

Расчет токов коротких замыканий и
замыканий на землю в распределительных сетях
Методические указания

Предисловие

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

В настоящем стандарте приведена методика и примеры расчёта токов коротких замыканий и замыканий на землю в сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной, компенсированной и резистивно-заземленной нейтралью, токов коротких замыканий в сетях 0,4 кВ и токов самозапуска нагрузки.

Методика расчёта носит рекомендательный характер.

Сведения о стандарте

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

Научно-технический руководитель работы:

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

Исполнители:

Начальник отдела РЗА

ИВАНОВ И. В.

Ведущий инженер-системотехник

СЕЛЬКОВ Е. А.

2 **УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом Генерального директора № 112 от 23.03.2018

3 Код Общероссийского классификатора предприятий и организаций ОКПО - 23048570.

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

Настоящий стандарт является объектом охраны в соответствии с международным и российским законодательствами об авторском праве.

Любое несанкционированное использование стандарта, включая копирование, тиражирование и распространение, но не ограничиваясь этим, влечёт применение к виновному лицу гражданско-правовой ответственности, а также уголовной ответственности в соответствии со статьёй 146 УК РФ и административной ответственности в соответствии со статьёй 7.12 КоАП РФ.

Содержание

| | |
|--|----|
| 1 Область применения | 1 |
| 2 Обозначения и сокращения | 2 |
| 3 Расчет токов КЗ в сетях 6-35 кВ | 3 |
| 3.1 Общие положения | 3 |
| 3.2 Составление схемы замещения | 3 |
| 3.3 Расчет параметров схемы замещения | 4 |
| 3.3.1 Расчет параметров системы | 4 |
| 3.3.2 Расчет параметров электрических машин | 5 |
| 3.3.3 Расчет параметров линий | 6 |
| 3.3.4 Расчет параметров токоограничивающих реакторов | 7 |
| 3.3.5 Расчет параметров трансформаторов | 7 |
| 3.3.6 Расчет параметров комплексной нагрузки | 9 |
| 3.4 Расчет тока КЗ | 11 |
| 3.5 Пример расчета тока трехфазного КЗ за трансформатором 110/10 кВ | 13 |
| 3.5.1 Исходные данные | 13 |
| 3.5.2 Приближенный расчет тока КЗ на стороне ВН без учета положения РПН | 13 |
| 3.5.3 Расчет тока КЗ на стороне ВН с учетом положения РПН | 14 |
| 3.5.4 Расчет тока КЗ на стороне НН с учетом положения РПН | 15 |
| 4 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ | 17 |
| 4.1 Общие положения | 17 |
| 4.2 Расчет параметров схемы замещения | 17 |
| 4.2.1 Расчет параметров системы | 17 |
| 4.2.2 Расчет параметров трансформатора | 17 |
| 4.2.3 Расчет активного сопротивления дуги в месте КЗ | 18 |
| 4.3 Расчет токов КЗ | 19 |
| 4.4 Пример расчета токов КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ | 19 |
| 5 Расчет тока самозапуска нагрузки | 21 |
| 5.1 Теоретические сведения | 21 |
| 5.2 Пример расчета тока самозапуска нагрузки | 22 |
| 6 Расчет токов ОЗЗ в сетях 6-35 кВ | 24 |
| 6.1 Режимы заземления нейтрали | 24 |
| 6.2 Расчет токов промышленной частоты ОЗЗ | 24 |
| 6.3 Высшие гармонические составляющие тока ОЗЗ | 31 |
| Литература | 34 |

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**Расчет токов коротких замыканий и замыканий на
землю в распределительных сетях
Методические указания**

1 Область применения

Настоящий стандарт соответствует требованиям и рекомендациям, изложенным в ПУЭ гл. 3.2 «Релейная защита» [1].

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

В настоящем стандарте приведены рекомендации по расчету токов КЗ, токов замыканий на землю и токов самозапуска нагрузки, необходимых для выбора уставок защит распределительных сетей:

- токов КЗ и замыканий на землю в сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной, компенсированной и резистивно-заземленной нейтралью;

- токов КЗ в сетях 0,4 кВ, работающих с глухозаземленной нейтралью;

- токов самозапуска нагрузки.

Расчёты в стандарте выполнены в первичных значениях величин.

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

2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

- АД – асинхронный двигатель;
- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БМРЗ – блок микропроцессорный релейной защиты;
- ВН – высшее напряжение;
- ДГР – дугогасящий реактор;
- КЗ – короткое замыкание;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- НН – низшее напряжение;
- о.е. – относительные единицы;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ПБВ – устройство переключения ответвлений обмоток трансформатора без возбуждения;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- СН – среднее напряжение;
- ТТП – трансформатор тока нулевой последовательности;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- ЭТ – электротермические установки.

3 Расчет токов КЗ в сетях 6-35 кВ

3.1 Общие положения

3.1.1 Расчет токов КЗ рекомендуется выполнять в соответствии с ГОСТ Р 52735-2007 [2] и РД 153-34.0-20.527-98 [3]. Ниже приведена упрощенная методика расчета токов КЗ [4, 5].

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

3.1.3 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 распределительные сети электрически удалены от генераторов энергосистемы.

3.1.4 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.

3.2 Составление схемы замещения

3.2.1 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.

3.2.2 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.

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

$$Z_2 = Z_1 \cdot \left(\frac{U_{\text{тр н2}}}{U_{\text{тр н1}}} \right)^2, \quad (3.1)$$

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.

3.2.4 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.

3.2.5 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.

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

$$U_{\text{с прив}} = U_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{тр н2}}}{U_{\text{тр н1}}}, \quad (3.2)$$

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.

3.3 Расчет параметров схемы замещения

3.3.1 Расчет параметров системы

3.3.1.1 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.

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

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{с}}^2}{S_{\text{к}}}, \quad (3.3)$$

где $U_{\text{с}}$ – среднее номинальное напряжение системы, кВ;

$S_{\text{к}}$ – мощность КЗ на шинах ВН подстанции, МВ·А.

3.3.1.3 Если задан ток КЗ на шинах ВН, сопротивление системы $x_{\text{с}}$, Ом, рассчитывают по формуле

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_K}, \quad (3.4)$$

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

3.3.2 Расчет параметров электрических машин

3.3.2.1 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.3.3.6).

3.3.2.2 Синхронные машины в схему замещения вводятся сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС. Сверхпереходную ЭДС синхронных машин $E''_{q, \text{о.е.}}$, перед КЗ работавших в номинальном режиме, определяют по формуле

$$E''_{q} = \sqrt{1 + 2 \cdot x''_{*d} \sin \varphi_{(0)} + x''_{*d}{}^2}, \quad (3.5)$$

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 [6]

$$x''_{*d} \approx \frac{1}{K_{\Pi}}, \quad (3.6)$$

где K_{Π} – кратность пускового тока двигателя.

Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам

$$E''_q = E''_{*q} \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3.7)$$

$$x_d'' = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.8)$$

$$x_d'' = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta}{P_{\text{НОМ}}} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.9)$$

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.

3.3.2.3 Сверхпереходную ЭДС асинхронных двигателей $E_{*q}'', \text{ о.е.}$, перед КЗ работавших в номинальном режиме, определяют по формуле

$$E_{*q}'' = \sqrt{1 - 2 \cdot x_{*ad}'' \sin \varphi_{(0)} + x_{*ad}''^2}, \quad (3.10)$$

где x_{*ad}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление, о.е.;

$\varphi_{(0)}$ – угол мощности в номинальном режиме, °.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление $x_{*ad}'', \text{ о.е.}$, определяют по формуле

$$x_{*ad}'' = \frac{1}{K_{\text{п}}}, \quad (3.11)$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока двигателя.

Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам

$$E_q'' = E_{*q}'' \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (3.12)$$

$$x_{ad}'' = x_{*ad}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta}{P_{\text{НОМ}}} = x_{*ad}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.13)$$

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.

3.3.3 Расчет параметров линий

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

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

$$z_{\text{л}} = (x_{\text{л уд.}} + j \cdot r_{\text{л уд.}}) \cdot L_{\text{л}}, \quad (3.14)$$

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.

3.3.4 Расчет параметров токоограничивающих реакторов

3.3.4.1 Условные обозначения и схемы замещения реактора и сдвоенного реактора приведены на рисунке 3.1.

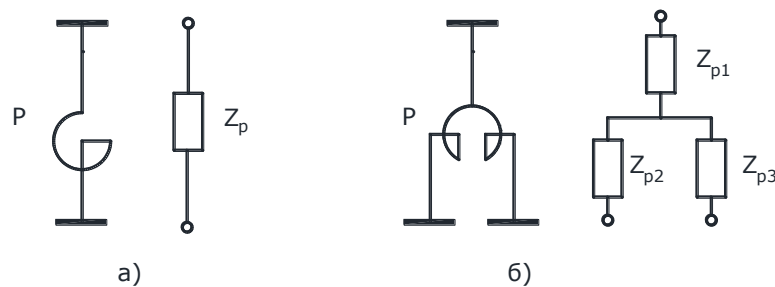


Рисунок 3.1 – Условные обозначения и схемы замещения реакторов

3.3.4.2 Сопротивление токоограничивающего реактора задается номинальным индуктивным сопротивлением x_p , Ом.

3.3.4.3 Сопротивления короткого замыкания сдвоенного реактора определяют по формуле

$$x_{p1} = -K_{\text{св}} \cdot x_p, \quad (3.15)$$

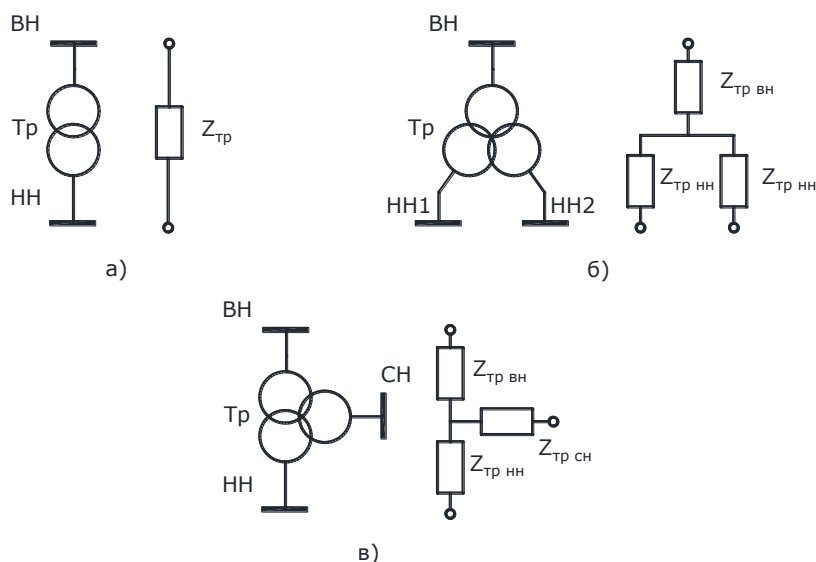
$$x_{p2} = x_{p3} = (1 + K_{\text{св}}) \cdot x_p, \quad (3.16)$$

где $K_{\text{св}}$ – коэффициент связи;

x_p – собственное индуктивное сопротивление ветви реактора, Ом.

3.3.5 Расчет параметров трансформаторов

3.3.5.1 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 3.2.



- а) двухобмоточный трансформатор;
 б) двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН;
 в) трехобмоточный трансформатор.

Рисунок 3.2 – Условные обозначения и схемы замещения трансформаторов

3.3.5.2 Сопротивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора $x_{\text{Тр}}$, Ом, определяют по формуле

$$x_{\text{Тр}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.17)$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное линейное напряжение одной из сторон, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

3.3.5.3 В паспортных данных на двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН приводятся значения напряжения короткого замыкания $u_{\text{к ВН-НН}}$, $u_{\text{к НН-НН}}$. Сопротивления $x_{\text{Тр ВН-НН}}$ и $x_{\text{Тр НН-НН}}$ рассчитывают по формуле (3.17).

Сопротивления короткого замыкания сторон ВН и НН двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяют по формуле

$$x_{\text{Тр ВН}} = x_{\text{Тр ВН-НН}} - 0,25 \cdot x_{\text{Тр НН-НН}}, \quad (3.18)$$

$$x_{\text{Тр НН}} = 0,5 \cdot x_{\text{Тр НН-НН}}. \quad (3.19)$$

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

$$x_{\text{Тр ВН}} = 0,125 \cdot x_{\text{Тр}}, \quad (3.20)$$

$$x_{\text{Тр НН}} = 1,75 \cdot x_{\text{Тр}}. \quad (3.21)$$

3.3.5.4 В паспортных данных на трехобмоточный трансформатор приводятся значения напряжений короткого замыкания $u_{к\text{ ВН-СН}}$, $u_{к\text{ ВН-НН}}$, $u_{к\text{ СН-НН}}$. Сопротивления $x_{тр\text{ ВН-СН}}$, $x_{тр\text{ ВН-НН}}$, $x_{тр\text{ СН-НН}}$ рассчитывают по формуле (3.17), при этом в качестве напряжения $U_{ном}$ используется напряжение одной из сторон.

Сопротивления трехобмоточного трансформатора определяют по формуле

$$x_{тр\text{ ВН}} = 0,5 \cdot (x_{тр\text{ ВН-СН}} + x_{тр\text{ ВН-НН}} - x_{тр\text{ СН-НН}}), \quad (3.22)$$

$$x_{тр\text{ СН}} = 0,5 \cdot (x_{тр\text{ ВН-СН}} + x_{тр\text{ СН-НН}} - x_{тр\text{ ВН-НН}}), \quad (3.23)$$

$$x_{тр\text{ НН}} = 0,5 \cdot (x_{тр\text{ ВН-НН}} + x_{тр\text{ СН-НН}} - x_{тр\text{ ВН-СН}}). \quad (3.24)$$

3.3.5.5 Для трансформаторов с РПН сопротивление короткого замыкания зависит от ответвления РПН. Сопротивление трансформатора на заданном ответвлении $x_{т\text{ отв.}}$ Ом, определяют по формуле [7]

$$x_{т\text{ отв.}} = u_{к\text{ отв.}} \frac{U_{ном\text{ отв.}}^2}{S_{ном}}, \quad (3.25)$$

где $u_{к\text{ отв.}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, о.е.;

$U_{ном\text{ отв.}}$ – номинальное линейное напряжение ответвления, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора на основном ответвлении, МВ·А.

Для трансформаторов 110 кВ и 35 кВ в [7] приводятся три значения $u_{к}$: 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 $x_{тр\text{ макс}}$ и $x_{тр\text{ мин}}$, которым соответствует напряжение $U_{тр\text{ макс}}$ и $U_{тр\text{ мин}}$. Следует отметить, что максимальное сопротивление соответствует максимальному напряжению стороны ВН.

3.3.5.6 Следует учитывать, что согласно [8] максимальным значением напряжения для сетей класса 110 кВ является 126 кВ, поэтому верхний диапазон используется не в полной мере. Значение напряжения $u_{к}$ для 126 кВ может быть рассчитано приближенно.

3.3.6 Расчет параметров комплексной нагрузки

3.3.6.1 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 [3].

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.

3.3.6.2 В таблице 3.1 приведены данные по параметрам отдельных элементов комплексной нагрузки [3]. Параметры узла обобщенной нагрузки (ЭДС и сопротивление комплексной нагрузки, подключенной к узлу) рассчитывают на основании таблицы 3.1. При этом принимается, что отдельные элементы комплексной нагрузки соединены параллельно.

Таблица 3.1 – Параметры элементов комплексной нагрузки

| Потребители комплексной нагрузки | E_{*}'' нагр. | Z_{*}'' нагр. |
|--|-----------------|-----------------|
| Синхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ | 1,074 | 0,04 + j·0,15 |
| Синхронные двигатели напряжением до 1 кВ | 1,079 | 0,03 + j·0,16 |
| Асинхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ | 0,93 | 0,01 + j·0,17 |
| Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ | 0,9 | 0,07 + j·0,18 |
| Лампы накаливания | 0 | 1,0 |
| Газоразрядные источники света | 0 | 0,85 + j·0,53 |
| Преобразователи | 0 | 0,9 + j·0,45 |
| Электротермические установки | 0 | 1 + j·0,49 |

3.3.6.3 Если параметры отдельных элементов комплексной нагрузки неизвестны, то в качестве параметров узла комплексной нагрузки принимаются параметры одного из типовых узлов обобщенной нагрузки [3]. Параметры типовых узлов обобщенной нагрузки приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры узлов обобщенной нагрузки

| Узел, N | Состав потребителей узла, % | | | | | | Параметры узла нагрузки напряжением, кВ | | |
|---------|---|--|---|-----------------|------------------------------|-----------|---|-----------------|---------------|
| | | | | | | | E_{*}'' нагр. | Z_{*}'' нагр. | |
| | Синхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ | Асинхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ | Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ | Преобразователи | Электротермические установки | Освещение | | 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. В [3] приведен типовой состав узлов комплексной нагрузки для различных потребителей.

3.3.6.4 Перевод из относительных единиц в именованные выполняют по формулам

$$E''_{\text{нагр.}} = E''_{* \text{нагр.}} \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3.26)$$

$$z''_{\text{нагр.}} = z''_{* \text{нагр.}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = z''_{* \text{нагр.}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}}, \quad (3.27)$$

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.

3.4 Расчет тока КЗ

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

$$I_K^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_3^2 + x_3^2}}, \quad (3.28)$$

где U_c – напряжение системы, В;

r_3 , x_3 – активное и реактивное сопротивления до точки КЗ, приведенные к ступени напряжения источника, Ом.

3.4.2 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

$$I_{K \text{ макс}} = \frac{U_{c \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c \text{ макс}} + x_{\text{тр}})}, \quad (3.29)$$

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

$$I_{K \text{ мин}} = \frac{U_{c \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c \text{ мин}} + x_{\text{тр}})}, \quad (3.30)$$

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.

3.4.3 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 $x_{с\text{ мин}}$ и наименьшее сопротивление питающей системы $x_{с\text{ макс}}$.

Поскольку наименьшее сопротивление трансформатора $x_{тр\text{ мин}}$ 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 $U_{с\text{ ном}}$.

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

$$I_{к\text{ макс}} = \frac{U_{с\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с\text{ макс}} + x_{тр\text{ мин}})}, \quad (3.31)$$

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_c следует принять напряжение ответвления с наибольшим напряжением.

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

$$I_{к\text{ мин}} = \frac{U_{\text{макс тр}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с\text{ мин}} + x_{тр\text{ макс}})}, \quad (3.32)$$

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.

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

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (3.33)$$

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

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

$$I_1 = I_2 \cdot \frac{U_{тр\text{ н2}}}{U_{тр\text{ н1}}}, \quad (3.34)$$

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

3.5 Пример расчета тока трехфазного КЗ за трансформатором 110/10 кВ

3.5.1 Исходные данные

3.5.1.1 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.

3.5.1.2 Характеристики трансформатора:

- тип - ТДН-16000/110;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_0 / \Delta - 11$;
- $S_{\text{ном тр}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – номинальная мощность;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}$ – 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.

3.5.2 Приближенный расчет тока КЗ на стороне ВН без учета положения РПН

3.5.2.1 В качестве базисной примем сторону ВН трансформатора.

3.5.2.2 Сопротивление системы в максимальном режиме рассчитать по формуле (3.4)

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

3.5.2.3 Сопротивление системы в минимальном режиме рассчитать по формуле (3.4)

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

3.5.2.4 Сопротивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора определить по формуле (3.17)

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

3.5.2.5 Ток трехфазного КЗ в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.29)

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

3.5.2.6 Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.30)

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

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

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

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

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

3.5.3 Расчет тока КЗ на стороне ВН с учетом положения РПН

3.5.3.1 В качестве базисной примем сторону ВН трансформатора.

3.5.3.2 Сопротивление системы в максимальном и минимальном режимах рассчитать согласно 3.5.2.2, 3.5.2.3.

3.5.3.3 Рассчитать максимальное напряжение стороны ВН трансформатора

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

В [8] указано, что для сетей класса напряжения 110 кВ максимальное напряжение не превышает 126 кВ, поэтому принять $U_{\text{макс тр}}^{\text{ВН}} = 126 \text{ кВ}$.

3.5.3.4 Сопротивление трансформатора на максимальном ответвлении определить по формуле (3.17)

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

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

3.5.3.5 Рассчитать минимальное напряжение стороны ВН трансформатора

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

3.5.3.6 Сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении определить по формуле (3.17)

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

3.5.3.7 Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.31)

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

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.32)

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

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

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

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

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

3.5.4 Расчет тока КЗ на стороне НН с учетом положения РПН

3.5.4.1 В качестве базисной примем сторону НН трансформатора.

3.5.4.2 Сопротивление системы в максимальном и минимальном режимах рассчитать согласно 3.5.2.2, 3.5.2.3.

3.5.4.3 Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в максимальном режиме рассчитать по формуле (3.1)

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

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН, в минимальном режиме рассчитать по формуле (3.1)

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

3.5.4.4 Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН, на максимальном ответвлении определить по формуле (3.17)

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

Сопротивление трансформатора на минимальном ответвлении определить по формуле (3.17)

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

3.5.4.5 Приведенное напряжение в максимальном режиме работы рассчитать по формуле (3.2)

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

Приведенное напряжение в максимальном режиме работы рассчитать по формуле (3.2)

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

3.5.4.6 Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в максимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.31)

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

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН в минимальном режиме системы рассчитать по формуле (3.32)

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

4 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ

4.1 Общие положения

4.1.1 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ рекомендуется выполнять в соответствии с [9, 10].

В данных методических указаниях приводятся рекомендации по расчету токов КЗ за трансформатором 6(10)/0,4 кВ.

4.1.2 При расчете тока КЗ в сетях 0,4 кВ необходимо учитывать активное сопротивление элементов сети и контактных соединений элементов, а также сопротивление контакта в месте КЗ.

4.1.3 Максимальное значение тока КЗ за трансформатором в сетях 0,4 кВ соответствует трехфазному КЗ.

Для проверки чувствительности необходим расчет минимального значения тока КЗ.

4.1.4 Для трансформаторов со схемой соединения Δ/Υ и Υ/Υ значение тока однофазного КЗ за трансформатором практически равно току трехфазного КЗ в этой же точке, поэтому чувствительность проверяется по току двухфазного КЗ.

Для трансформаторов со схемой соединения Υ/Υ значение тока однофазного КЗ за трансформатором значительно меньше тока трехфазного КЗ в этой же точке.

4.1.5 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 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 трансформатора 6(10)/0,4 кВ в качестве базисной ступени рекомендуется принимать напряжение стороны ВН трансформатора.

4.1.6 Приведение сопротивлений от одной ступени напряжения к другой выполняют по формуле (3.1).

4.1.7 При расчете тока КЗ за трансформатором 6(10)/0,4 кВ допускается принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными средним номинальным напряжениям: 0,4; 6,3; 10,5.

4.2 Расчет параметров схемы замещения

4.2.1 Расчет параметров системы

4.2.1.1 Расчет параметров системы выполняют в соответствии с 3.3.1.

4.2.2 Расчет параметров трансформатора

4.2.2.1 Сопротивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора $z_{\text{тр}}$, Ом, определяют по формуле

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.1)$$

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

4.2.2.2 Для трансформаторов 6(10) кВ необходимо учитывать активную составляющую полного сопротивления. Активное сопротивление трансформатора $r_{\text{тр}}$, Ом, рассчитывают по формуле

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.2)$$

где P_k – активные потери при номинальном токе трансформатора, Вт;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное линейное напряжение одной из сторон, кВ;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

4.2.2.3 Реактивное сопротивление трансформатора $x_{\text{тр}}$, Ом, рассчитывают по формуле

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}, \quad (4.3)$$

где $z_{\text{тр}}$ – полное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{\text{тр}}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом.

4.2.2.4 Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y или Y/Δ , при расчете КЗ в сети низшего напряжения следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности.

При схеме соединения обмоток трансформаторов Y/Y активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей.

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов 6(10)/0,4 кВ мощностью от 25 до 2500 кВ·А приведены в [10].

4.2.3 Расчет активного сопротивления дуги в месте КЗ

4.2.3.1 При определении минимального значения тока КЗ следует учитывать влияние на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

4.2.3.2 Согласно методике, предложенной А.В. Беляевым [11], активное сопротивление дуги r_d принимается равным 15 мОм.

4.2.3.3 В [2] приведены значения активного сопротивления дуги при КЗ за трансформатором в зависимости от мощности трансформатора (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Значения активного сопротивления дуги при КЗ за трансформатором

| Мощность трансформатора, кВ·А | 250 | 400 | 630 | 1000 | 1600 | 2500 |
|-------------------------------|-----|-----|-----|------|------|------|
| r_d , мОм | 15 | 10 | 7 | 5 | 4 | 3 |

4.3 Расчет токов КЗ

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

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{с\ ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_c + r_{тр} + r_d)^2 + (x_c + x_{тр})^2}} \quad (4.4)$$

4.3.2 Ток двухфазного КЗ за трансформатором $I_K^{(2)}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_K^{(2)} = \frac{U_{с\ ном}}{2 \cdot \sqrt{(r_c + r_{тр} + \frac{r_d}{2})^2 + (x_c + x_{тр})^2}} \quad (4.5)$$

4.3.3 Ток однофазного КЗ за трансформатором $I_K^{(1)}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{с\ ном}}{\sqrt{(2 \cdot (r_c + r_{тр} + r_d) + r_{0тр} + r_d)^2 + (2 \cdot (x_c + x_{тр}) + x_{0тр})^2}}, \quad (4.6)$$

где $U_{с\ ном}$ – номинальное напряжение системы, В;

r_c – активное сопротивление системы, Ом;

$r_{тр}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом;

r_d – активное сопротивление дуги, Ом;

x_c – реактивное сопротивление системы, Ом;

$x_{тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{0тр}$ – активное сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности, Ом;

$x_{0тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности, Ом.

4.4 Пример расчета токов КЗ за трансформатором 10/0,4 кВ

4.4.1 Параметры питающей системы:

- $I_{к\ макс} = 8231$ А – ток КЗ системы в максимальном режиме;
- $I_{к\ мин} = 6504$ А – ток КЗ системы в минимальном режиме;
- $U_{с\ ном} = 10,5$ кВ – среднее номинальное напряжение системы.

4.4.2 Характеристики трансформатора:

- тип - ТМГ-400/10;
- схема и группа соединения обмоток - Δ/Y_0-11 ;
- $S_{ном\ тр} = 400$ кВ·А – номинальная мощность;
- $U_{ном\ тр}^{ВН} = 10,5$ кВ – номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{ном\ тр}^{НН} = 0,4$ кВ – номинальное напряжение стороны НН;
- $u_k = 5,5$ % – напряжение короткого замыкания трансформатора;
- $P_k = 4600$ Вт – потери короткого замыкания.

4.4.3 Сопротивление системы в максимальном режиме рассчитать по формуле (3.4)

$$x_{с\text{ макс}} = \frac{U_{с\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к\text{ макс}}} = \frac{10,5 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (8231 \text{ А})} = 0,74 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в минимальном режиме рассчитать по формуле (3.4)

$$x_{с\text{ мин}} = \frac{U_{с\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к\text{ мин}}} = \frac{10,5 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (6504 \text{ А})} = 0,93 \text{ Ом}$$

4.4.4 Сопротивление короткого замыкания двухобмоточного трансформатора определить по формуле (4.1)

$$z_{тр} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{ном\text{ тр}}^{ВН})^2}{S_{ном\text{ тр}}} = \frac{5,5\%}{100\%} \cdot \frac{(10,5 \text{ кВ})^2}{400 \text{ кВ} \cdot \text{А}} = 15,2 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление трансформатора рассчитать по формуле (4.2)

$$r_{тр} = \frac{P_k \cdot (U_{ном\text{ тр}}^{ВН})^2}{S_{ном}^2} = \frac{4600 \text{ Вт} \cdot (10,5 \text{ кВ})^2}{(400 \text{ кВ} \cdot \text{А})^2} = 3,2 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивление трансформатора рассчитать по формуле (4.3)

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2} = \sqrt{15,2^2 - 3,2^2} = 14,8 \text{ Ом}$$

4.4.5 Значения активного сопротивления дуги при КЗ за трансформатором определить по таблице 4.1 $r_d = 10 \text{ мОм}$.

Активное сопротивление дуги, приведенное к стороне ВН, рассчитать по формуле (3.1)

$$r_{д\text{ прив.}} = r_d \cdot \left(\frac{U_{ном\text{ тр}}^{ВН}}{U_{ном\text{ тр}}^{НН}} \right)^2 = (10 \text{ мОм}) \cdot \left(\frac{10,5 \text{ кВ}}{0,4 \text{ кВ}} \right)^2 = 6,9 \text{ Ом}$$

4.4.6 Ток трехфазного КЗ за трансформатором в максимальном режиме работы системы рассчитать по формуле (4.4)

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{с\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{с\text{ макс}} + r_{тр} + r_{д\text{ прив.}})^2 + (x_{с\text{ макс}} + x_{тр})^2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 3,2 + 6,9)^2 + (0,74 + 14,8)^2}} = 327 \text{ А}$$

Ток двухфазного КЗ за трансформатором в минимальном режиме работы системы рассчитать по формуле (4.5)

$$I_K^{(2)} = \frac{U_{с\text{ ном}}}{2 \cdot \sqrt{(r_{с} + r_{тр} + \frac{r_d}{2})^2 + (x_{с\text{ мин}} + x_{тр})^2}} = \frac{10500}{2 \cdot \sqrt{(0 + 3,2 + \frac{6,9}{2})^2 + (0,93 + 14,8)^2}} = 307 \text{ А}$$

5 Расчет тока самозапуска нагрузки

5.1 Теоретические сведения

5.1.1 Самозапуском называется процесс восстановления нормальной работы двигателей ответственных механизмов без участия персонала после кратковременного нарушения электроснабжения.

При исчезновении или глубоком снижении напряжения выключатели ответственных самозапускаемых двигателей остаются включенными, а двигатели неответственных механизмов до восстановления напряжения отключаются.

При наличии АВР или АПВ перерыв питания обычно составляет от 0,5 до 5 с. После пропадания питания двигатели, участвующие в самозапуске, начинают выбег до промежуточной частоты вращения, зависящей от длительности перерыва питания и характеристики механизма. Когда электроснабжение восстановится, начинается разгон двигателей до нормальной частоты вращения. При этом двигатель потребляет из сети повышенный ток самозапуска.

5.1.2 Величина, равная отношению тока при самозапуске двигателей к максимальному рабочему току, называется коэффициентом самозапуска. Коэффициент самозапуска $k_{сзп}$ определяют по формуле

$$k_{сзп} = \frac{I_{сзп}}{I_{раб.макс}}, \quad (5.1)$$

где $I_{сзп}$ – ток самозапуска нагрузки, А;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток присоединения, А.

Достаточно сложно определить для каждого питающего элемента точное значение коэффициента самозапуска, так как его значение зависит от величин, которые могут быть неизвестны: количество электродвигателей в составе нагрузки, пусковые характеристики двигателей, длительность перерыва питания и степень снижения напряжения.

5.1.3 При упрощенном расчете коэффициента самозапуска принимают следующие допущения:

- двигатели перед началом самозапуска полностью остановлены;
- нагрузка, характеристики которой неизвестны, учитывается приближенно, как обобщенная нагрузка;
- ток самозапуска мощных двигателей учитывается индивидуально.

5.1.4 Для расчета коэффициента самозапуска нагрузку разделяют на две группы:

- обобщенная нагрузка. Согласно [12] обобщенная нагрузка характеризуется значением сопротивления $x_{*нагр} = 0,35$ о.е. Значению $x_{*нагр} = 0,35$ о.е. соответствует коэффициент самозапуска $k_{сзп} = 2,9$;

- электродвигатели 6-10 кВ, участвующие в самозапуске. Каждый из электродвигателей 6-10 кВ учитывается индивидуально. Коэффициент самозапуска электродвигателя $k_{сзп}$ принимается равным коэффициенту пуска $k_{п}$.

5.1.5 Суммарный пусковой ток $I_{пуск}$, А, при номинальном напряжении на шинах определяют по формуле

$$I_{\text{пуск.}} = \sum k_{\text{сзп } i} \cdot I_{\text{раб.макс } i}, \quad (5.2)$$

где $k_{\text{сзп } i}$ – коэффициент самозапуска группы нагрузки;

$I_{\text{раб.макс } i}$ – максимальный рабочий ток группы нагрузки, А.

5.1.6 Рассчитывают эквивалентное сопротивление нагрузки $x_{\text{нагр.}}$, Ом, по формуле

$$x_{\text{нагр.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск.}}}, \quad (5.3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, В;

$I_{\text{пуск.}}$ – суммарный пусковой ток при номинальном напряжении на шинах, А.

При расчете тока самозапуска на стороне ВН (в качестве базисной принята сторона ВН трансформатора) сопротивление $x_{\text{нагр.}}$ необходимо привести к стороне ВН по формуле 3.1.

5.1.7 Ток самозапуска $I_{\text{сзп}}$, А, рассчитывают, как ток трехфазного КЗ в максимальном режиме работы системы за эквивалентным сопротивлением заторможенной нагрузки

$$I_{\text{сзп}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с макс}} + x_{\text{тр.мин}} + x_{\text{нагр.}})}, \quad (5.4)$$

где $U_{\text{с ном}}$ – номинальное напряжение системы, В;

$x_{\text{с макс}}$ – сопротивление системы, Ом;

$x_{\text{тр.мин}}$ – минимальное сопротивление трансформатора, Ом;

$x_{\text{нагр.}}$ – эквивалентное сопротивление нагрузки, Ом.

5.2 Пример расчета тока самозапуска нагрузки

5.2.1 Исходные данные

5.2.1.1 Параметры питающей системы и характеристики трансформатора соответствуют примеру, рассмотренному в 3.5:

- $U_{\text{с ном}} = 115$ кВ - среднее номинальное напряжение системы;
- $x_{\text{с макс}} = 12,5$ Ом - сопротивление системы в максимальном режиме;
- $S_{\text{ном тр}} = 16$ МВ·А - номинальная мощность;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}} = 115$ кВ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном тр}}^{\text{НН}} = 11$ кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $x_{\text{тр мин}} = 58,3$ Ом - сопротивление трансформатора на минимальном

ответвлении;

- $U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}} = 96,6$ кВ – напряжение трансформатора на минимальном ответвлении.

5.5.1.2 Характеристики нагрузки приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики нагрузки

| Нагрузка | Мощность | $I_{\text{раб.макс}}$, А | Коэффициент пуска $k_{\text{п}}$ |
|---------------|-----------|---------------------------|----------------------------------|
| 2 АД 10 кВ | 1000 кВт | 71 | 6 |
| 1 АД 10 кВ | 800 кВт | 58,2 | 5,5 |
| 4 Тр 10/04 кВ | 1000 кВ·А | 55 | 2,9 |

Номинальное напряжение нагрузки $U_{\text{нагр.ном}} = 10,5$ кВ.

5.2.2 Расчет тока самозапуска

5.2.3.1 Рабочий максимальный ток определить по формуле

$$I_{\text{раб.макс}} = \sum I_{\text{раб.макс } i} = 2 \cdot 71 + 58,2 + 4 \cdot 55 = 420 \text{ А}$$

5.2.3.2 Рабочий максимальный ток, приведенный к стороне ВН, в максимальном режиме рассчитать по формуле (3.34)

$$I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}} = I_{\text{раб.макс}} \cdot \frac{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}} = (420 \text{ А}) \cdot \frac{11 \text{ кВ}}{96,6 \text{ кВ}} = 47,9 \text{ А}$$

5.2.3.3 Суммарный пусковой ток при номинальном напряжении на шинах определить по формуле (5.2)

$$I_{\text{пуск.}} = \sum k_{\text{сзп } i} \cdot I_{\text{раб.макс } i} = 2 \cdot 6 \cdot 71 + 5,5 \cdot 58,2 + 4 \cdot 2,9 \cdot 55 = 1810 \text{ А}$$

5.2.3.4 Рассчитать эквивалентное сопротивление нагрузки по формуле (5.3)

$$x_{\text{нагр.}} = \frac{U_{\text{нагр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск.}}} = \frac{10,5 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot (1810 \text{ А})} = 3,35 \text{ Ом}$$

5.2.3.5 Сопротивление нагрузки, приведенное к стороне ВН, в максимальном режиме рассчитать по формуле (3.1)

$$x_{\text{нагр.прив}} = x_{\text{нагр.}} \cdot \left(\frac{U_{\text{мин тр}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ном тр}}^{\text{ВН}}} \right)^2 = (3,35 \text{ Ом}) \cdot \left(\frac{96,6 \text{ кВ}}{11 \text{ кВ}} \right)^2 = 258 \text{ Ом}$$

5.2.3.6 Ток самозапуска рассчитать по формуле (5.4)

$$I_{\text{сзп}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{с ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с макс}} + x_{\text{тр.мин}} + x_{\text{нагр.прив}})} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (12,5 + 58,3 + 258)} = 202 \text{ А}$$

5.2.3.7 Коэффициент самозапуска определить по формуле (5.1)

$$k_{\text{сзп}} = \frac{I_{\text{сзп}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}}} = \frac{202 \text{ А}}{47,9 \text{ А}} = 4,2$$

6 Расчет токов ОЗЗ в сетях 6-35 кВ

6.1 Режимы заземления нейтрали

6.1.1 Наибольшее влияние на выбор уставок защиты от однофазных замыканий на землю оказывает режим заземления нейтрали. Выделяют следующие режимы:

- изолированная нейтраль;
- нейтраль, заземленная через высокоомный резистор;
- нейтраль, заземленная через низкоомный резистор;
- нейтраль, заземленная через ДГР;
- нейтраль, заземленная через ДГР с высокоомным резистором;
- нейтраль, заземленная через ДГР с низкоомным резистором.

6.1.2 В данном стандарте рассматривается выполнение защиты в зависимости от режима заземления, но не рассматриваются преимущества того или иного способа заземления нейтрали. От способа заземления нейтрали зависят контролируемые параметры и принцип действия, а также действие защиты на отключение или сигнализацию.

6.2 Расчет токов промышленной частоты ОЗЗ

6.2.1 Сети с изолированной нейтралью

6.2.1.1 На рисунке 6.1 представлена первичная схема сети с изолированной нейтралью и схема замещения нулевой последовательности сети. На схеме замещения нулевой последовательности точка замыкания на землю задается источником напряжения нулевой последовательности.

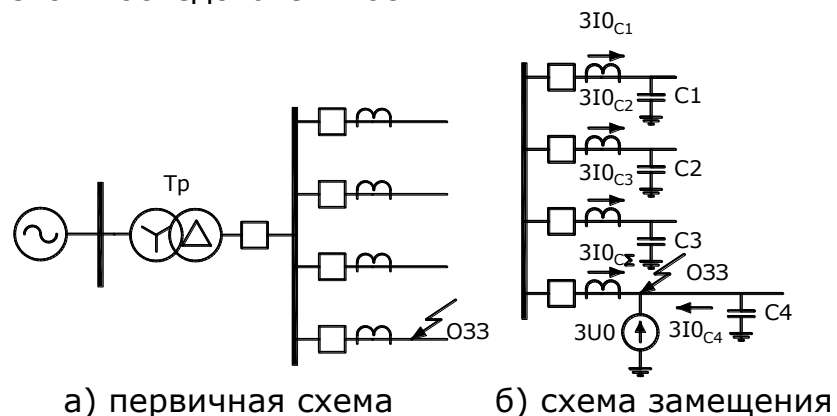
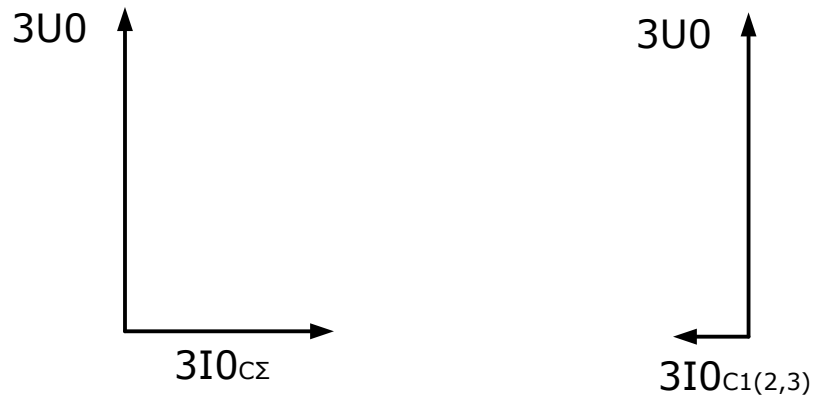


Рисунок 6.1 – Первичная схема и схема замещения нулевой последовательности сети с изолированной нейтралью

6.2.1.2 Через ТТНП неповрежденных присоединений протекают собственные емкостные токи присоединений, векторная диаграмма представлена на рисунке 6.2 б). Через ТТНП поврежденного присоединения протекает суммарный емкостной ток неповрежденных присоединений (векторная диаграмма представлена на рисунке 6.2 а)). Направление токов на схеме замещения принято в соответствии с условно-положительным направлением тока в ТТНП.



- а) векторная диаграмма поврежденного присоединения;
 б) векторная диаграмма неповрежденного присоединения.

Рисунок 6.2 – Векторные диаграммы поврежденного и неповрежденного присоединений в сети с изолированной нейтралью

Различие в значениях токов поврежденных и неповрежденных присоединений позволяет выполнять защиту с отстройкой от собственного емкостного тока. Из векторных диаграмм следует, что возможно выполнение защиты с контролем направления мощности нулевой последовательности.

6.2.1.3 Емкостной ток кабельных линий I_C , А, определяют по формуле

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \omega \cdot C_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (6.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

ω – круговая частота сети, 314 рад/с;

$C_{\text{уд}}$ – удельная емкость линии, мкФ/км;

L – длина линии, км.

6.2.1.4 Емкостной ток воздушных линий I_C , А, может быть определен по приближенной формуле

$$I_C = k_c \cdot U_{\text{ном}} \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

k_c – коэффициент, зависящий от конструкции воздушной линии, для линий 6-10 кВ принимается равным 2,7 [13];

L – длина линии, км.

6.2.1.5 Собственный емкостной ток генератора или двигателя $I_{0 \text{ эм.}}$, А, рассчитывают по формуле

$$I_{0 \text{ эм.}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \omega \cdot C_{\text{эм}}, \quad (6.3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное напряжение электрической машины, В;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314,2$ – круговая частота сети;

$C_{\text{эм}}$ – емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле, Ф.

6.2.1.6 Значение емкости одной фазы обмотки статора генератора по отношению к земле C_{Γ} , Ф, может быть определено по следующим приближенным формулам [14]:

- для неявнополюсных генераторов

$$C_{\Gamma} = \frac{0,0187 \cdot S}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{НОМ}})}} \cdot 10^{-6}; \quad (6.4)$$

- для явнополюсных генераторов

$$C_{\Gamma} = \frac{40 \cdot S^{3/4}}{3 \cdot (U_{\text{НОМ}} + 3600) \cdot n^{1/3}} \cdot 10^{-6}, \quad (6.5)$$

где S – номинальная полная мощность генератора, МВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное междуфазное напряжение генератора, В;

n – частота вращения, об/мин.

6.2.1.7 Собственный емкостной ток двигателя $I_{0 \text{ дв.}}, \text{А}$, может быть определен по приближенным формулам

$$\text{- для двигателей 6 кВ } I_{0 \text{ дв.}} \approx 0,017 \cdot S_{\text{НОМ}}; \quad (6.6)$$

$$\text{- для двигателей 10 кВ } I_{0 \text{ дв.}} \approx 0,03 \cdot S_{\text{НОМ}}, \quad (6.7)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А.

6.2.2 Сети с нейтралью, заземленной через резистор

6.2.2.1 На рисунке 6.3 представлена первичная схема сети с нейтралью, заземленной через резистор, и схема замещения нулевой последовательности.

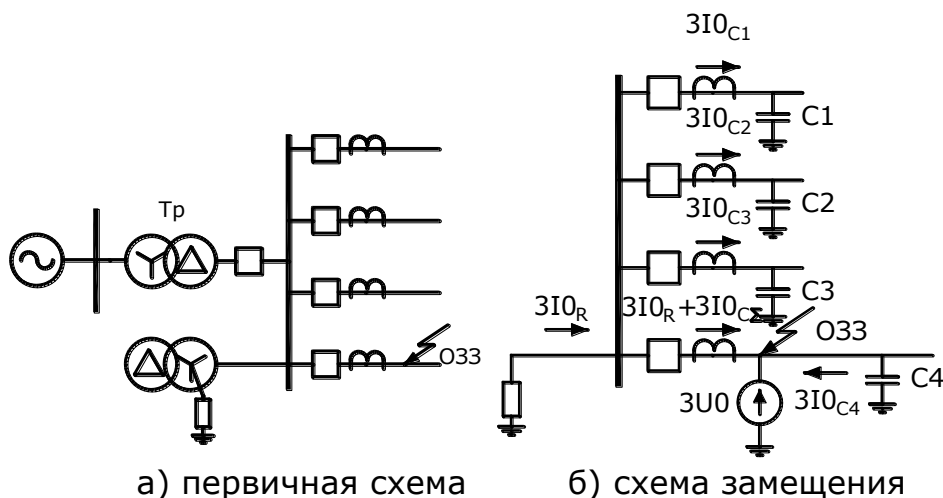


Рисунок 6.3 – Первичная схема и схема замещения нулевой последовательности сети с нейтралью, заземленной через резистор

6.2.2.2 Через ТНП неповрежденных присоединений протекают собственные емкостные токи присоединений, так же, как и в сети с изолированной нейтралью. Через ТНП поврежденного присоединения протекает суммарный емкостной ток неповрежденных присоединений и

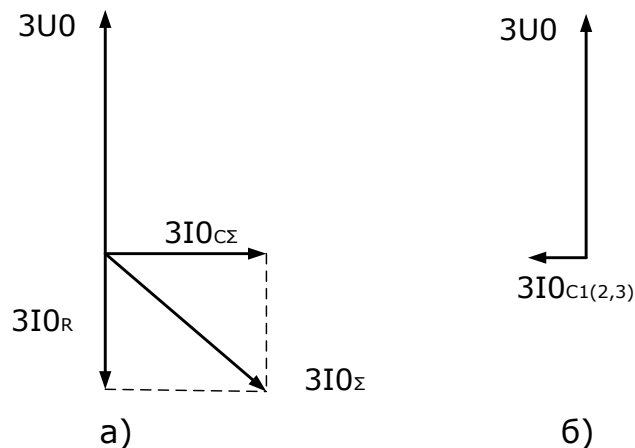
ток резистора. Ток, протекающий через ТТНП поврежденного присоединения, рассчитывают по формуле

$$I_{0\Sigma} = \sqrt{I_{C\Sigma}^2 + I_R^2}, \quad (6.8)$$

где $I_{C\Sigma}$ – суммарный первичный емкостной ток неповрежденных присоединений, А;

I_R – первичный ток, протекающий через резистор, А.

Векторные диаграммы токов при замыкании в сети с нейтралью, заземлённой через высокоомный и низкоомный резистор, приведены на рисунках 6.4 и 6.5.

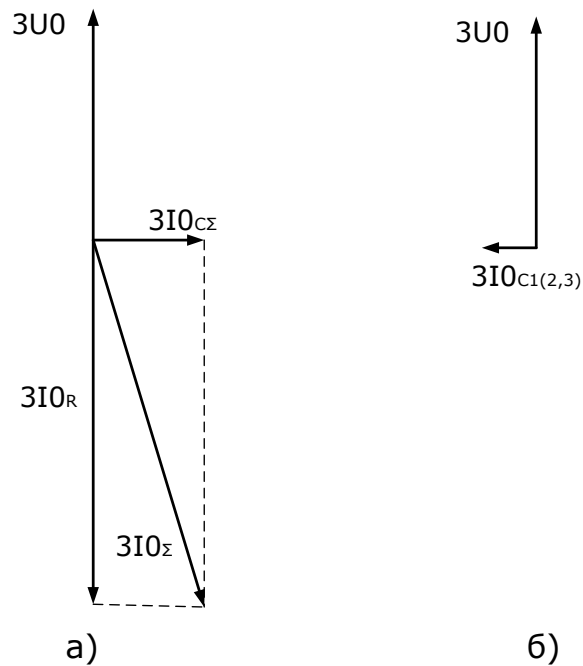


а) векторная диаграмма поврежденного присоединения;

б) векторная диаграмма неповрежденного присоединения.

Рисунок 6.4 – Векторные диаграммы поврежденного и неповрежденных присоединений в сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор

В сети, заземленной через высокоомный резистор, различие в значениях токов поврежденных и неповрежденных присоединений позволяет выполнять защиту с отстройкой от собственного емкостного тока. Из векторных диаграмм следует, что возможно выполнение защиты с контролем направления мощности нулевой последовательности.



- а) векторная диаграмма поврежденного присоединения;
 б) векторная диаграмма неповрежденного присоединения.

Рисунок 6.5 – Векторные диаграммы поврежденного и неповрежденных присоединений в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор

В сети, заземленной через низкоомный резистор, ток, протекающий через резистор, превосходит собственные емкостные токи присоединений, поэтому защиту выполняют ненаправленной с отстройкой уставки срабатывания от собственного емкостного тока присоединения.

6.2.2.3 Расчет емкостных токов присоединений выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 6.2.1.

Ток I_R , протекающий через резистор, зависит от схемы включения резистора и рассчитывается согласно рекомендациям производителя.

6.2.3 Сети с компенсированной нейтралью

6.2.3.1 В сетях установлено большое количество ДГР с ручным управлением и ступенчатой регулировкой тока. Наилучшие условия для погашения дуги соответствуют резонансной настройке ДГР. При отклонении от резонанса условия гашения ухудшаются, поэтому вынужденные расстройки рекомендуется принимать не более 5 %. Согласно [15] допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки - не более 5 %.

6.2.3.2 Лучшие условия для гашения дуги обеспечивают ДГР с автоматической настройкой компенсации. Плавное изменение тока достигается с использованием следующих принципов:

- изменение воздушного зазора в магнитной цепи в ДГР плунжерного типа;
- подмагничивание магнитной системы в ДГР с подмагничиванием.

6.2.3.3 Работа регулятора основывается на одном из следующих принципов:

- использование зависимости напряжения смещения нейтрали от степени расстройки или знака производной напряжения смещения нейтрали от степени расстройки компенсации;
- измерение угла между напряжением смещения нейтрали или током несимметрии и опорным напряжением;
- измерение емкостной проводимости сети с помощью посторонних источников питания, временно подключаемых к нейтрали сети.

Независимо от метода настройка ДГР выполняется в нормальном режиме сети.

6.2.3.4 На рисунке 6.6 представлена первичная схема сети с компенсированной нейтралью и схема замещения нулевой последовательности.

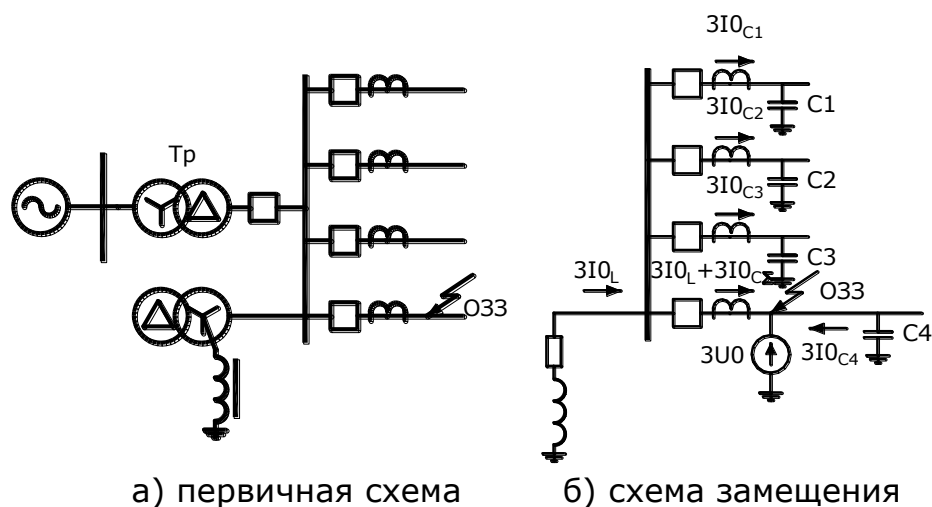
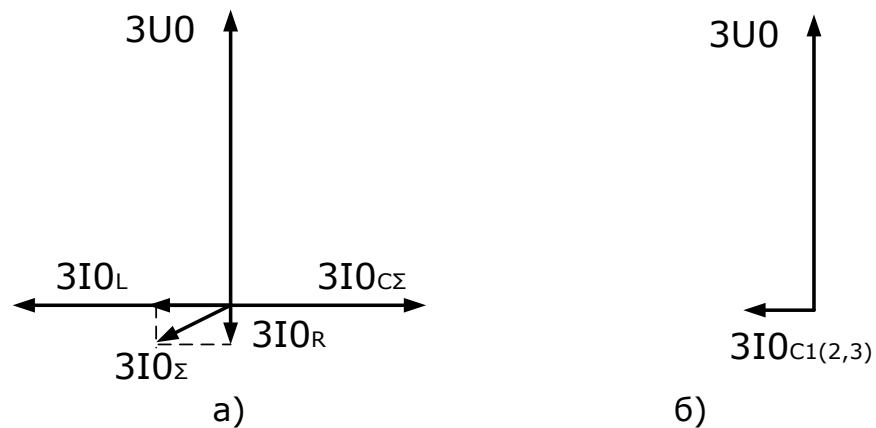


Рисунок 6.6 – Первичная схема и схема замещения нулевой последовательности сети с компенсированной нейтралью

6.2.3.5 Через ТТНП неповрежденных присоединений протекают собственные емкостные токи присоединений, векторная диаграмма представлена на рисунке 6.7 б). Через ТТНП поврежденного присоединения протекает суммарный емкостной ток неповрежденных присоединений и ДГР (векторная диаграмма представлена на рисунке 6.7 а)). Направление токов на схеме замещения принято в соответствии с условно-положительным направлением тока в ТТНП.



- а) векторная диаграмма поврежденного присоединения;
 б) векторная диаграмма неповрежденного присоединения.

Рисунок 6.7 – Векторные диаграммы поврежденного и неповрежденных присоединений в сети с компенсированной нейтралью

6.2.3.6 При резонансной настройке ток ДГР равен суммарному емкостному току сети, а ток замыкания на землю поврежденного присоединения равен его собственному емкостному току. Таким образом, в сетях с компенсированной нейтралью невозможно определить поврежденное присоединение, используя составляющую промышленной частоты. В то же время в месте повреждения протекает активная составляющая тока, обусловленная активным сопротивлением ДГР.

6.2.3.7 Расчет емкостных токов присоединений выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 6.2.1.

6.2.4 Сети с компенсированной нейтралью и кратковременным включением резистора

6.2.4.1 На рисунке 6.8 представлена первичная схема сети с компенсированной нейтралью с подключением резистора и схема замещения нулевой последовательности.

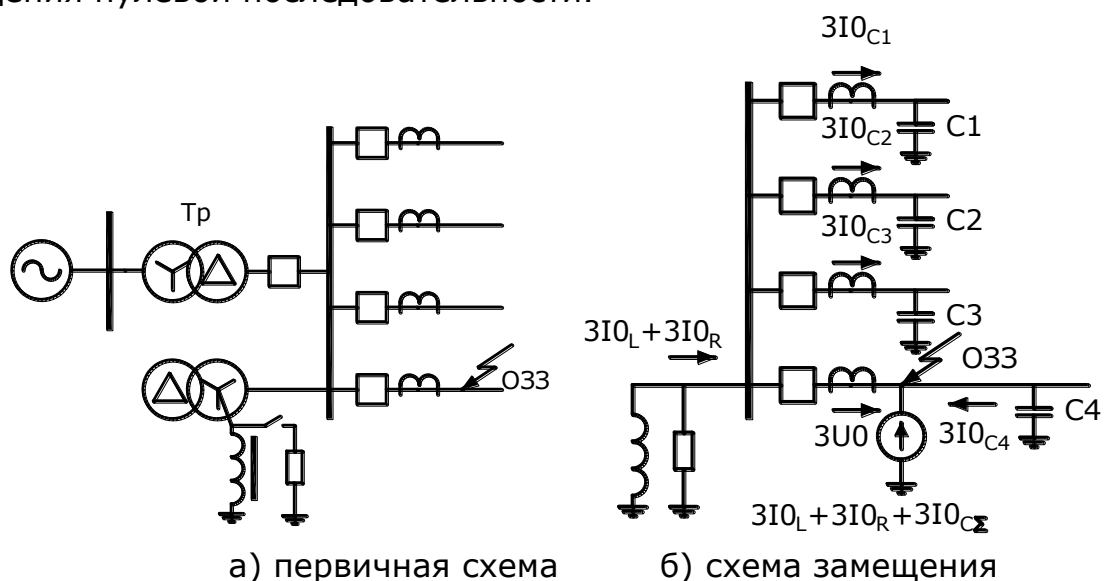
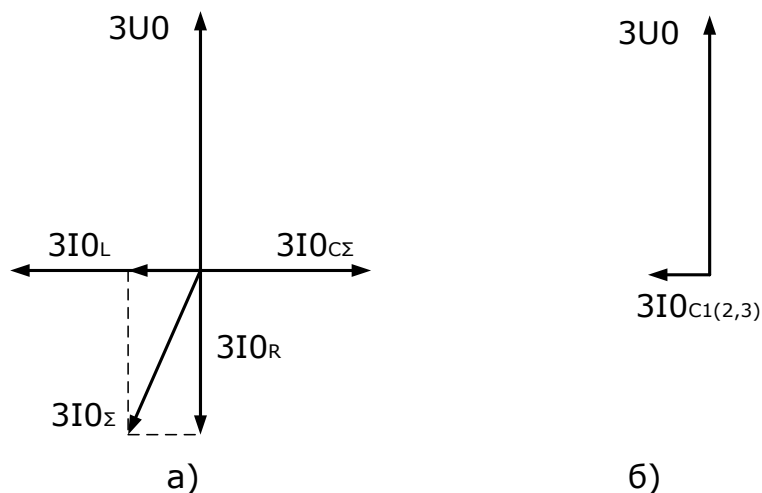


Рисунок 6.8 – Первичная схема и схема замещения нулевой последовательности сети с компенсированной нейтралью и кратковременным включением резистора

6.2.4.2 Через ТНП неповрежденных присоединений протекают собственные емкостные токи присоединений, векторная диаграмма представлена на рисунке 6.9 б). Через ТНП поврежденного присоединения протекает суммарный емкостной ток неповрежденных присоединений, ДГР и резистора (векторная диаграмма представлена на рисунке 6.9 а)). Направление токов на схеме замещения принято в соответствии с условно-положительным направлением тока в ТНП.



- а) векторная диаграмма поврежденного присоединения;
 б) векторная диаграмма неповрежденного присоединения.

Рисунок 6.9 – Векторные диаграммы поврежденного и неповрежденных присоединений в сети с компенсированной нейтралью при включении резистора

6.2.4.3 При подключении резистора в поврежденном присоединении создается активная составляющая тока замыкания на землю, которая отсутствует на неповрежденных присоединениях. Таким образом, возможно выполнение защиты с контролем активной составляющей тока нулевой последовательности.

При использовании низкоомного резистора ток, протекающий через резистор, превосходит собственные емкостные токи присоединений, поэтому защиту выполняют ненаправленной с отстройкой уставки срабатывания от собственного емкостного тока присоединения.

6.2.4.4 Расчет емкостных токов присоединений выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 6.2.1.

6.2.4.5 При резонансной настройке ток ДГР равен суммарному емкостному току сети, а ток замыкания на землю поврежденного присоединения равен его собственному емкостному току.

6.2.4.6 Ток I_R , протекающий через резистор, зависит от схемы включения резистора и рассчитывается согласно рекомендациям производителя.

6.3 Высшие гармонические составляющие тока ОЗЗ

Токи замыкания на землю, помимо составляющих промышленной частоты, могут содержать высшие гармонические составляющие.

Вынужденные высшие гармонические составляющие протекают при наличии замыкания на землю и не затухают. Свободные гармонические составляющие появляются только в переходном режиме замыкания на землю.

6.3.1 Высшие гармонические составляющие установившегося режима

6.3.1.1 Высшие гармонические составляющие установившегося режима обусловлены наличием гармонических составляющих в ЭДС генераторов, а также ЭДС различных гармоник вследствие насыщения магнитопроводов силовых трансформаторов и быстропеременных неравномерных нагрузок (например, выпрямительных установок).

6.3.1.2 Уровень высших гармоник в токе ОЗЗ составляет около 5 % от установившегося значения тока промышленной частоты. При расчете значение тока высших гармоник определить практически невозможно, поэтому уставку определяют по опыту эксплуатации. Предпочтительно использование централизованной защиты от ОЗЗ, так как в этом случае возможно сравнение уровня высших гармоник на всех присоединениях.

6.3.1.3 Защиту, реагирующую на высшие гармонические составляющие установившегося режима, применяют в сетях с компенсированной нейтралью, так как выполнить защиту по составляющей промышленной частоты невозможно.

6.3.2 Высшие гармонические составляющие тока переходного процесса

6.3.2.1 В момент возникновения замыкания на землю возникают токи, обусловленные волновым разрядом поврежденной фазы и зарядом неповрежденных фаз. Разрядный ток продолжается не более 0,01 с и имеет частоту от 1 до 5 кГц, время затухания зарядного тока достигает от 0,015 до 0,250 с, частота находится в пределах от 400 до 800 Гц. Амплитуда волнового тока зависит от фазы напряжения в момент замыкания и параметров контура замыкания и превосходит установившееся значение тока промышленной частоты.

6.3.2.2 Направление мощности свободных составляющих тока ОЗЗ может быть использовано для определения поврежденного присоединения [16]. Отрицательная мощность разрядной волны соответствует линии с замыканием на землю (рисунок 6.10), положительная – линии без замыкания на землю (рисунок 6.11).

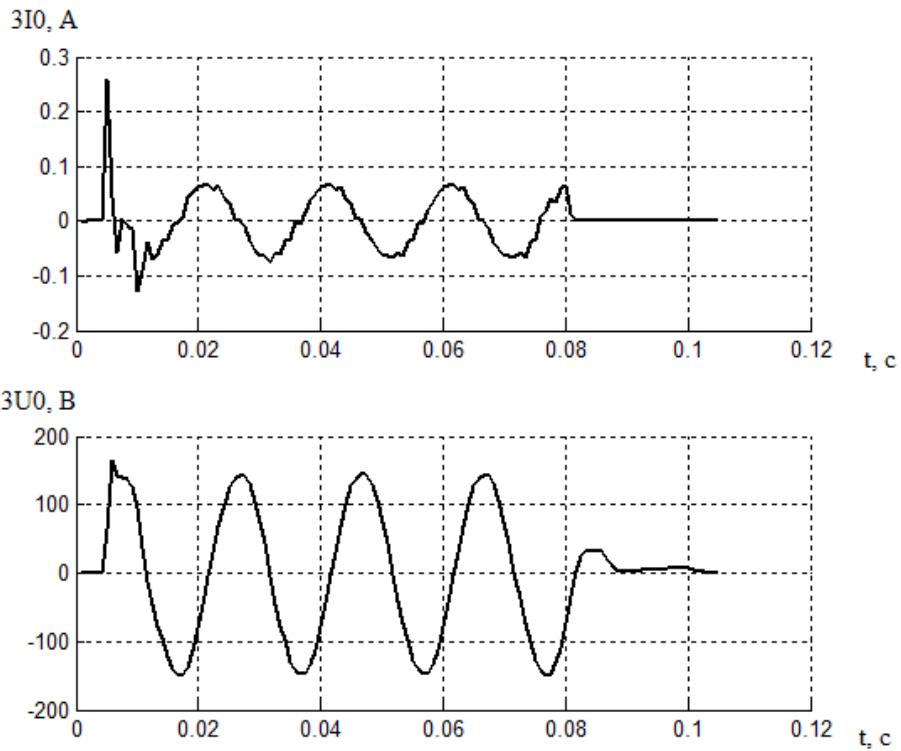


Рисунок 6.10 – Внешнее ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

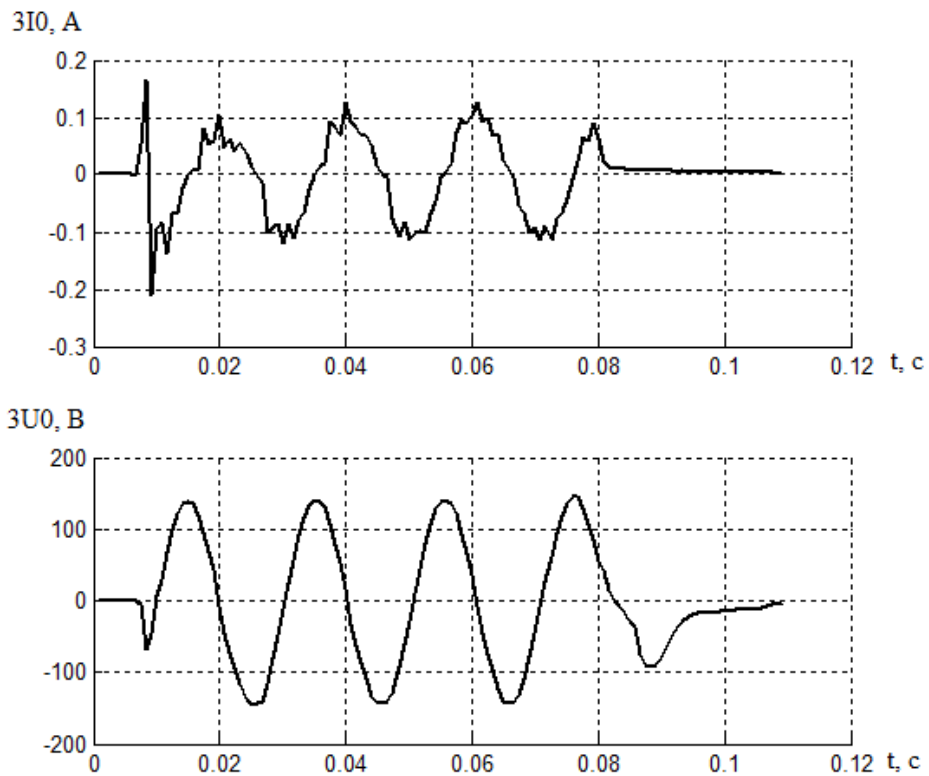


Рисунок 6.11 – Внутреннее ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

6.3.2.3 Защита, реагирующая на направление мощности свободной составляющей тока замыкания на землю, применяется в сетях с изолированной, компенсированной нейтралью и нейтралью, заземленной через высокоомный резистор.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. – СПб.: Издательство ДЕКАН, 2005. – 464 с.
2. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01.
3. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Введ. 1998-03-23.
4. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981- 136 с.
5. Авербух А.М., Рыбак Х.А. Задачи по релейной защите и методы их решения– М.-Л. Госэнергоиздат, 1961. -352 с.
6. Слодарж М.И. Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. – М., «Энергия», 1977. – 216с.
7. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. Введ. 1986-07-01.
8. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. Введ. 1978-07-01.
9. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Введ. 1995-01-01.
10. Рекомендации по расчету сопротивления цепи "фаза-нуль". – М.: Центральное бюро научно-технической информации, 1989.
11. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1988- 172 с.
12. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970. -519 с.
13. РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. Введ. 1988-04-06.
14. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 1. "Защита генераторов, работающих на сборные шины." – М.: «Госэнергоиздат», 1961, – 68 с.
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Введ. 2003-06-30.
16. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М., «Энергия», 1971. – 152 с.

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: расчет тока КЗ, расчет тока замыкания на землю, расчёт тока самозапуска

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

Шейкин И.С.

Технический директор

Гондуров С.А.

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

Соловьёв А.Л.

Начальник отдела релейной
защиты и автоматики

Иванов И.В.

Ведущий инженер-системотехник

Сельков Е.А.

НОРМОКОНТРОЛЬ:

Начальник бюро стандартизации и
технической документации

Ермоленко Л.М.

[illegible]

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: расчет тока КЗ, расчет тока замыкания на землю, расчёт тока самозапуска

Генеральный директор
ООО «НТЦ «Механотроника»

Шейкин И.С.

Технический директор

Гондуров С.А.

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

Начальник отдела релейной
защиты и автоматики

Иванов И.В.

Ведущий инженер-системотехник

Сельков Е.А.

НОРМОКОНТРОЛЬ:

Начальник бюро стандартизации и
технической документации

Ермоленко Л.М.