗД, Ом; $Z_{\text{нагр}}$ – суммарное сопротивление нагрузки, подключенной к ТТ, Ом. Сопротивление аналогового входа тока терминала БМРЗ-УЗД 0,016 Ом; $R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление принимают равным 0,1 Ом.

Сопротивление контрольных кабелей рассчитывают по формуле:

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (5.10)$$

где ρ – удельное сопротивление контрольного кабеля. Для алюминиевых кабелей принимают 0,0306 Ом·мм²/м, для медных – 0,0186 Ом·мм²/м с учетом приведения к максимальной рабочей температуре 40 °С; L – длина контрольного кабеля, м; S – поперечное сечение контрольного кабеля, мм².

В случае, если задана зависимость допустимой предельной кратности от мощности вторичной нагрузки при известном сопротивлении $Z_{\text{расч}}$, вторичную нагрузку $S_{\text{расч}}$, В·А, рассчитывают по формуле:

$$S_{расч} = I_{2ном}^2 \cdot Z_{расч} , \quad (5.11)$$

где $Z_{расч}$ – расчетная вторичная нагрузка, Ом; $I_{2ном}$ – номинальный вторичный ток, принимается равным 1 или 5 А.

Рекомендуется использовать однотипные ТТ со стороны нейтрали и вводов питания. При разной длине кабелей токовых цепей рекомендуется выравнять вторичное сопротивление ТТ со стороны нейтрали и вводов питания за счет применения кабелей разного сечения.

3. Расчет уставок токовой отсечки

Для защиты электродвигателей от междуфазных замыканий следует применять ТО без выдержки времени. При обоснованной необходимости использования дифференциальной защиты от междуфазных замыканий рекомендуется всегда использовать ТО в качестве резервной защиты.

Отстройку ТО выполняют от максимально возможного тока при пуске (самозапуске) двигателя или при подпитке внешнего КЗ.

Ток срабатывания ТО $I_{ТО с.з.}$, А, вычисляют по формуле:

$$I_{ТО с.з.} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{макс} , \quad (5.12)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимается от 1,1 до 1,2; k_a – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности терминала при наличии в токе апериодической и других составляющих пускового режима двигателя, принимается равным 1,3; $I_{макс}$ – максимальный ток.

В терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) уставка обозначается как $I >>>$.

Значение тока двухфазного КЗ на вводах питания электродвигателя $I_{КЗ}^{(2)}$, А, и коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ $k_{ч}^{(2)}$ определяют по формулам:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} , \quad (5.13)$$

$$k_{ч}^{(2)} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{ТО с.з.}} , \quad (5.14)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на вводах питания электродвигателя.

Защита от междуфазных КЗ работает без выдержки времени.

4. Способы выполнения дифференциальной защиты электродвигателей

Основной элемент дифференциальной защиты – дифференциальная защита с торможением (ДЗТ).

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) должна всегда применяться с ДЗТ в качестве вспомогательного элемента.

Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчетного максимального тока небаланса в переходном процессе. Погрешность ТТ с учетом насыщения апериодической составляющей может достигать 90 %.

Для отстройки от расчетного максимального тока небаланса значение уставки $I_{ДТО}$, А, определяют по формуле:

$$I_{ДТО} = k_{отс} \cdot \varepsilon_{пер} \cdot I_{макс} \quad (5.15)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимается равным 1,5; $\varepsilon_{пер}$ – относительная полная погрешность ТТ в переходном режиме. ДТО выполняется без блокировок и загробления в переходном режиме, поэтому $\varepsilon_{пер}$ принимается равной от 0,7 до 0,9; $I_{макс}$ – ток, рассчитанный согласно формуле (5.2).

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ выбирают из диапазона, А:

$$I_{ДЗТ\ нач} \text{ от } 0,3 \cdot I_{ном.дв} \text{ до } 1,2 \cdot I_{ном.дв} \quad (5.16)$$

Уставка начального тока зависит от способа выполнения дифференциальной защиты электродвигателей:

- с током срабатывания меньше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты применяют для минимизации объема повреждений в электродвигателях при внутренних междуфазных коротких замыканиях в статорной обмотке машины. Этот вариант допускает неправильное действие защиты при обрыве и неисправности токовых цепей, или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя. Вариант рекомендован к применению на объектах, где есть обслуживающий персонал;

- с током срабатывания больше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты рекомендован к применению на ответственных объектах и обеспечивает правильную работу защиты при обрыве и неисправности токовых цепей, или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя.

Оба варианта дифференциальной защиты работают без выдержки

времени.

Для отстройки от повышенных погрешностей ТТ при насыщении апериодической составляющей в терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) необходимо коэффициент торможения выставить не менее «1».

В терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) осуществляется анализ гармонического состава дифференциального тока. При апериодическом насыщении дифференциальный ток содержит большое количество четных гармоник и постоянную составляющую. По относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе дифференциальная защита блокируется. Если во время действия блокировки возникает внутреннее повреждение – блокировка автоматически снимается.

В этом случае возможно повысить чувствительность защиты, снизив коэффициент торможения до значения, определяемого по формуле:

$$k_{\text{торм}} = k_n \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + 2\gamma + \delta), \quad (5.17)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,1–1,2; $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий снижение тормозного тока при внешнем КЗ из-за насыщения периодической составляющей, принимается равным 2,5; $\varepsilon_{\text{макс}}$ – относительная полная погрешность ТТ при токе торможения, равном $I_{\text{макс}}$, (см. п. 2); γ – относительная погрешность аналогового входа терминала БМРЗ, принимается равной 0,025; δ – технологический запас, принимается равным 0,025.

Уставку по относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе рекомендуется выбирать из диапазона от 0,15 до 0,20.

В терминале БМРЗ-УЗД предусмотрен алгоритм ДЗТ с очувствлением (рис. 5.3). При использовании этого алгоритма необходимо ввести две уставки – $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ и $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТ}}$. Значение уставки $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ выбирают больше номинального тока двигателя, а уставки $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТ}}$ – меньше номинального тока двигателя.

Данный алгоритм постоянно работает по грубым уставкам. При превышении аварийной составляющей любого из фазных токов стороны питания значения $3,5 I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ данный алгоритм переходит на работу по чувствительным уставкам. Если функцию очувствления не используют, то в качестве уставки $I_{\text{ДЗТ}}$ принимают $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$.

Использование алгоритма ДЗТ с очувствлением позволяет избежать отключений электродвигателя при:

- обрывах (одного, двух или нескольких проводов в измерительных цепях);
- различных видах замыканий в измерительных цепях;
- повреждении одного или нескольких измерительных ТТ.

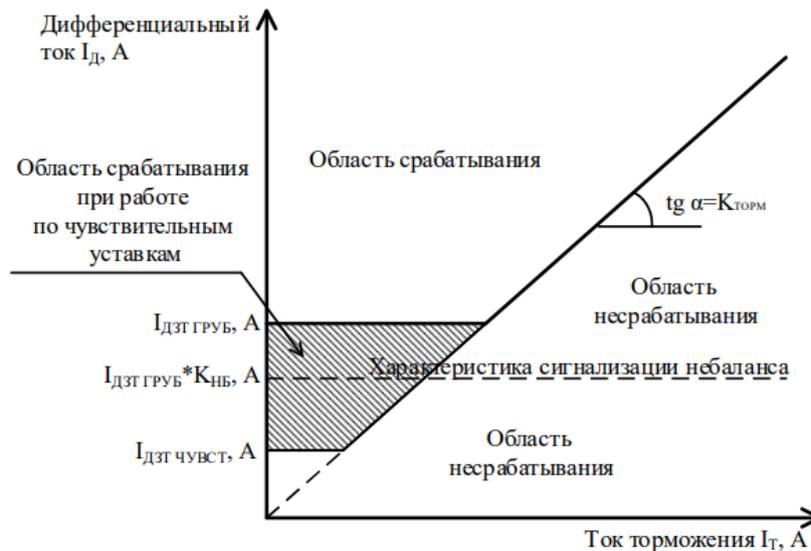


Рисунок 5.3 – Характеристики ДЗТ с очувствлением

В терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) реализована дифференциальная защита по мгновенным значениям с детектором насыщения. Защита анализирует мгновенные значения дифференциального и тормозного токов на каждом отсчете.

При резком увеличении тормозного тока (КЗ, пуск, самозапуск) ожидается появление дифференциального тока. Так как насыщение ТТ не может произойти мгновенно в случае внешнего КЗ (пуска, самозапуска), с насыщением ТТ дифференциальный ток появится спустя несколько миллисекунд. Для корректной работы необходимо, чтобы время до насыщения ТТ было не менее 4 мс.

При внутреннем КЗ увеличение тормозного и дифференциального токов происходит одновременно.

Дополнительно к уставкам, рассчитанным выше, для корректной работы детектора насыщения необходимо ввести номинальный вторичный ток двигателя (для перевода всех токов в относительные единицы).

Для проверки дифференциальной защиты по мгновенным значениям и блокировки при внешнем КЗ при пусконаладочных работах необходимо с помощью проверочного устройства смоделировать пусковой режим (если обмотки двигателя собраны в звезду проверку можно проводить пофазно):

- токи со стороны выводов и со стороны нейтрали более или равны одному номиналу;
- разность фаз равна нулю. Далее, не позднее, чем через 0,5 с, изменить фазу одного из токов на 180 градусов.

В момент возникновения пускового режима появится сигнал (например, для фазы А) «КЗфА внеш./ пуск дв.». После изменения фазы тока, не позднее, чем через 45 мс, должны возникнуть сигналы «Сброс блок. А», «ДЗТ сраб».

Выдержки времени для алгоритмов ДЗТ и ДТО принимают равными нулю.

Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя $k_{\text{ч}}^{(2)}$, определяют по формуле:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ДЗТ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{ДЗТ}}}. \quad (5.18)$$

Для многоскоростных двигателей расчет уставок токовой отсечки осуществляют для каждой частоты вращения отдельно, аналогично расчету уставок для односкоростных двигателей.

Пример расчета ДЗТ с очувствлением для АД

Требуется определить параметры защиты от междуфазных замыканий для асинхронного электродвигателя серии А4. Пуск двигателя прямой от напряжения питающей сети. Двигатель участвует в самозапуске. Для защиты двигателя использован терминал БМРЗ-УЗД.

Исходные данные для расчета:

- номинальная мощность на валу двигателя, $P_{\text{ном.дв}} = 1000$ кВт;
- коэффициент мощности, $\cos\varphi = 0,89$;
- напряжение, $U_{\text{ном.дв}} = 6$ кВ;
- кпд, $h = 0,955$;
- кратность пускового тока, $k_{\text{пуск}} = 5,7$;
- ток трехфазного КЗ на вводах питания АД, $I_{\text{ш}}^{(3)} = 3,5$ кА;
- максимальное сопротивление токовых цепей со стороны:
 - питания электродвигателя (по проекту), не более ...0,5 Ом;
 - нейтрали электродвигателя (по проекту), не более ...1,0 Ом.

По формуле (5.1) определяют значение номинального тока электродвигателя $I_{\text{ном.дв}}$:

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{P_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,955 \cdot 0,89} \approx 113,2 \text{ А.}$$

Выбирают для стороны питания электродвигателя ТТ ТЛМ10-5-82 с сердечником типа Р и коэффициентом трансформации = 150 5 ТР к. Трансформатор тока ТЛМ10-5-82 имеет погрешность не более 10 % при кратности тока до 17 (до 2250 А) и максимальном сопротивлении токовых цепей не более 0,5 Ом.

Максимальный ток электродвигателя $I_{\text{макс}}$, участвующего в процессе самозапуска, определяют по формуле (5.2):

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{номдв}} = 1,4 \cdot 5,7 \cdot 113,2 = 903 \text{ А}$$

Ток срабатывания ТО $I \gg \gg$ согласно 4.5.3 равен $1,2 \cdot 1,3 \cdot 903 = 1409 \text{ А.}$

Так как ТТ при токе двигателя $1,1 \cdot I_{>>>} = 1550 \text{ А}$ обеспечивают погрешность не более 10 %, они пригодны для применения в цепях ТО.

Значение тока двухфазного КЗ на вводах питания электродвигателя $I_{\text{кз}}^{(2)}$ и коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ $k_{\text{ч}}^{(2)}$ определяют по формулам (5.13), (5.14):

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3500 \approx 3031 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{>>>}} = \frac{3031}{1409} \approx 2,15.$$

Выдержку времени защиты устанавливают нулевую.

Независимо от того, что коэффициент чувствительности токовой отсечки больше двух, для примера рассчитывают уставки дифференциальной защиты.

Для этой защиты используют со стороны нейтрали электродвигателя такие же трансформаторы тока ТЛМ10-5-82, которые были выбраны ранее для стороны питания. Погрешность ТТ ТЛМ10-5-82 не превышает 10 % при кратности тока до 12 (до 1800 А) и максимальном сопротивлении токовых цепей не более 1 Ом. В связи с тем, что погрешность выбранных ТТ не превышает 10 %, они удовлетворяют требованиям, предъявляемым к ним при использовании в цепях дифференциальной защиты.

По типовой кривой намагничивания для электротехнической стали определяют полные относительные погрешности ТТ (см. рис. 7.2), установленных со стороны нейтрали электродвигателя: $\varepsilon_{\text{макс}} = 0,1$ – в режиме, соответствующем максимальному току (см. п. 2); $\varepsilon_{\text{ном}} = 0,1$ – при номинальном токе электродвигателя.

По формуле (5.15) находят значение уставки $I_{\text{ДТО}}$:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot \varepsilon_{\text{пер}} \cdot I_{\text{макс}} = 1,5 \cdot 0,8 \cdot 903 = 1084 \text{ А}.$$

По формуле (5.16) и условию расчета принимают значение уставки по току $I_{\text{ДЗТ нач.}}$ равным:

$$I_{\text{ДЗТ нач.}} = 1,2 \cdot I_{\text{ном.дв.}} = 1,2 \cdot 113 = 136 \text{ А}.$$

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) принимают коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$ равным «1».

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) находят $k_{\text{торм}}$ по формуле (5.17):

$$k_{\text{торм}} = k_{\text{н}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + 2 \gamma + \delta) = 1,1 \cdot (2,5 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,025 + 0,025) = 0,36.$$

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) значение уставки $I_{\text{диф}2}$ по относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе принимают равным 0,15.

Значение уставки $I_{\text{диф}2}$ может быть уточнено по опытным данным.

Выдержки времени ДЗТ и ДТО принимают равными нулю.

Для проверки чувствительности ДЗТ по формуле (5.18) определяют коэффициент чувствительности защиты $k_{\text{ч}}^{(2)}$ при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДЗТ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{ДЗТ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3500}{136} \approx 22,3.$$

Поскольку коэффициент чувствительности больше двух, защита удовлетворяет требованиям ПУЭ.

По результатам выполненных расчетов строят характеристику работы защиты для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) (рис. 5.4) и терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) (рис. 5.5).

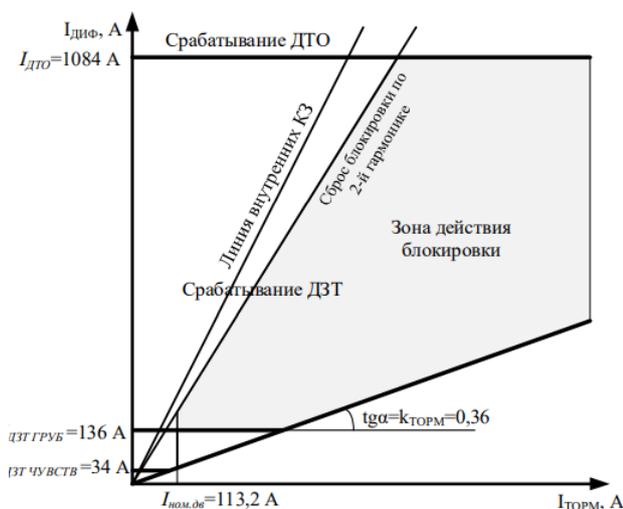


Рисунок 5.4 – Расчетная характеристика дифференциальной защиты для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081)

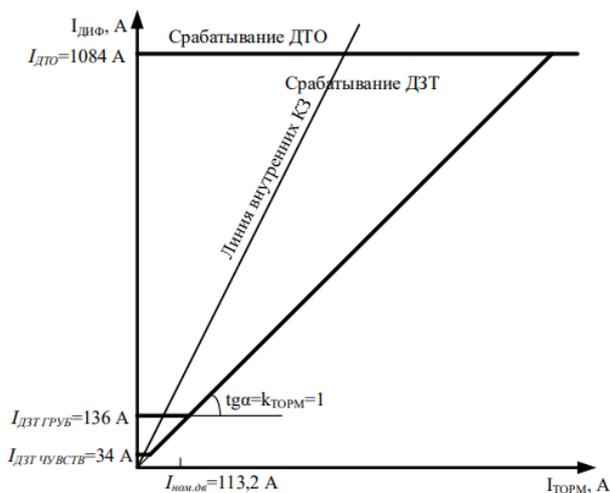


Рисунок 5.5 – Расчетная характеристика дифференциальной защиты для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.070(071)

При использовании для защиты двигателя терминала БМРЗ-УЗД, для повышения чувствительности защиты и исключения излишнего ее срабатывания при неисправности токовых цепей возможно использовать алгоритм очувствления ДЗТ.

В качестве уставки $I_{\text{ДЗТ ГРУВ}}$ используют вычисленное значение $I_{\text{ДЗТ нач.}} \approx 136$ А.

Выбирают уставку $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТВ}}$ меньше номинального тока двигателя $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТВ}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном.дв}} \approx 34$ А.

Задание для самостоятельного выполнения

Требуется определить параметры защиты от междуфазных замыканий для асинхронного электродвигателя серии А4. Пуск двигателя прямой от напряжения питающей сети. Двигатель участвует в самозапуске. Для защиты двигателя использован терминал БМРЗ-УЗД. Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.1. Напряжение, $U_{ном.дв} = 6$ кВ максимальное сопротивление токовых цепей со стороны:

- питания электродвигателя (по проекту), не более ...0,5 Ом;
- нейтрали электродвигателя (по проекту), не более ...1,0 Ом.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Вариант	Тип	cosφ	кпд, h	$k_{пуск}$	$I_{ш}^{(3)}$, кА
1	1LA45002FD60Z	0,9	96,5	5,5	3,9
2	1BAO-450LB-2Y2.5	0,92	94,1	7,4	1,4
3	4A3M1-315	0,88	95	7	1,1
4	2A3M	0,89	95,77	5,3	3,5
5	2A3M Y4	0,89	95,77	5,3	3,5
6	2A3M-2500/6000УХЛ4	0,92	96,9	5,3	8,8
7	2ФА3-800/6000	0,92	97,2	6	2,8
8	2ФА3-800/6000-У4	0,91	94,4	5,2	2,8
9	AMI450L4A BAFNH	0,87	94,8	5,9	4,6
10	CAZ 5810S	0,9	96,5	4,8	1,6
11	DHSL-450LK-02A	0,9	96,5	4,8	1,9
12	HXR 500LH6	0,83	96,7	6,2	2,6
13	MEZ 1YF710M12	0,79	92,5	5,7	1,4
14	NXR400MJ2	0,92	97,2	6	2,8
15	Schorch KR6531B-DA02	0,9	97	4,8	7,7
16	SIMENS 1LA45002FD60Z	0,9	96,5	5,5	3,9
17	TIKE-DGCNWX	0,92	95,4	6,5	2,2
18	W22XCE 355ML2	0,87	96,3	7,52	0,7
19	W22XCE 355ML4	0,84	97,6	7,23	0,7
20	W50 355J/H	0,83	95,7	6,2	1,4
21	YB 560M2-2W	0,89	95,5	6	2,5
22	YB 2500-2W	0,88	95	6,1	3,5
23	A355X-4Y4	0,88	94,5	6	1,1
24	A13-42-8	0,83	93,5	5,1	1,4
25	A4-400XK-6MY3	0,85	93,6	5,3	1,1
26	A4-450X-8Y3	0,82	93,8	5	1,4
27	A4-400Y-4Y3	0,88	95,2	5,7	2,2
28	A4-450X-6Y3	0,86	94,7	4,5	2,2
29	A4-450-6Y3	0,86	95	4,5	2,8
30	AKH-14-49-12	0,81	92,2	4,8	1,8

Практическая работа 6

Расчет релейной защиты синхронного двигателя

Цель работы: приобрести навыки расчета ДЗТ синхронного двигателя

Теоретические сведения

Способы выполнения дифференциальной защиты для синхронных электродвигателей описаны в теоретических сведениях расчета релейной защиты асинхронного двигателя (практическая работа 5).

Пример расчета ДЗТ с уставкой меньше номинального тока синхронного двигателя

Требуется определить параметры защиты от междуфазных замыканий синхронного электродвигателя СДНЗ.

Пуск двигателя асинхронный, прямой, от полного напряжения сети с резистором, включенным в цепь обмотки возбуждения.

Двигатель в процессе самозапуска не участвует.

Для защиты СД использован терминал БМРЗ-УЗД.

Исходные данные для расчета:

- номинальная мощность на валу двигателя, $P_{\text{ном.дв}} = 6300$ кВт;
- коэффициент мощности, $\cos\varphi = 0,9$;
- напряжение, $U_{\text{ном.дв}} = 10$ кВ;
- кпд, $h = 0,964$;
- кратность пускового тока, $k_{\text{пуск}} = 6$;
- значение тока трехфазного КЗ на вводах питания СД, $I_{\text{ш}}^{(3)} = 10$ кА;
- максимальное сопротивление токовых цепей со стороны:
 - питания электродвигателя (по проекту), не более ...0,5 Ом;
 - нейтрали электродвигателя (по проекту), не более ...1,0 Ом.

Поскольку мощность двигателя более 5 МВт, требуется применение дифференциальной защиты. Выполняют расчет ТО для применения ее в качестве резервной защиты.

По формуле (5.1) определяют значение номинального тока электродвигателя $I_{\text{ном.дв}}$:

$$I_{\text{ном.дв}} = \frac{P_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,964 \cdot 0,9} \approx 419 \text{ А.}$$

Для установки со стороны питания электродвигателя выбирают трансформаторы тока ТЛМ-10 с сердечником типа Р и коэффициентом трансформации $k_{\text{ТР}} = 500/5$.

Данные ТТ при кратности тока до 22 (до 11000 А) и максимальном сопротивлении токовых цепей не более 0,5 Ом имеют погрешность, не превышающую 10 %.

Максимальный ток электродвигателя макс I определяют по формуле (5.5):

$$I_{\text{макс}} = 1,1 \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном.дв}} = 1,1 \cdot 6 \cdot 419,2 \approx 2767 \text{ А.}$$

Ток срабатывания $I_{\text{ТО}} \gg \gg$ равен $1,2 \cdot 1,3 \cdot 2767 = 4317 \text{ А}$.

Так как трансформаторы тока при токе двигателя $1,1 \cdot I \gg \gg = 4749 \text{ А}$ обеспечивают погрешность не более 10 %, они пригодны для применения в цепях токовой отсечки.

Значение тока двухфазного КЗ на вводах питания электродвигателя $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ и коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ $k_{\text{ч}}^{(2)}$ определяют по формулам (5.13), (5.14):

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10000 \approx 8660 \text{ А,}$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I \gg \gg} = \frac{8660}{4317} \approx 2,0.$$

Выдержку времени защиты устанавливают нулевую.

Для установки со стороны нейтрали электродвигателя применить ТТ, аналогичные выбранным ранее. Погрешность трансформаторов типа ТЛМ-10 при кратности тока до 15 (до 7500 А) и максимальном сопротивлении токовых цепей, не превышающем 1 Ом, не превосходит 10 %, следовательно, ТТ этого типа удовлетворяют требованиям по установке в цепях дифференциальной защиты.

Полные относительные погрешности ТТ (см. рис. 5.2), установленных со стороны нейтрали электродвигателя, определяют по типовой кривой намагничивания для электротехнической стали:

$\varepsilon_{\text{макс}} = 0,1$ – в режиме, соответствующем подпитке внешнего КЗ;

$\varepsilon_{\text{ном}} = 0,1$ – при номинальном токе электродвигателя.

По формуле (5.15) определяют значение уставки дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot \varepsilon_{\text{пер}} \cdot I_{\text{макс}} = 1,5 \cdot 0,8 \cdot 2767 = 3320 \text{ А.}$$

По формуле (5.16) и условию расчета принимают значение уставки по току $I_{\text{ДЗТ нач.}}$ равным:

$$I_{\text{ДЗТ нач.}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном.дв.}} = 0,3 \cdot 419 = 126 \text{ А.}$$

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) принимают коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$ равным 1.

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) определяют $k_{\text{торм}}$ по формуле (5.17):

$$k_{\text{торм}} = k_n \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + 2 \gamma + \delta) = 1,1 \cdot (2,5 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,025 + 0,025) = 0,36$$

Для терминалов БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) значение уставки $I_{\text{диф2г}}$ по относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе принимают равным 0,15.

Выдержки времени ДЗТ и ДТО принимают равными нулю.

Для проверки ДЗТ определяют по формуле (5.18) коэффициент чувствительности защиты $k_{\text{ч}}^{(2)}$ при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{лзт}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{лзт}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10000}{126} \approx 69.$$

Поскольку коэффициент чувствительности больше двух, защита удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Задание для самостоятельного выполнения

Требуется определить параметры защиты от междуфазных замыканий для асинхронного электродвигателя серии А4. Пуск двигателя прямой от напряжения питающей сети. Двигатель участвует в самозапуске. Для защиты двигателя использован терминал БМРЗ-УЗД. Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.1. Напряжение, $U_{\text{ном.дв}} = 6$ кВ, $\cos\varphi = 0,9$ (опережающий). Максимальное сопротивление токовых цепей со стороны:

- питания электродвигателя (по проекту), не более ...0,5 Ом;
- нейтрали электродвигателя (по проекту), не более ...1,0 Ом.

Таблица 6.1 – Исходные данные

Вариант	Тип	кпд, h	$k_{\text{пуск}}$	$I_{\text{ш}}^{(3)}$, кА
1	СДН-2-16-31-6У3	95,3	6,0	2,1
2	СДН-2-16-31-8У3	94,3	5,7	1,7
3	СДН-2-16-36-6У3	95,5	6,0	2,6
4	СДН-2-16-36-8У3	94,9	7,0	2,1
5	СДН-2-16-36-10У3	94,4	7,0	1,7
6	СДН-2-16-36-12У3	93,7	7,0	1,3
7	СДН-2-16-44-10У3	94,9	7,0	2,1
8	СДН-2-16-44-12У3	94,2	7,0	1,7
9	СДН-2-16-46-8У3	95,4	7,0	2,6

Окончание таблицы 6.1

10	СДН-2-16-49-6У3	95,9	6,6	3,3
11	СДН-2-16-56-10У3	95,1	7,5	2,6
12	СДН-2-16-59-6У3	96,2	7,0	4,2
13	СДН-2-16-59-8У3	95,7	7,0	3,3
14	СДН-2-16-74-6У3	96,6	6,5	5,3
15	СДН-2-17-19-16У3	91,1	7,5	0,8
16	СДН-2-17-21-16У3	91,4	7,0	1,1
17	СДН-2-17-26-16У3	92,5	6,0	1,3
18	СДН-2-17-26-20У3	91	6,6	0,8
19	СДН-2-17-31-12У3	94,3	7,0	2,1
20	СДН-2-17-31-16У3	93,2	7,0	1,7
21	СДН-2-17-31-20У3	91,7	7,0	1,1
22	СДН-2-17-39-12У3	94,9	7,0	2,6
23	СДН-2-17-41-16У3	94,1	6,0	2,1
24	СДН-2-17-41-20У3	92,8	7,0	1,3
25	СДН-2-17-44-10У3	95,5	7,0	3,3
26	СДН-2-17-44-8У3	95,9	7,0	4,2
27	СДН-2-17-49-12У3	95,3	7,5	3,3
28	СДН-2-17-51-10У3	95,9	6,5	4,2
29	СДН-2-17-56-8У3	96,2	7,0	5,3
30	СДН-2-17-64-10У3	96,1	7,0	5,3

Практическая работа 7

Расчет уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора

Цель работы: приобрести навыки расчета дифференциальной токовой защиты силового трансформатора, выполнена с реле РСТ-23

Теоретические сведения

Реле РСТ-23 применяется для дифференциальной защиты понижающих трансформаторов при номинальном вторичном токе трансформатора тока (ТА), равном 5 А. Кроме того, оно может также использоваться для защиты мощных электродвигателей, генераторов и синхронных компенсаторов.

Это статическое реле, выпускаемое вместо реле с быстроснабжающимися трансформаторами тока типа ДЗТ-11. Реле РСТ-23 имеет ряд преимуществ перед реле ДЗТ-11.

Принцип действия реле РСТ-23 можно упрощенно представить в виде блок-схемы (рис. 7.1). Реле однофазное, комплект защиты включает в себя три или два реле. Дифференциальный блок вырабатывает сигнал $U_{\text{диф}}$, величина и форма которого зависят от величины и формы токов плеч, подаваемых на его входы. Этот сигнал подается на вход компаратора. На неинверсный вход компаратора подается сигнал с блока торможения $U_{\text{Т}}$ и опорное напряжение $U_{\text{оп}}$.

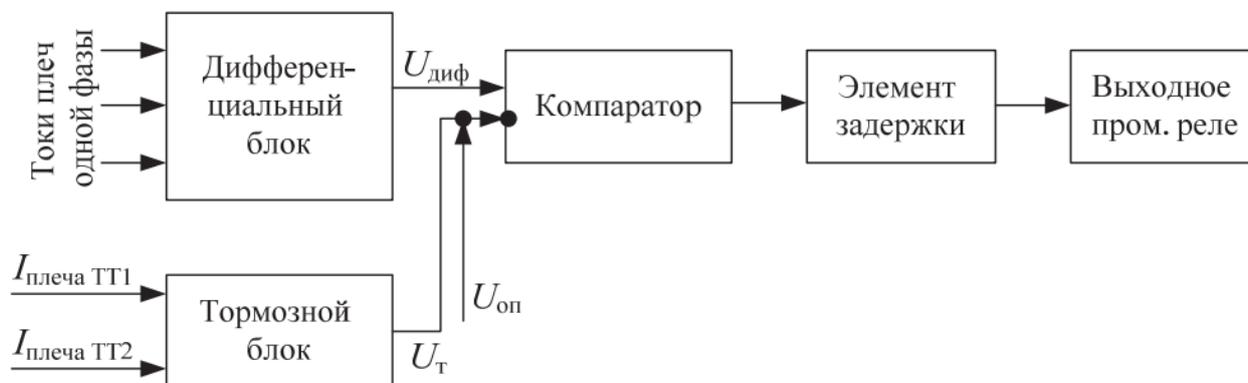


Рисунок 7.1 – Принципиальная блок-схема реле РСТ-23

При отсутствии тормозного сигнала срабатывание компаратора произойдет при условии $U_{\text{диф}} > U_{\text{оп}}$. Это соответствует току срабатывания реле, величина которого определяется $U_{\text{оп}}$. При появлении тормозного сигнала срабатывание компаратора происходит при $U_{\text{диф}} > U_{\text{оп}} + U_{\text{Т}}$. Это приводит к увеличению тока срабатывания реле с увеличением тормозного сигнала. Компаратор выдает прямоугольный импульс, ширина которого при КЗ неограниченна, а при БТН – менее 20 мс. Поэтому подключенный к компаратору орган задержки с $t_{\text{ср}} = 22$ мс успевает работать только при КЗ.

Семейство тормозных характеристик реле показано на рисунке 7.2.

Минимальный ток срабатывания регулируется с помощью изменения намагничивающей силы срабатывания реле (от 30 до 240 А) с шагом 10 А и числом витков первичных обмоток дифференциального трансформатора (рис. 7.3). В итоге он изменяется в пределах от 0,84 до 20 А.

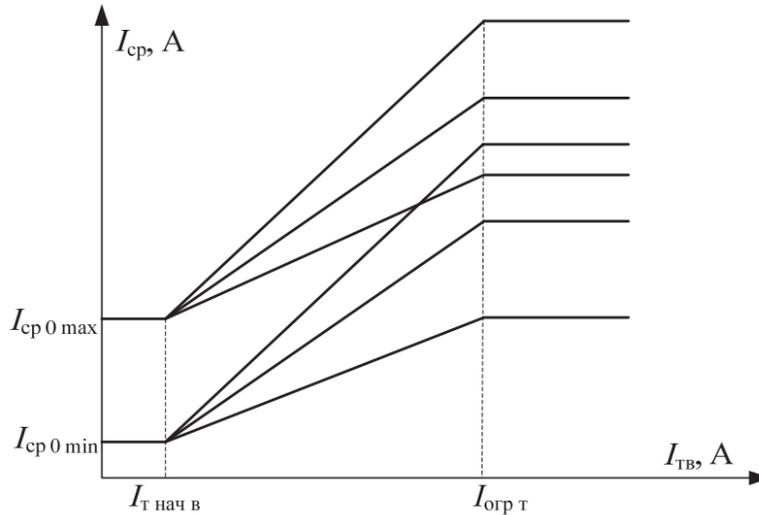


Рисунок 7.2 – Тормозные характеристики реле РСТ-23

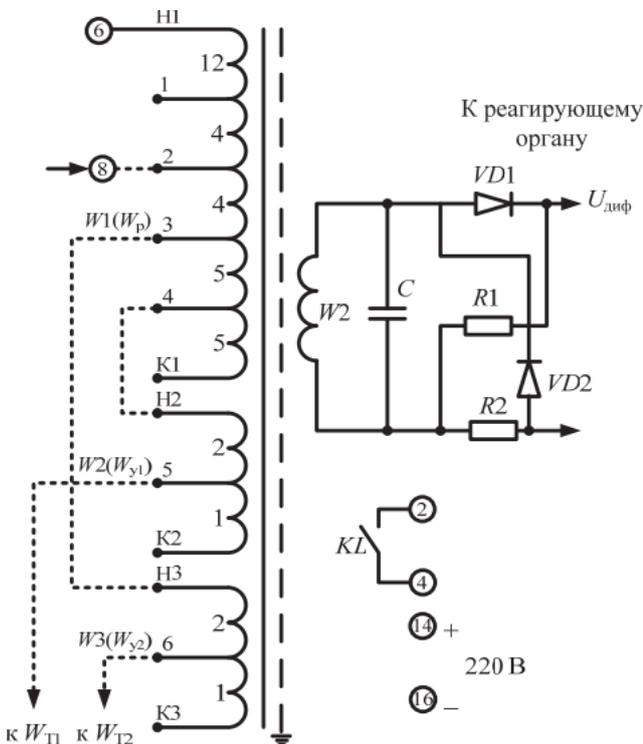


Рисунок 7.3 – Схема электрическая принципиальная ТАВ с отводами

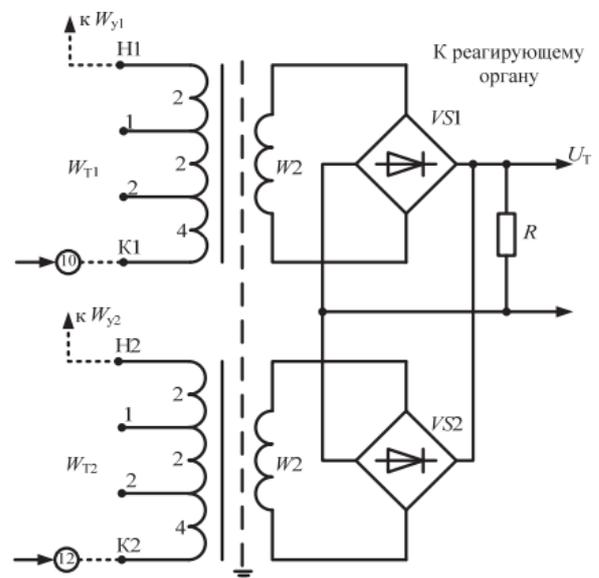


Рисунок 7.4 – Схема электрическая принципиальная цепи торможения

Наклон характеристики срабатывания регулируется дискретным переключением коэффициента передачи тормозной цепи (0,6; 0,9; 1,2) и

изменением числа витков первичной обмотки трансформатора в цепи торможения (рис. 7.4). В итоге все возможные значения коэффициентов торможения K_T приведены в таблице 7.1.

Ток начала торможения в реле РСТ-23 не регулируется и равен 4 А.

Таблица 7.1 – Значения коэффициентов торможения K_T

Число витков первичной обмотки	K_T		
	8	1,2	1,8
4	0,6	0,9	1,2
2	0,3	0,45	0,6

Пример расчета дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту трехобмоточного трансформатора двухтрансформаторной подстанции напряжением 115/38,5/11 кВ (рис. 7.5).

Тип трансформатора и его параметры:

ТДТН – 40000, 115 + 16 %/38,5 + 2 · 2,5 %/11.

Тип сдвоенного реактора и его параметры:

РБСУ – 10 – 2 · 1600 – 0,14.

Сопротивление системы C в максимальном и минимальном режиме равно соответственно $C_{\max}/C_{\min} = 15/25$ Ом.

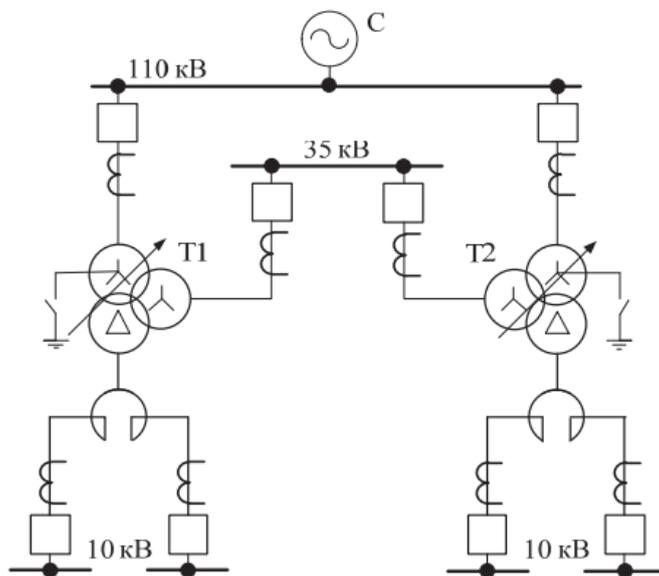


Рисунок 7.5 – Исходная схема участка сети для расчета

Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали высшего напряжения в пределах +16 % номинального напряжения и переключения (ПВВ) ответвлений обмотки среднего напряжения трансформатора в пределах $+(2 \cdot 2,5 \%)$ номинального

напряжения. Предусматривается питание трансформаторов со стороны высшего напряжения и параллельная работа трансформаторов на стороне 110 и 35 кВ. К сборным шинам высшего напряжения трансформатор подключен через один выключатель (схема РУ – двойная система сборных шин с обходной). К сборным шинам среднего напряжения трансформатор также подключен через один выключатель (схема РУ – одна секционированная система сборных шин). Выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока.

Исходная схема замещения прямой (обратной) последовательности показана на рисунке 7.6, а.

Параметры схемы замещения (рис. 7.6) рассчитаны в именованных единицах и приведены к стороне высшего напряжения. Сопротивления защищаемого трансформатора рассчитаны при двух крайних реально возможных положениях РПН. В задачу расчета входит:

- определение минимального тока срабатывания;
- определение необходимого коэффициента торможения;
- расчет коэффициентов чувствительности в режимах внутренних КЗ.

Расчет дифференциальной защиты трансформатора начинается с выбора коэффициентов трансформации ТТ, определения номинальных токов в плечах защиты и определения мест включения уравнительных и тормозных обмоток. Эти задачи удобно выполнить, заполняя табл. 7.2. В этой таблице: $U_{1ном}$, $U_{2ном}$, $U_{3ном}$ – номинальные напряжения сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его паспортным данным; $S_{ном}$ – номинальная мощность защищаемого понижающего трансформатора.

Таблица 7.2 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Номинальное напряжение стороны, кВ	$U_{1ном}$ 115 кВ	$U_{2ном}$ 38,5 кВ	$U_{3ном}$ 11 кВ
$I_{1ном} = S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{НОМ})$, А	201	600	2100
Коэффициент трансформации ТА, $n_{ТТ}$	400/5	1500/5	3000/5
Схема соединения вторичных обмоток ТТ	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы, $K_{сх}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
$I_{ном. плеча защиты} = (I_{1ном} \cdot K_{сх}) / n_{ТТ}$, А.	4,35	3,46	3,5
Места включения уравнительных обмоток	–	W_{y1}	W_{y2}
Места включения тормозных обмоток	–	W_{T1}	W_{T2}

Найденные в таблице 7.2 номинальные токи в плечах защиты позволяют определить «основное» плечо. Это плечо с наибольшим током, который обтекает только дифференциальную обмотку дифференциального трансформатора ТАУ (ее клеммы 6–8 на рис. 7.3). Число витков этой обмотки можно менять от 12 до 30.

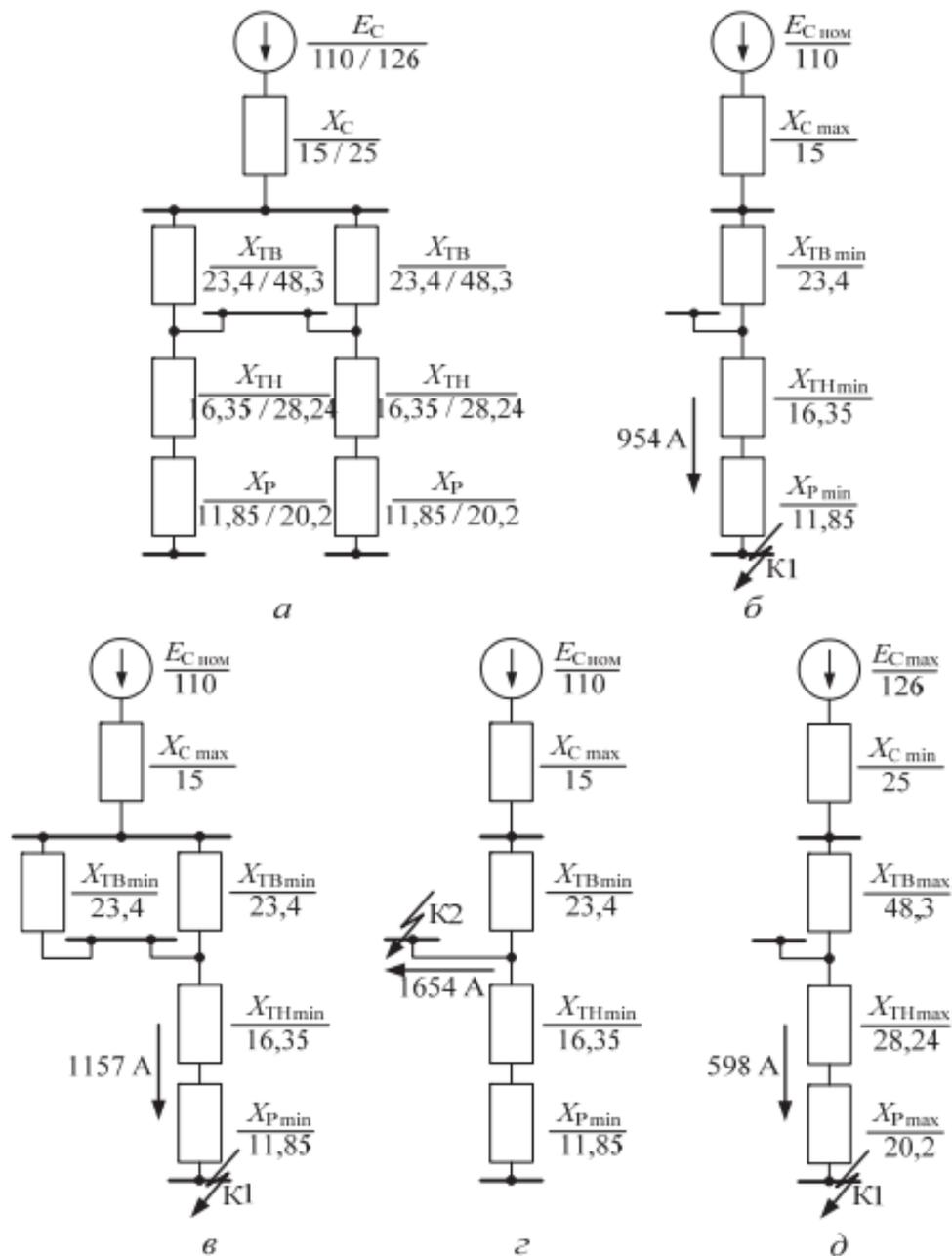


Рисунок 7.6 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности рассматриваемого участка электрической сети:
 а – исходная схема замещения, б – трехфазное КЗ на стороне 11 кВ в максимальном режиме работы системы при раздельной работе трансформаторов на стороне 35 кВ, в – трехфазное КЗ на стороне 11 кВ в максимальном режиме работы системы при параллельной работе трансформаторов на стороне 35 кВ, г – трехфазное КЗ на стороне 35 кВ в максимальном режиме работы системы при раздельной работе трансформаторов на этой стороне, д – КЗ между двумя фазами на стороне низшего напряжения за реактором при раздельной работе трансформаторов в минимальном режиме работы системы

В плечи с меньшими токами включаются дополнительные витки. Для этого используются две уравнивательные обмотки рис. 7.3 (их клеммы обозначены Н2-К2 и Н3-К3). Как видно из рис. 7.3, число витков, обтекаемых токами этих плеч, можно увеличить, используя переключки на плате реле, и за счет витков дифференциальной (рабочей) обмотки. Места включения тормозных обмоток – плечи защиты, как правило, тех сторон, где отсутствуют источники питания.

1. Определение первичного тока срабатывания защиты

По условию отстройки от броска тока намагничивания (БТН) при включении ненагруженного трансформатора под напряжение и переходного тока небаланса

$$I_{сз0} \geq KI_{н\text{ном}} = 0,5 \cdot 201 = 100,5 \text{ А},$$

где K – коэффициент, используемый при отстройке защиты от БТН, принимается равным 0,5; $I_{н\text{ном}}$ – номинальный ток основной стороны.

По условию отстройки от расчетного тока небаланса в режиме, соответствующем началу тока торможения:

$$I_{сз0} \geq K_{н} I_{нб,\text{расч.т.нач}} = 1,5 I_{нб,\text{расч.т.нач}}.$$

Сначала определяем первичный ток начала торможения при известном вторичном ($I_{т.\text{нач.в}} = 4 \text{ А}$):

$$I_{т.\text{нач}} = \frac{I_{т.\text{нач.в}} n_{\text{ТТ}}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{4 \cdot 400 / 5}{\sqrt{3}} = 185 \text{ А}.$$

Расчетным режимом для определения $I_{т.\text{нач}}$ является передача мощности со стороны высшего напряжения на сторону среднего напряжения. Находим ток небаланса для расчетного режима без учета $I_{нб}$, обусловленного округлением части витков на неосновных сторонах:

$$I_{нб,\text{расч.т.нач}} = \left| \varepsilon K_{\text{одн}} K_{\text{пер}} + \Delta U_{*\alpha} K_{\text{ток}\alpha} + \Delta U_{*\beta} K_{\text{ток}\beta} \right| I_{т.\text{нач}} = \\ = \left| 0,03 \cdot 1 \cdot 1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 \right| 185 = 44,4 \text{ А},$$

где ε – полная погрешность ТТ в относительных единицах, при токе $I_{т.\text{нач}}$ принимается равной 0,03; $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, для разнотипных ТТ $K_{\text{одн}} = 1$; $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий возрастание тока небаланса в переходном процессе, при токе $I_{т.\text{нач}}$ $K_{\text{пер}} = 1$; $K_{\text{ток}\alpha}$ и $K_{\text{ток}\beta}$ –

коэффициенты токораспределения для сторон высшего и среднего напряжения. Тогда

$$I_{сз0} \geq 1,5 \cdot 44,4 = 66,6 \text{ А.}$$

Окончательно принимаем $I_{сз0} = 100,5 \text{ А}$.

2. Определение числа витков рабочей обмотки ТАУ для основной стороны 110 КВ и сторон 35 и 10 КВ

Приводим минимальный ток срабатывания к основному плечу защиты

$$I_{ср.0 \text{ осн}} = \frac{I_{сз0} K_{сх}^{(3)}}{n_{ТТ}} = \frac{100,5 \sqrt{3}}{400/5} = 2,174 \text{ А.}$$

Число витков рабочей обмотки основной стороны не может превышать 30. Поэтому выбираем $F_{ср} = 60 \text{ А}$. Тогда

$$W_{\text{раб.осн.расч}} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.0 \text{ осн}}} = \frac{60}{2,174} = 27,6 \text{ витка.}$$

Принимаем число витков в соответствии с паспортными данными, округляя $W_{\text{раб.осн}}$ в меньшую сторону, $W_{\text{раб.осн}} = 25$ витков.

Определяем действительный ток срабатывания реле и защиты:

$$I_{ср.0 \text{ осн.д}} = \frac{F_{ср}}{W_{\text{раб.осн}}} = \frac{60}{25} = 2,4 \text{ А;}$$

$$I_{сз0} = \frac{I_{ср.0 \text{ осн.д}} n_{ТТ}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{2,4 \cdot 400/5}{\sqrt{3}} = 111 \text{ А.}$$

Определяем число витков рабочих обмоток неосновных сторон 35 и 10 кВ:

$$W_{\text{раб.расч35}} = W_{\text{раб.осн}} \frac{I_{\text{НОМ.осн.пл}}}{I_{\text{НОМ.пл35}}} = 25 \frac{4,35}{3,46} = 31,46 \text{ витка;}$$

$$W_{\text{раб.расч10}} = W_{\text{раб.осн}} \frac{I_{\text{НОМ.осн.пл}}}{I_{\text{НОМ.пл10}}} = 25 \frac{4,35}{3,5} = 31,07 \text{ витка.}$$

Принимаем $W_{\text{раб.35}} = 32$ витка, используя 30 витков основной обмотки ТАУ и 2 витка уравнивающей обмотки $W_{\text{ур1}}$; $W_{\text{раб.10}} = 31$ виток, используя 30 витков основной обмотки ТАУ и 1 виток уравнивающей обмотки $W_{\text{ур2}}$.

Уточняем ток небаланса с учетом округления числа витков неосновных сторон. Проверим, что ток небаланса будет меньше первичного минимального тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{нб.расч}} = \left| \varepsilon K_{\text{одн}} K_{\text{пер}} + \Delta U_{*\alpha} K_{\text{ток}\alpha} + \Delta U_{*\beta} K_{\text{ток}\beta} + \frac{W_{\text{раб35}} - W_{\text{раб.расч35}}}{W_{\text{раб.расч35}}} \right| I_{\text{т.нач}} =$$

$$= \left| 0,03 \cdot 1 \cdot 1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + \frac{32 - 31,46}{31,46} \right| 185 = 47,58 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз0}} \geq 1,5 \cdot 47,58 = 71,36 \text{ А},$$

что меньше принятого за расчетный $I_{\text{сз0}} = 111 \text{ А}$.

3. Определение коэффициента торможения

Коэффициент торможения необходимо определить во всех расчетных режимах внешних КЗ.

1. Трехфазное КЗ на стороне 35 кВ в максимальном режиме работы системы при раздельной работе трансформаторов на этой стороне (рис. 7.6 г).

Определяем расчетный ток небаланса в этом режиме:

$$I_{\text{нб.расч}} = \left| 0,1 \cdot 1 \cdot 2 + 0,16 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + \frac{32 - 31,46}{31,46} \right| 1654 = 707,4 \text{ А}.$$

Здесь и в дальнейшем при КЗ $K_{\text{пер}}$ принимаем равным 2. Так как токи КЗ превышают номинальные токи и в соответствии с выбором ТТ по кривым предельной кратности, принимаем $\varepsilon = 0,1$. Определяем коэффициент торможения, принимая число витков тормозной обмотки на этой стороне равным 4:

$$K_{\text{т}} = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{сз0}}}{K_1 I_{\text{т.расч1}} + I_{\text{т.нач}} \frac{I_{\text{ном.в.осн}}}{I_{\text{ном.в}}}} = \frac{1,5 \cdot 707,4 - 111}{1 \cdot 1654 + 185 \frac{4,35}{3,46}} = 0,668,$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий число витков тормозной обмотки (равен единице при количестве витков тормозной обмотки, равном 4).

2. Трехфазное КЗ на стороне 11 кВ в максимальном режиме работы системы при раздельной работе трансформаторов на стороне 35 кВ (рис. 7.6 б):

$$I_{\text{нб.расч}} = \left| 0,1 \cdot 1 \cdot 2 + 0,16 \cdot 1 + \frac{31,07 - 31}{31,07} \right| 954 = 345,95 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент торможения, принимая число витков тормозной обмотки на стороне 11 кВ, равным 4:

$$K_T = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{С30}}}{K_1 I_{\text{T расч2}} + I_{\text{T.нач}} \frac{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В}}}} = \frac{1,5 \cdot 345,95 - 111}{1 \cdot 954 + 185 \frac{4,35}{3,5}} = 0,563 .$$

3. Трехфазное КЗ на стороне 11 кВ в максимальном режиме работы системы при параллельной работе трансформаторов на стороне 35 кВ (рис. 7.6 в):

$$I_{\text{нб.расч}} = \left| 0,1 \cdot 1 \cdot 2 + 0,16 \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \left[0,05 + \frac{32 - 31,46}{31,46} \right] + \frac{31,07 - 31}{31,07} \right| 1157 = 365,42 \text{ А;}$$

$$\sum I_T = I_{\text{T расч1}} + I_{\text{T расч2}} = 0,5 \cdot 1157 + 1157 = 1735,5 \text{ А;}$$

$$K_T = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{С30}}}{K_1 \sum I_T + I_{\text{T.нач}} \frac{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В}}}} = \frac{1,5 \cdot 365,42 - 111}{1 \cdot 1735,5 + 185 \frac{4,35}{3,5}} = 0,29 .$$

Согласно расчетам наибольшее значение $K_T = 0,668$. При принятом ранее числе витков тормозных обмоток на каждой из сторон 35 и 11 кВ, равном 4, устанавливается ближайшее большее значение: $K_T = 0,9$.

4. Определение коэффициента чувствительности

Рассматривается КЗ между двумя фазами на стороне низшего напряжения за реактором при отдельной работе трансформаторов в минимальном режиме работы системы (рис. 7.6 д):

$$I_{\text{КЗ min 110}}^{(2)} = I_{\text{КЗ min 110}}^{(3)} \frac{\sqrt{3}}{2} = 598 \frac{\sqrt{3}}{2} = 518,5 \text{ А;}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min 110}}^{(2)} K_{\text{сх}}^{(2)}}{I_{\text{С30}} K_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{518,5 \sqrt{3}}{111 \sqrt{3}} = 4,67 \geq 2 .$$

Задание для самостоятельного выполнения

Рассчитать дифференциальную токовую защиту трехобмоточного трансформатора двухтрансформаторной подстанции напряжением 115/38,5/11 кВ (рис. 7.5).

Тип сдвоенного реактора и его параметры:

РБСУ – 10 – 2 · 1600 – 0,14.

Сопротивление системы в максимальном и минимальном режиме равно соответственно $X_{с\max}/X_{с\min} = 25/15$ Ом.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Исходные данные

Вариант	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{к\text{В-С}}$, %	$U_{к\text{В-Н}}$, %	$U_{к\text{В-Н}}$, %	$X_{с\text{ макс}}$, Ом	$X_{с\text{ мин}}$, Ом
1	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	25	15
2	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	25	15
3	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	25	15
4	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	25	15
5	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	25	15
6	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	25	15
7	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	25	15
8	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	25	15
9	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	25	15
10	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	22	12
11	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	22	12
12	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	22	12
13	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	22	12
14	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	22	12
15	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	22	12
16	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	22	12
17	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	22	12
18	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	22	12
19	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	27	17
20	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	27	17
21	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	27	17
22	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	27	17
23	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	27	17
24	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	27	17
25	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	27	17
26	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	27	17
27	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	22	15
28	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	22	15
29	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	22	15
30	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	22	15

Практическая работа 8

Расчет максимальной токовой защиты и токовой отсечки силового трансформатора

Цель работы: приобрести навыки расчета максимальной токовой защиты и токовой отсечки силового трансформатора

Теоретические сведения

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

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

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

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

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

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

1. Токовые защиты трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием

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

рисунке 8.1.

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

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

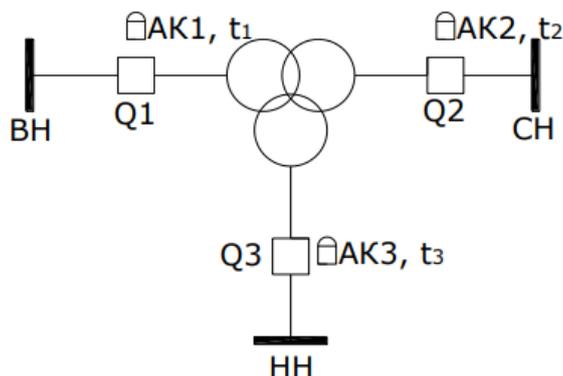


Рисунок 8.1 – Размещение токовых защит понижающих трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием

АК1 – комплект токовых защит, установленных на стороне ВН;

t_1 – выдержка времени МТЗ комплекта АК1;

АК2 – комплект токовых защит, установленных на стороне СН;

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

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

АК3 – комплект токовых защит, установленных на стороне НН;

t_3 – выдержка времени МТЗ комплекта АК3.

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

2. Токовая отсечка

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

Уставку срабатывания ТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- БТН;

- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН и СН.

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

$$I_{с.з}^I = k_{БТН} \cdot I_{НОМ}^{ВН} \quad (8.1)$$

где $k_{БТН}$ = от 3 до 7 – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора. Значение БТН при включении трансформатора уточняют при проведении пусконаладочных работ; $I_{НОМ}^{ВН}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А.

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

$$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{ВН}}, \quad (8.2)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, В А; $U_{НОМ}^{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, В.

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

$$I_{с.з}^I = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{КЗ\text{внеш}}, \quad (8.3)$$

где $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас; $k_a = 1,2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ; $I_{КЗ\text{внеш}}$ – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН и СН в режиме с наибольшим значением этого тока.

В качестве уставки срабатывания ТО принимают наибольшее из полученных значений.

Первичное значение тока стороны ВН при внешнем трехфазном КЗ за трансформатором, $I_{КЗ\text{внеш}}$, А, рассчитывают по формуле:

$$I_{КЗ\text{внеш}} = \frac{100}{u_k + p} \cdot I_{НОМ}^{ВН}, \quad (8.4)$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора между обмоткой ВН и обмоткой, за которой рассчитывается КЗ, %; p – отношение мощности трансформатора к мощности энергосистемы, %; $I_{НОМ}^{ВН}$ – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А.

Отношение мощности трансформатора к мощности энергосистемы рассчитывают по формуле:

$$p = \frac{100 \cdot S_{НОМ}}{S_{КЗ}}, \quad (8.5)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ А; $S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ на шинах ВН в расчетном режиме работы энергосистемы, МВ А.

3. Максимальная токовая защита

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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (8.6)$$

где $k_{\text{отс}} =$ от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки; $k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей. При отсутствии данных о характере нагрузки может быть принят равным от 3 до 5; $k_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата; $I_{\text{раб.макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока трансформатора в месте установки защиты, А. При отсутствии данных о нагрузке может быть принят равным номинальному первичному току стороны ВН трансформатора $I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$.

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

$$I_{\text{с.з}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{I раб.макс}} + k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{II раб.макс}})}{k_{\text{в}}}, \quad (8.7)$$

где $k_{\text{отс}} =$ от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки; $I_{\text{I раб.макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока от секции I, от которой при действии АВР подается напряжение, А; $k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска секции II, на которую подается напряжение. При отсутствии данных о характере нагрузки может быть принят равным от 3 до 5; $I_{\text{II раб.макс}}$ – первичное значение максимального рабочего тока от секции II, на которую подается напряжение, А; $k_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата. В качестве уставки срабатывания МТЗ следует принять наибольшее из полученных значений.

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

Степень селективности вычисляют по формуле:

$$\Delta t = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} + t_{\text{зап}} \quad (8.8)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, для терминалов БМРЗ может

быть принято 0,03 с; $t_{\text{откл. в.}}$ – полное время отключения выключателя (интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах выключателя), с; $t_{\text{зап}} = 0,1$ – необходимое время запаса, учитывающее время срабатывания промежуточных реле, с. При отсутствии данных о полном времени отключения выключателя рекомендуется степень селективности принимать не менее $\Delta = t_{0,3}$ с.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot n_{\text{т}}}{I_{\text{с.з}}^{\text{II}}}, \quad (8.9)$$

где $I_{\text{р}}$ – значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением этого тока, А; $n_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации ТТ; $I_{\text{с.з}}^{\text{II}}$ – ток срабатывания МТЗ, А.

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

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определяют по первичному значению тока трехфазного КЗ в соответствии с таблицей 8.1.

Таблица 8.1 – Формулы для определения токов в реле при двухфазном КЗ

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

Минимальное значение коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$ должно быть:

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

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

4. МТЗ с пуском по напряжению

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

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

$$I_{с.з}^{II} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}, \quad (8.10)$$

где $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки; $k_B = 0,95$ – коэффициент возврата; $I_{НОМ}$ – номинальный ток трансформатора, А.

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

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

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

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} \cdot k_B}, \quad (8.11)$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным от $0,85 U_{НОМ}$ до $0,9 U_{НОМ}$, В; $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки; $k_B = 1,05$ – коэффициент возврата.

Для отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР затор:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}}, \quad (8.12)$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, В. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 U_{НОМ}$; $k_{отс}$ = от 1,1 до 1,2 – коэффициент отстройки.

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

$$U_{2c.3} = K_{нб} \cdot U_{ном} \quad (8.13)$$

где $K_{нб} = 0,06$ – коэффициент небаланса; $U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора в месте подключения ПОН, В.

МТЗ с комбинированным пуском по напряжению используют только при симметричной нагрузке. При наличии несимметричной, например, железнодорожной нагрузки, при работе одной из смежных линий в длительном неполнофазном режиме следует применять МТЗ с пусковым органом минимального напряжения.

Коэффициент чувствительности по току определяют согласно п.3.

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

$$k_{чU} = \frac{U_{c.3} \cdot k_b}{U_{K3max}}, \quad (8.14)$$

где $U_{c.3}$ – уставка срабатывания МТЗ по напряжению; $k_b = 1,05$ – коэффициент возврата. Коэффициент возврата учитывают, так как в момент возникновения трехфазного КЗ кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, поэтому срабатывает ПОН МТЗ. Для возврата ПОН после исчезновения несимметрии необходимо, чтобы все линейные напряжения превысили значение $k_b \cdot U_{c.3}$; U_{K3max} – значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования в режиме с наибольшим значением этого напряжения, В.

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

$$k_{чU} = \frac{U_{c.3}}{U_{K3max}}. \quad (8.15)$$

Коэффициент чувствительности ПО напряжения обратной последовательности определяют по формуле:

$$k_{чU2} = \frac{U_{2K3min}}{U_{2c.3}}, \quad (8.16)$$

где U_{2K3min} – значение напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования в режиме с наименьшим значением этого напряжения, В; $U_{2c.3}$ – уставка срабатывания МТЗ по напряжению обратной последовательности, В.

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

- 1,5 – при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и при КЗ на шинах;
- 1,2 – при выполнении МТЗ функций резервирования и при КЗ в конце зоны резервирования.

Пример расчета уставок защиты трёхобмоточного трансформатора

Характеристики трансформатора:

- тип – ТДТН-40000/110;
- схема и группа соединения обмоток – $Y_0/Y/\Delta - 0 - 11$;
- $S_{ном тр} = 40$ МВ А – номинальная мощность;
- $U_{ном тр}^{ВН} = 115$ кВ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{ном тр}^{СН} = 38,5$ кВ – номинальное напряжение стороны СН;
- $U_{ном тр}^{НН} = 11$ кВ – номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{к\ ВН-СН\ мин} = 9,52$ % – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН, соответствующее крайнему нижнему положению РПН (регулирование в сторону повышения напряжения заблокировано);
- $u_{к\ ВН-СН\ макс} = 11,56$ % – 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 110 кВ:

- $X_{с\ мин}^{ВН} = 25$ Ом – сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{с\ макс}^{ВН} = 15$ Ом – сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{ср\ ном}^{СН} = 115$ кВ – среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны СН:

- $X_{c\text{ мин}}^{\text{СН}} = 5 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{c\text{ макс}}^{\text{СН}} = 3,5 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{\text{ср ном}}^{\text{СН}} = 37 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение стороны СН.

Параметры системы стороны НН:

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

Параметры ТТ:

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}} = 80$ – коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;
- $K_{\text{ТТ}}^{\text{СН}} = 300$ – коэффициент трансформации ТТ стороны СН трансформатора;
- $K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}} = 600$ – коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора;

ТЗНП реагирует на значение тока в нулевом проводе трансформаторов тока.

Трансформатор установлен на двухтрансформаторной подстанции. Предусмотрено питание трансформаторов со стороны ВН и СН, также параллельная работа трансформаторов на сторонах ВН и СН. Схема электрической сети приведена на рисунке 8.1.

Пример расчёта уставок приведён для трансформатора Т-1 (рис. 8.2). Расчёт уставок для трансформатора Т-2 произведем аналогично.

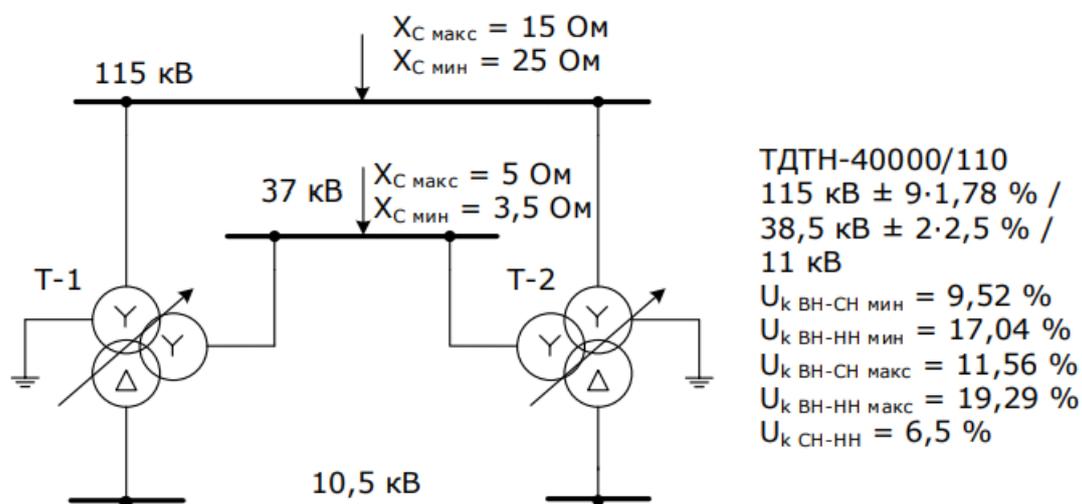


Рисунок 8.2 – Расчетная схема электрической сети

1. Расчёт сопротивления трансформатора

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Расчет уставок ТО

Номинальный ток трансформатора рассчитать по формуле (8.2)

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

Уставку срабатывания ТО по условию отстройки от БТН рассчитать по формуле (8.1)

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

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

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

Уставку срабатывания ТО вычислить из условия отстройки от максимального тока внешнего КЗ по формуле (8.3)

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

Из двух полученных значений $I_{с.з}^I = 804 \text{ А}$ и 2570 А в качестве уставки срабатывания ТО принять наибольшее значение $I_{с.з}^I = 2570 \text{ А}$. ТО работает без выдержки времени.

3. Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле (8.6)

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

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

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

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

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно п.3

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

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом

двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (8.9)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot n_{\text{т}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{7,1 \cdot 80}{1163} = 0,49 < 1,5$$

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

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

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

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

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле (8.11)

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

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле (8.12)

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

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

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройка от напряжения небаланса по формуле (8.13)

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

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле (8.9)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot n_{\text{т}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{7,1 \cdot 80}{233} = 2,4 < 1,5$$

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

Задание для самостоятельного выполнения

Расчитать уставки защиты трёхобмоточного трансформатора

Характеристики трансформатора:

- схема и группа соединения обмоток – $Y_0/Y/\Delta - 0 - 11$;
- $S_{\text{ном тр}} = 40 \text{ МВ А}$ – номинальная мощность;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{СН}} = 38,5 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны СН;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны НН;

Система регулирования напряжения на стороне ВН (РПН):

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

Система регулирования напряжения на стороне СН (ПБВ):

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

Параметры питающей системы 110 кВ:

- $X_{\text{с мин}}^{\text{ВН}} = 25 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{\text{с макс}}^{\text{ВН}} = 15 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{\text{ср ном}}^{\text{СН}} = 115 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение системы.

Параметры системы стороны СН:

- $X_{\text{с мин}}^{\text{СН}} = 5 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в минимальном режиме;
- $X_{\text{с макс}}^{\text{СН}} = 3,5 \text{ Ом}$ – сопротивление системы в максимальном режиме;
- $U_{\text{ср ном}}^{\text{СН}} = 37 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение стороны СН.

Параметры системы стороны НН:

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

Параметры ТТ:

- $K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}} = 80$ – коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;
- $K_{\text{ТТ}}^{\text{СН}} = 300$ – коэффициент трансформации ТТ стороны СН трансформатора;
- $K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}} = 600$ – коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора;

Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Исходные данные

Вариант	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{кв-с}}$, %	$U_{\text{кв-н}}$, %	$U_{\text{кв-н}}$, %	$X_{\text{с макс}}$, Ом	$X_{\text{с мин}}$, Ом
1	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	25	15
2	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	25	15
3	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	25	15
4	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	25	15
5	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	25	15
6	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	25	15
7	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	25	15
8	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	25	15
9	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	25	15
10	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	22	12
11	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	22	12
12	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	22	12
13	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	22	12
14	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	22	12
15	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	22	12
16	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	22	12
17	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	22	12
18	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	22	12
19	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	27	17
20	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	27	17
21	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	27	17
22	ТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	27	17
23	ТДТНЖ-25000/110	25	10,5	17	6	27	17
24	ТДТН-40000/110	40	10,5	17	6	27	17
25	ТДТНЖ-40000/110	40	10,5	17	6	27	17
26	ТДТН-63000/110	63	10,5	17	6,5	27	17
27	ТДТН-80000/110	80	11	18,5	7	22	15
28	ТМТН-6300/110	6,3	10,5	17	6	22	15
29	ТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	22	15
30	ТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	22	15

Список используемых источников

1. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев. – под ред. А. Ф. Дьякова. – 2-е изд., стер. – Москва : МЭИ, 2006. – 296 с.

2. Горемыкин, С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие / С. А. Горемыкин. – Москва : ИНФРА-М, 2025. – 191 с. – Текст : электронный. – URL: <https://znanium.ru/catalog/product/2184900> (дата обращения: 25.02.2025). – Режим доступа: по подписке.

3. Ханин, Ю. И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения : лабораторный практикум / Ю. И. Ханин. – Волгоград : Волгоградский государственный аграрный университет, 2018. – 124 с. – Текст : электронный. – URL: <https://znanium.com/catalog/product/1007853> (дата обращения: 25.02.2025). – Режим доступа: по подписке.

Учебное издание

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум

Составители:

Науменко Андрей Михайлович
Кузнецов Андрей Александрович

Редактор *Р.А. Никифорова*
Корректор *А.С. Прокопюк*
Компьютерная верстка *А.М. Науменко*

Подписано к печати 08.04.2025. Усл. печ. листов 6,5.
Уч.-изд. листов 8,0. Заказ № 82.

Учреждение образования «Витебский государственный технологический университет»
210038, г. Витебск, Московский пр., 72.

Отпечатано на ризографе учреждения образования

«Витебский государственный технологический университет».

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/172 от 12 февраля 2014 г.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 3/1497 от 30 мая 2017 г.