

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

ПРАКТИКУМ

для студентов специальностей

1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»

и 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»

дневной и заочной форм обучения

Гомель 2022

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 29.09.2020 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *М. Н. Погуляев*

Евминов, Л. И.

Е19 Электромагнитные переходные процессы : практикум для студентов специальностей 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» и 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – 255 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрен, учитывая современные руководящие указания, расчет токов и напряжений при повреждениях и ненормальных режимах в системах электроснабжения. Приведен расчет коротких замыканий и простых замыканий на землю в сетях напряжением 6–35 кВ при изолированной нейтрали и при резистивном заземлении нейтрали. Излагаемый материал иллюстрируется практическими примерами.

Для студентов энергетических специальностей и магистрантов. Может быть использовано слушателями центров подготовки и повышения квалификации инженеров-энергетиков.

**УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2022

Оглавление

Введение 6

В1. Буквенные обозначения величин 7

В2. Термины и определения	8
1. Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях	13
1.1. Общие указания к выполнению расчетов	13
1.2. Схемы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ	13
1.3. Порядок расчета токов коротких замыканий	18
1.4. Общие положения расчета токов КЗ в распределительных сетях.....	26
1.5. Приведение к расчетному напряжению	28
1.6. Определение параметров элементов расчетной схемы	31
1.7. Учёт РПН трансформаторов при расчётах токов КЗ	45
1.8. Учет активного сопротивления дуги в месте КЗ	49
1.9. Учет изменения активного сопротивления проводников при КЗ	51
2. Расчет токов и напряжений при различных видах КЗ	54
2.1. Трехфазные короткие замыкания в одной точке	54
2.2. Метод симметричных составляющих	57
2.3. Порядок расчета токов при несимметричных КЗ	60
2.4. Двухфазное КЗ ($K^{(2)}$) 63	
2.5. Однофазное КЗ ($K^{(1)}$) в сетях с заземленной нейтралью	70
2.6. Двухфазное короткое замыкание на землю	77
3. Однофазное замыкание на землю в распределительных сетях	81
3.1. Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ	83
3.2. Режим изолированной нейтрали	86
3.3. Напряжения при замыкании фазы на землю	91
3.4. Токи замыкания на землю	92
3.5. Расчет токов замыкания на землю	93
3.6. Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ через дугогасящий ре- актор	95
3.7. Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ через резистор (рези- стивное заземление нейтрали)	98
3.8. Расчет тока замыкания при ОЗЗ с учетом сопротивления резистора	
4. Расчет токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ	111
4.1. Общие указания к расчету токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ	114
4.2. Схемы сетей напряжением 0,4 кВ	115

4.3. Последовательность расчета токов КЗ в сетях 0,4 кВ.....	120
5. Приведение на сторону высшего напряжения токов КЗ за трансформатором.....	151
5.1. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_n-0	151
5.2. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11	153
5.3. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой $Y/\Delta-11$	154
5.4. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_n-0	156
5.5. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11	158
5.6. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой $Y/\Delta-11$	162
5.7. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Y_n-0	163
5.8. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y_n	166
5.9. Итоговое заключение. Распределение токов несимметричных КЗ за трансформатором при различных схемах соединения обмоток трансформаторов.....	169
6. Примеры расчетов для распределительных сетей и потребителей электроэнергии.....	173
6.1. Двойные короткие замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.....	173
6.2. Двухстороннее питание места КЗ.....	178
6.3. Расчет токов КЗ при КЗ на стороне выпрямителя.....	186
7. Пример выполнения расчетной работы.....	191
8. Методические указания и расчетные схемы к выполнению домашних заданий.....	207
Список литературы.....	237
Приложения.....	238

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические сети и системы (ЭЭС) характеризуются непрерывностью производства, передачи и потребления электроэнергии во времени, быстротечностью протекания электромагнитных возмущающих воздействий и неизбежностью возникновения повреждений. Это налагает на все режимы работы ЭЭС и персонал особую ответственность по качественному управлению ЭЭС для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей в установившихся и переходных режимах работы.

Электрооборудование, предназначенное для работы в электроэнергетических сетях и системах, выбирается в два этапа. Первый этап – предварительный выбор по параметрам длительных режимов, включая режимы перегрузки. Второй этап - проверка предварительно выбранного электрооборудования по условиям его работы при переходных режимах (процессах), определяющими из которых являются короткие замыкания (КЗ).

Переходный процесс в ЭЭС – процесс перехода от одного установившегося режима работы электроустановки к другому режиму.

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах как при нормальной эксплуатации (включение и отключение нагрузок, источников питания, отдельных частей электроэнергетических сетей и систем, так и в аварийных условиях (КЗ, обрыв нагруженной цепи и т.д.).

Переходные процессы в ЭЭС оказывают существенное влияние на выбор структуры ЭЭС, выявление условий работы ЭЭС при аварийных режимах, а также на выбор средств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому разработка практических методов их количественной оценки является условием фундаментальной подготовки инженеров-электриков и энергетиков, чтобы можно было предвидеть и заранее предотвратить опасные последствия переходных процессов.

Практические задачи, при решении которых инженер-электрик сталкивается с необходимостью количественной оценки тех или иных величин во время электромагнитного переходного процесса, разнообразны и многочисленны. Однако все они объединены целью обеспечения надежности работы отдельных элементов и всей ЭЭС в целом.

В учебном пособии показаны принципы расчета токов и напряжений при КЗ в системах электроснабжения с учетом токоограничающего действия электрической дуги в месте повреждения и с уче-

том схемы соединения обмоток силовых трансформаторов, а также в случае применения резистивного заземления нейтрали в сетях напряжением 6-35 кВ. Приведены примеры решения практических задач.

В1. Буквенные обозначения величин

I	ток, действующее значение;
i	ток, мгновенное значение;
\underline{I}	ток комплексный, действующее значение;
I_m	ток, амплитудное значение;
$I_{ном}$	номинальный ток;
$i_{уд}$	ударный ток КЗ;
I_t, i_t	ток в момент t ;
I_∞	ток установившегося режима;
I_k	ток КЗ, общее обозначение
$I_\Pi; i_\Pi$	периодическая составляющая тока КЗ;
$I_a; i_a$	апериодическая составляющая тока КЗ ($I_a = i_a$);
$I_{п0}$	начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ($t = 0$);
i_{a0}	начальное значение апериодической составляющей тока КЗ;
I_A, I_B, I_C	токи соответственно фаз А, В, С;
I_N	ток в нейтральном проводе;
I_1, I_2, I_0	ток прямой, обратной и нулевой последовательностей;
I''	сверхпереходный ток;
U	напряжение, действующее значение;
$U_{раб.нб}$	наибольшее рабочее напряжение;
$U_{ном}$	номинальное напряжение;
$U1, U2, U0$	напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
ΔU	потеря напряжения;
$\cos \varphi$	коэффициент мощности;
E	электродвижущая сила, действующее значение;
P	мощность активная;
Q	мощность реактивная;
S	мощность полная, модуль;
f	частота колебаний электрической величины;
ω	частота колебаний электрической величины, угловая;
R, r	сопротивление активное;
X, x	сопротивление реактивное;
Z, \underline{z}	сопротивление полное, модуль или комплексное;
X_L	сопротивление реактивное, индуктивное;
X_C	сопротивление реактивное, емкостное;

Z_1, Z_2, Z_0	сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей;
Y	проводимость электрическая, модуль;
T_a	постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;
ρ	удельное сопротивление;
γ	удельная проводимость;
α	температурный коэффициент сопротивления;
ϑ	температура в шкале Цельсия;
T	постоянная времени электрической цепи;
θ	превышение температуры;
S	сечение проводника;
$K_{уд}$	ударный коэффициент;
K_T	коэффициент трансформации силового трансформатора;
KI	коэффициент трансформации трансформатора тока;
N	число витков обмотки;
a	расстояние между фазами;
$t_{с.в.откл}$	собственное время отключения выключателя;
$t_{откл}$	время отключения КЗ, расчетная продолжительность КЗ;
$K^{(3)}$	трехфазные короткие замыкания;
$K^{(2)}$	двухфазные короткие замыкания;
$K^{(1)}$	однофазные короткие замыкания;
$Z^{(1)}$	простые замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью;
$Z^{(1+1)}$	двойные КЗ на землю в сети с изолированной нейтралью.

В2. Термины и определения

Силовые элементы - вырабатывающие электроэнергию (генераторы), преобразующие электроэнергию (трансформаторы, выпрямители, инверторы), передающие и распределяющие электроэнергию (ЛЭП, электрические сети), потребляющие электроэнергию (нагрузки).

Элементы управления - элементы, регулирующие и изменяющие состояние ЭЭС (регуляторы возбуждения синхронных машин, выключатели и т. п.).

Нормальные режимы сопровождают текущую эксплуатацию ЭЭС, так как они возникают при обычных эксплуатационных операциях – включении и отключении генераторов, трансформаторов, от-

дельных ЛЭП и нагрузок, а также при нормальных эксплуатационных изменениях схемы ЭЭС.

Аварийные режимы возникают вследствие резких и существенных изменений параметров ЭЭС или режима – при КЗ и их отключении, при аварийном изменении схемы ЭЭС, аварийном отключении генераторов

Распределительные электрические сети - воздушные и кабельные сети напряжением 6-35 кВ и сети напряжением 0,4 кВ, по которым электроэнергия передается потребителям от питающих центров через понижающие трансформаторы.

Короткое замыкание - замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Короткое замыкание на землю - короткое замыкание в электроустановке, обусловленное соединением с землей какого-либо ее элемента.

Трехфазное короткое замыкание - короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной электроэнергетической системе.

Однофазное короткое замыкание - короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяется только одна фаза.

Двухфазное короткое замыкание - короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной электроэнергетической системе.

Двойное короткое замыкание на землю - совокупность двух однофазных замыканий на землю в различных, но электрически связанных частях электроустановки.

Трехфазное короткое замыкание на землю - короткое замыкание на землю в трехфазной электроэнергетической системе с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются три фазы.

Простое замыкание на землю - замыкание на землю в сетях с изолированной, компенсированной нейтралью или при резистивном заземлении нейтрали, не приводящее к значительному увеличению тока в распределительной сети.

Удаленное короткое замыкание - короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуды периодической составляющей то-

ка данного источника энергии в начальный и произвольный моменты времени практически одинаковы.

Неудаленное короткое замыкание - короткое замыкание в электроустановке, при котором амплитуды периодической составляющей тока источника энергии в начальный и произвольный моменты времени значительно отличаются.

Предшествующий режим - режим работы электроустановки непосредственно перед моментом возникновения короткого замыкания.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания - свободная составляющая тока короткого замыкания, изменяющаяся во времени без перемены знака.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания - составляющая тока короткого замыкания, изменяющаяся по периодическому закону с рабочей частотой.

Мгновенное значение тока короткого замыкания - значение тока короткого замыкания в рассматриваемый момент времени.

Действующее значение тока короткого замыкания - среднее квадратичное значение тока короткого замыкания за период рабочей частоты, середина которого есть рассматриваемый момент времени.

Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания - значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Установившийся ток короткого замыкания - значение тока короткого замыкания после окончания переходного процесса, характеризующегося затуханием всех свободных составляющих этого тока и прекращением изменения тока от воздействия устройств автоматического регулирования возбуждения источников энергии.

Ударный ток короткого замыкания - наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания.

Симметричные составляющие несимметричной трехфазной системы токов короткого замыкания - три симметричные трехфазные системы токов короткого замыкания прямой, обратной и нулевой последовательностей, на которые данная несимметричная трехфазная система токов короткого замыкания может быть разложена.

Ток короткого замыкания прямой последовательности - один из токов симметричной трехфазной системы токов короткого замыкания прямого следования фаз.

Ток короткого замыкания обратной последовательности - один из токов симметричной трехфазной системы токов короткого замыкания обратного следования фаз.

Ток короткого замыкания нулевой последовательности - один из токов симметричной неуравновешенной трехфазной системы токов короткого замыкания нулевого следования фаз.

Ожидаемый ток короткого замыкания - ток короткого замыкания, который был бы в электрической цепи электроустановки при отсутствии действия установленного в ней токоограничивающего коммутационного электрического аппарата.

Пропускаемый ток короткого замыкания - наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания в электрической цепи электроустановки с учетом действия токоограничивающего коммутационного электрического аппарата.

Сквозной ток короткого замыкания - ток, проходящий через включенный коммутационный электрический аппарат при внешнем коротком замыкании.

Мощность трехфазного короткого замыкания - условная величина, равная увеличенному в $\sqrt{3}$ раз произведению тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени на номинальное линейное напряжение соответствующей сети.

Продольная несимметрия в электроустановке - несимметрия трехфазной электроустановки, обусловленная последовательно включенным в ее цепь несимметричным трехфазным элементом.

Поперечная несимметрия в электроустановке - несимметрия трехфазной установки, обусловленная коротким замыканием одной или двух фаз на землю или двух фаз между собой.

Однократная несимметрия в электроустановке - продольная или поперечная несимметрия, возникшая в одной точке трехфазной электроустановки.

Сложная несимметрия в электроустановке - несимметрия трехфазной электроустановки, представляющая собой комбинацию из продольных и поперечных несимметрий.

Особая фаза электроустановки - фаза трехфазной электроустановки, которая при возникновении продольной или поперечной несимметрии оказывается в условиях, отличных от условий для двух других фаз.

Граничные условия при несимметрии - характерные соотношения для токов и напряжений в месте повреждения при данном виде несимметрии.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания - постоянная времени, характеризующая скорость затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Расчетные условия короткого замыкания элемента электроустановки - наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которых может оказаться рассматриваемый элемент электроустановки при коротких замыканиях.

Расчетная схема электроустановки - электрическая схема электроустановки, при которой имеют место расчетные условия короткого замыкания для рассматриваемого ее элемента.

Расчетный вид короткого замыкания - вид короткого замыкания, при котором имеют место расчетные условия короткого замыкания для рассматриваемого элемента электроустановки.

Расчетная точка короткого замыкания - точка электроустановки, при коротком замыкании в которой для рассматриваемого элемента электроустановки имеют место расчетные условия короткого замыкания.

Расчетная продолжительность короткого замыкания - продолжительность короткого замыкания, являющаяся расчетной для рассматриваемого элемента электроустановки при определении воздействия на него токов короткого замыкания.

1. Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях

1.1. Общие указания к выполнению расчетов в сетях с изолированной нейтралью.

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ эксплуатируются с незаземленными (изолированными) нейтралями и в них могут возникать многофазные короткие замыкания (КЗ): трехфазные $K^{(3)}$ и двухфазные $K^{(2)}$. При возникновении многофазных КЗ токи в поврежденных фазах значительно увеличивается.

Замыкание одной фазы на землю в сетях с незаземленными нейтралями незначительно увеличивает ток в поврежденной фазе. Такие замыкания называют простыми замыканиями на землю и обозначаются они $Z^{(1)}$. При простых замыканиях на землю треугольник линейных напряжений не изменяется, все потребители могут продолжать нормально работать и быстрого отключения однофазного замыкания на землю не требуется. Для таких сетей допускается работа с замыканием на землю до устранения повреждения персоналом в минимально возможный срок.

Расчет токов КЗ в распределительных сетях может выполняться в именованных или в относительных единицах. Точность расчетов при этом одинаковая. Для распределительных сетей обычно приходится учитывать активные и индуктивные сопротивления линий и трансформаторов по справочникам или расчетным способом. Все данные в справочниках чаще приводятся в именованных единицах, поэтому для уменьшения пересчетов расчеты для распределительных сетей целесообразно проводить в именованных единицах. Вторым преимуществом расчета в именованных единицах является то, что после каждого вычисления появляется результат в именованных единицах, что позволяет непрерывно контролировать правильность ведения расчетов и получаемых результатов. Учитывая вышеизложенное, все примеры расчетов в методическом указании приведены с применением именованных единиц.

1.2. Схемы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ

Схемы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ могут выполняться следующих видов (рисунок 1.1):

- Радиальные сети: простая радиальная схема, двойная радиальная схема, параллельная схема, схема с двойным питанием и с двойной системой сборных шин (рисунки 1.1, а, б, в, г).

- Замкнутые сети: с разомкнутой кольцевой сетью, с замкнутой кольцевой сетью (рис. 1.1, *д, е*).
- Схемы, включающие источник внутреннего производства энергии: с агрегатом для местного производства, с резервным источником питания (рис. 1.1, *ж, з*)

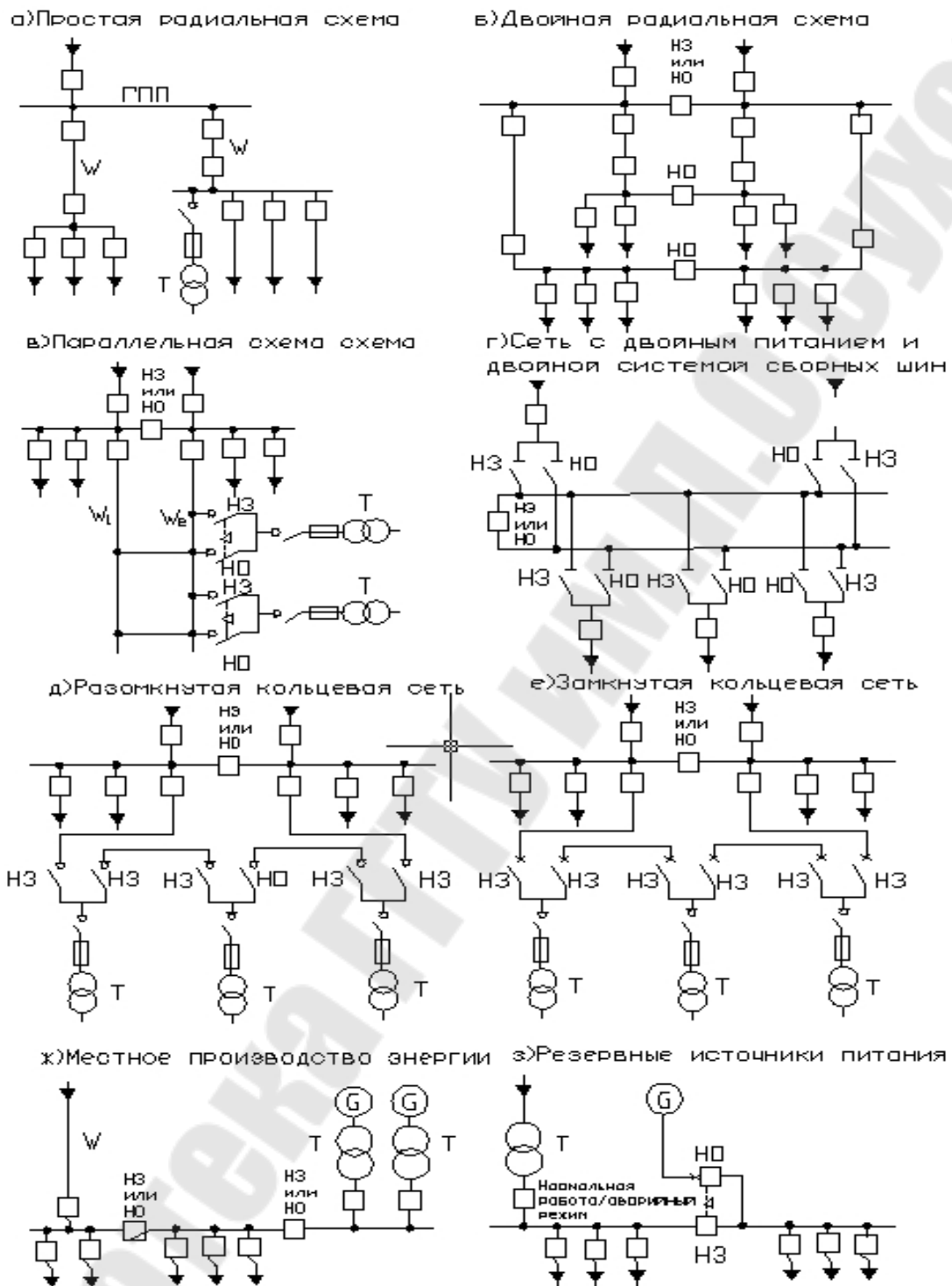


Рис. 1.1. Схемы распределительных сетей напряжением 6–35 кВ. Условные обозначения для коммутационных аппаратов: НЗ – нормально замкнут, НО – нормально разомкнут. Все выключатели без условного обозначения находятся в нормально замкнутом положении.

В табл. 1.1, 1.2, 1.3 приведены основные характеристики каждой архитектуры схем.

Таблица 1.1

Основные характеристики радиальных сетей

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Простая радиальная схема (рисунок 1.1,а)	Процессы, не требующие постоянной подачи питания	Наиболее простая структура. Легкость в организации защиты. Минимальная стоимость защит	Низкая надежность. Длительное время отключения при возникновении повреждения. Только одно повреждение влечет за собой отключение питания радиальной сети.
Двойная радиальная схема (рис. 1.1,б)	Непрерывные производственные процессы (черная металлургия, нефтехимия)	Надежность бесперебойного питания. Возможность проведения техн. обслуживания сборных шин с главного распределительного щита.	Дорогостоящий вариант организации сети. Частичное функционирование сборных шин в случае проведения технического обслуживания
Параллельная схема (рис.1.1, в)	Разветвленные сети.	Надежность бесперебойного питания. Простота организации защиты Надежность бесперебойного питания. Гибкость использования: переключение с одной системы сборных шин на другую без отключения питания.	Необходимость использования функций автоматического управления Дальнейшее расширение ограничено.
Сеть с двойным питанием и двойной системой шин (рис. 1.1, г)	Процессы с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Процессы с большим изменением нагрузки.	Гибкость в техническом обслуживании	Дорогостоящий вариант организации сети. Необходимость использования функций автоматического управления.

Таблица 1.2

Основные характеристики замкнутых сетей

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Разомкнутая кольцевая сеть (рисунок 1.1,д)	Очень разветвленные сети. Значительное дальнейшее расширение. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта.	Более дешевый вариант по сравнению с замкнутой кольцевой сетью. Простота организации релейной защиты.	Отключение питания участка сети при возникновении повреждения на время восстановления конфигурации сети. Необходимость использования функций автоматического управления.
Замкнутая кольцевая сеть (рисунок 1.1,е)	Сети с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Очень разветвленные сети. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта.	Надежность бесперебойного питания. Отсутствие в необходимости использования функций автоматического управления.	Дорогостоящий вариант организации сети. Сложная система релейной защиты

Таблица 1.3

Основные характеристики сетей производства электроэнергии

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Местное производство электроэнергии (рис. 1.1, ж)	Промышленные объекты с использованием процесса производства энергии на собственной электрической станции	Надежность бесперебойного питания. Низкая стоимость электроэнергии.	Дорогостоящий вариант решения.
Резервные аварийные источники питания (рис. 1.1, з)	Промышленные объекты и объекты обслуживания населения (например больницы)	Надежность бесперебойного питания приоритетных потребителей.	Необходимость использования функций автоматического управления.

Построение первичных схем сетей 6–35 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения, технико-экономическими показателями, удобством обслуживания, а также требованиями релейной защиты и автоматики. Для распределительных сетей 6–35 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, коммутационных аппаратов и релейных защит. Схема защиты распределительных сетей напряжением 6–35 кВ выбирается в соответствии режимом работы сети и ее схемой, сложность которой

обуславливает эксплуатационную готовность и инвестиционные затраты. Поэтому для каждого вида схем выбирается архитектура распределительной сети с учетом критерия оптимальных технико-экономических условий.

1.3. Порядок расчета токов и напряжений при коротких замыканиях

При решении задач по определению токов КЗ можно выделить следующие основные этапы:

1. Выбор расчетных условий коротких замыканий в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ.

2. Определение параметров элементов расчетной схемы. Параметры элементов расчетной схемы устанавливаются в соответствии с их паспортными данными. При отсутствии паспортных данных параметры элементов расчетной схемы можно выбирать из справочной литературы.

3. Составление схемы замещения. Схемы замещения выполняются в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС отмечаются в числителе порядковыми номерами, а в знаменателе указываются их величины (рис. 1.2)

4. Расчет режима КЗ. После составления схемы замещения и ее преобразования к простейшему виду расчет токов и напряжений при КЗ представляет собой обычную задачу вычисления токов и напряжений в схеме с известными для нее сопротивлениями и приложенными ЭДС. Решение такой задачи в общем случае выполняется с помощью законов Ома и Кирхгофа.

1.3.1. Расчетными условиями КЗ являются наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия КЗ. Расчетные условия КЗ формируются на основе опыта эксплуатации электроустановок, анализа отказов электрооборудования и последствий КЗ. Расчетные условия КЗ определяются индивидуально для каждого элемента электроустановки. В соответствии с целевым назначением проводимого на практике расчета токов КЗ расчетные условия весьма разнообразны и при решении разных задач могут быть даже противоречивыми.

К расчетным условиям относятся:

- расчетная схема электроустановки,
- расчетный вид КЗ,
- выбор места расположения точки КЗ,
- выбор расчетной продолжительности КЗ.

1.3.2. Расчетная схема электроустановки включает в себя все элементы электроустановки и примыкающей к ней части электроэнергетической системы (ЭЭС), исходя из условий, предусмотренных продолжительной работой электроустановки с перспективой ее развития не менее чем на 5 лет.

При составлении расчетной схемы необходимо исходить из следующих условий:

- ЭДС всех источников совпадают по фазе, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;

- КЗ происходит в тот момент времени, при котором ударный ток КЗ имеет максимальное значение;

- наиболее удаленную от точки КЗ часть ЭЭС допустимо представлять в виде одного источника энергии, имеющего неизменную по амплитуде ЭДС и сопротивление, равное эквивалентному сопротивлению заменяемой части ЭЭС.

- все источники, включенные в расчетную схему, работают одновременно, причем к моменту возникновения КЗ синхронные двигатели работают с номинальной нагрузкой и с номинальным напряжением, а асинхронные – с 50 %-ной нагрузкой. В расчетную схему электроустановки включаются все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели). Влияние асинхронных двигателей допустимо не учитывать при мощности двигателя менее 100 кВт, если они отделены от точки КЗ токоограничивающим реактором или силовым трансформатором. Если асинхронные двигатели отделены от расчетной точки КЗ двумя плечами сдвоенного реактора или двумя и более ступенями трансформации, то их можно не учитывать и при мощностях двигателя более 100 кВт.;

- все синхронные двигатели имеют автоматическое регулирование напряжения и устройства для форсировки возбуждения.

Таким образом, составленная расчетная схема в однофазном исполнении (рис. 1.2, а) должна включать участвующие в питании КЗ генераторы и все элементы их связей как с местом КЗ, так и между собой – линии, кабели, трансформаторы, реакторы. Дополнительные источники – синхронные компенсаторы, крупные двигатели, мелкие станции следует сводить в схему только в тех случаях, когда они сравнительно близко расположены к месту КЗ.

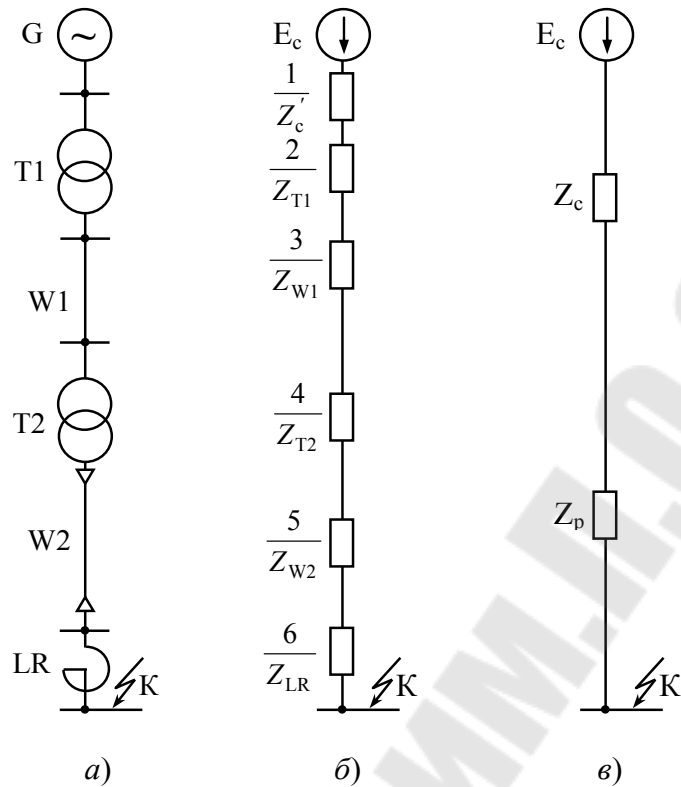


Рис. 1.2. Расчетная схема (а), схема замещения (б) и преобразованная схема замещения (в) для расчета тока КЗ в распределительной сети

Очень крупные источники (смежные системы и др.) часто можно заменять источниками неограниченной мощности, т. е. считать, что напряжения в точках их присоединения в схеме остаются неизменными в течение всего процесса КЗ.

При учете нагрузок их можно объединить в достаточно крупные группы, такие как: нагрузка района сети, подстанции, секции шин.

1.3.3. Составление схемы замещения. При расчете токов КЗ следует по расчетной схеме составить соответствующую схему замещения (рисунок 1.2, б).

Если известны фактические коэффициенты трансформации всех трансформаторов и автотрансформаторов расчетной схемы, то составление схемы замещения следует производить с учетом этих коэффициентов трансформации (точное приведение). Если же фактические коэффициенты трансформации части трансформаторов и автотрансформаторов неизвестны, то допускается при составлении схемы замещения указанные коэффициенты учитывать приближенно при средних значениях напряжений (приближенное приведение).

1.3.4. Преобразование схем замещения. После составления схемы замещения, определения сопротивлений всех элементов и приведения этих сопротивлений к одной ступени трансформации схема преобразуется к простому виду, показанному на рис. 1.3.

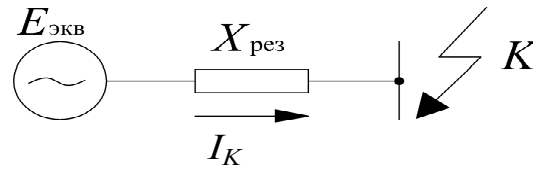


Рис. 1.3. Результирующая схема замещения

Для преобразования схем используются методы, известные из курса ТОЭ.

При преобразованиях схем в ходе выполнения расчетов нужно учитывать некоторые специфические особенности:

1. Первоочередной задачей расчета КЗ является нахождение тока непосредственно в аварийной ветви или в месте КЗ. Поэтому преобразование схемы нужно вести так, чтобы аварийная ветвь по возможности была сохранена до конца.

2. Часто схема замещения является симметричной относительно некоторой промежуточной точки. Использование этого обстоятельства позволяет значительно упростить преобразование схемы. Например, если в представленной на рисунке 1.4,а схеме параметры $T1$ и $T2$, $G1$ и $G2$ одинаковы, то потенциалы точек A и B одинаковы, поэтому точки A и B можно либо закоротить, либо разорвать.

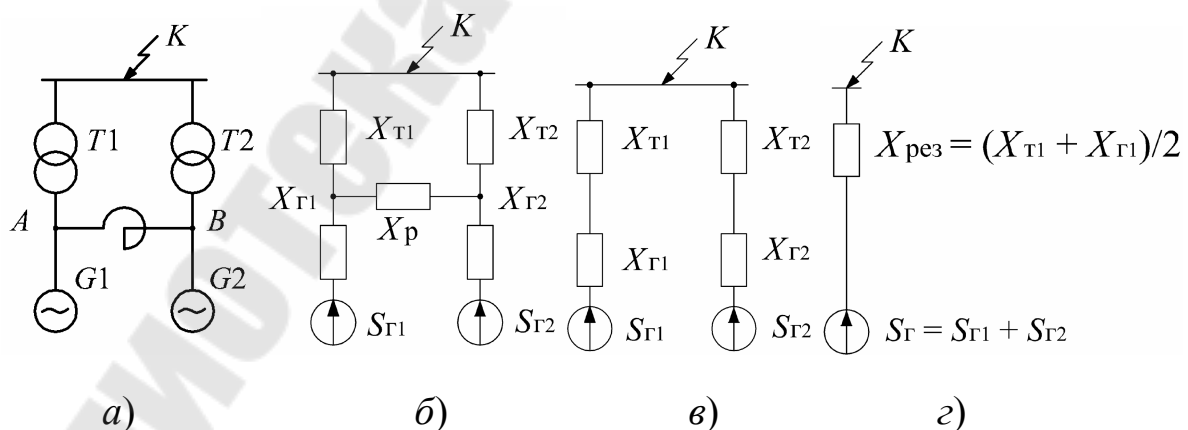


Рис. 1.4. Преобразование симметричной схемы

3. Замена двух и более однотипных источников питания одним эквивалентным возможна, если источники питания находятся в прак-

тически одинаковых условиях по отношению к точке КЗ, что проверяется по условию

$$S_{1\text{ном}} x_{*\text{рез1}} / (S_{2\text{ном}} x_{*\text{ном2}}) = 0,4 - 2,5, \quad (1.1)$$

где $S_{1\text{ном}}$, $S_{2\text{ном}}$ – номинальные мощности источников питания; $x_{*\text{рез1}}$, $x_{*\text{рез2}}$ – результирующие сопротивления между соответствующим источником питания и точкой КЗ.

Если расчетное сопротивление ветви между источником питания и точкой КЗ $x_{*\text{расч}} \geq 3$, то объединение источников питания допустимо при наличии в схеме ветвей, содержащих источник бесконечной мощности ($U = \text{const}$). Если источник сопротивления ветви $x_{*\text{расч}} \leq 3$, объединять их в один эквивалентный источник не рекомендуется, так как при этом ухудшается точность определения тока КЗ.

4. Коэффициенты распределения токов. В практике расчетов токов КЗ часто возникает необходимость в определении взаимных сопротивлений между точкой КЗ и отдельными источниками. Для этой цели используются коэффициенты распределения. Рассмотрим случай, когда два источника связаны с точкой КЗ через общее сопротивление X_3 (рис. 1.5). Для получения схемы рис.1.5, б необходимо:

а) определить результирующее сопротивление из схемы, приведенной на рис. 1.5, а:

$$X_{\text{рез}} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_3 = X_9 + X_3; \quad (1.2)$$

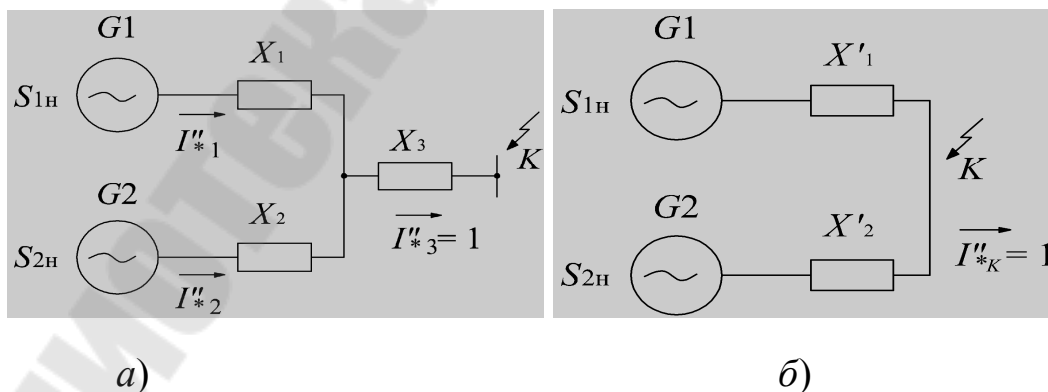


Рис. 1.5. Преобразование схемы с помощью коэффициентов распределения

б) принять относительное значение сверхпереходного тока КЗ в точке K равным 1, т. е. $I''_{*K} = 1$, откуда в соответствии с законами Кирхгофа можно записать уравнения:

$$I''_{1*} + I''_{2*} = I''_{K*} = 1; \quad (1.3)$$

$$I''_{*1} X_1 = I''_{*2} X_2; \quad (1.4)$$

в) совместно решая (1.3 и 1.4), находим:

$$I''_{1*} = \frac{X_2}{X_1 + X_2} = C_1; \quad I''_{2*} = \frac{X_1}{X_1 + X_2} = C_2, \quad (1.5)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты распределения, т. е. относительные значения токов КЗ, которыми каждый генератор участвует в питании точки КЗ.

Коэффициенты C_1 и C_2 могут быть определены следующим образом:

$$C_1 = X_2 / X_{\Sigma}; \quad C_2 = X_1 / X_{\Sigma}; \quad C_1 + C_2 = 1;$$

г) для замены схемы на рисунке 1.5, а схемой на рисунке 1.5, б необходимо соблюсти условия:

$$\frac{X'_1 X'_2}{X'_1 + X'_2} = X_{\text{рез}}; \quad \frac{X'_1}{X'_2} = \frac{I''_{2*}}{I''_{1*}} = \frac{C_2}{C_1}; \quad (1.6)$$

д) решая совместно (1.6), получим:

$$X'_1 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2}. \quad (1.7)$$

Если к точке короткого замыкания через общее сопротивление X_0 присоединены n источников, то расчет производится в следующей последовательности:

а) определяются эквивалентное и результирующее сопротивления:

$$X_{\text{ЭКВ}} = X_1 \parallel X_2 \parallel \dots \parallel X_n; \quad X_{\text{рез}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_0; \quad (1.8)$$

б) определяются коэффициенты токораспределения:

$$C_1 = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_1}; \quad C_2 = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_2}; \quad \dots; \quad C_n = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_n}, \quad (1.9)$$

причем $C_1 + C_2 + \dots + C_n = 1$;

в) рассчитываются сопротивления новой схемы замещения:

$$X'_1 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2}; \quad \dots; \quad X'_n = \frac{X_{\text{рез}}}{C_n}. \quad (1.10)$$

Трудность преобразования схем замещения в значительной степени определяется выбранным порядком выполнения операций по упрощению схемы. Поэтому при преобразовании схем следует придерживаться такого порядка расчетов и записи результатов, которые обеспечивают простую проверку получаемых результатов.

После получения простейшей схемы (рис. 1.3), содержащей место КЗ и эквивалентную ЭДС за эквивалентным сопротивлением для расчета тока в месте КЗ, используют закон Ома, а для определения токов и напряжений в других ветвях схемы (если в этом есть необходимость) совершают обратный переход – от простейшей схемы к более сложной, вплоть до исходной.

1.3.5. Выбор расчетного вида КЗ зависит от назначения расчета.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (шин) вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение.

При проверке кабелей на термическую устойчивость расчетной точкой КЗ является:

- для одиночных кабелей одной строительной длины – точка КЗ в начале кабеля;
- для одиночных кабелей со ступенчатым сечением по длине – точка КЗ в начале каждого участка нового сечения;
- для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии – точка КЗ в начале каждого кабеля.

1.3.6. Выбор расчетной точки КЗ. Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемо-

го элемента электроустановки в зависимости от того, когда для этого элемента создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Например, при двустороннем питании точки КЗ расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки.

Выбор расчетной точки КЗ в зависимости от назначения расчета производится из следующих основных соображений:

- ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается или проверяется аппаратура;

- для определения наибольшего значения тока КЗ при данном режиме место КЗ выбирается у места установки аппарата, релейной защиты (в начале линии, до реактора, до трансформатора и т. д., считая от источника питания). Для определения наименьшего значения тока КЗ место КЗ выбирается в конце линии, за реактором, за трансформатором и т. д., считая от источника питания)..

1.3.7 .Расчетная продолжительность КЗ. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времен действия релейной защиты (с учетом действия АПВ) ближайшего к месту КЗ выключателя и полного времени отключения этого выключателя

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму минимально возможного действия релейной защиты данного присоединения и собственного времени отключения коммутационного аппарата.

При проверке кабелей на невозгораемость при КЗ в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времен действия резервной защиты и полного времени отключения выключателя присоединения.

1.3.8. Выбор режима ЭЭС, предшествующего КЗ. Режим ЭЭС значительно влияет на величину токов КЗ. Так, если расчет выполняется для выбора или проверки аппаратуры, то расчетный режим должен быть таким, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение.

Для определения максимального или минимального значения тока КЗ режим работы ЭЭС принимается, соответственно, максимальным или минимальным.

Максимальный режим характеризуется следующими условиями:

- включены все источники энергии, влияющие на ток КЗ (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели), а также трансформаторы, линии, питающие сеть или распределительное устройство, в которых рассматривается КЗ;

- при расчете КЗ на землю включены все трансформаторы и автотрансформаторы, нормально работающие с заземленной нейтралью;

- схема участка сети, непосредственно примыкающая к месту КЗ, такова, что по элементу проходит максимальный ток КЗ.

Минимальный режим характеризуется условиями, противоположными максимальному режиму (при отключенной практически возможной части источников питания, генераторов, трансформаторов, линий), а схема соединений принимается такой, при которой по защищаемому элементу проходит минимальный ток КЗ.

1.4. Общие положения расчета токов КЗ в распределительных сетях

Основной особенностью распределительных сетей 6–35 кВ является их значительная электрическая удаленность от генераторов ЭЭС (рис. 1.2, *а*). Путем преобразования схемы генераторы и сети ЭЭС (рис. 1.2, *б*) приводят к простейшей схеме замещения (рис. 1.2, *в*). В этой схеме все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с ЭДС E_c . Сопротивления всех питающих линий, трансформаторов и генераторов до шин подстанции распределительной сети заменяются полным сопротивлением системы Z_c . Полное сопротивление распределительной сети Z_{pc} определяется для каждого случая по данным рассчитываемой сети: длине, сечению проводов линий, паспортным данным трансформаторов, длине, сечению и конструкции кабелей и т. п.

Таким образом, вся расчетная схема приводится к схеме изображенной на рис. 1.2, *в*, а полное сопротивление $Z_{KЗ}$ от эквивалентного источника питания до точки КЗ составляет

$$Z_{KЗ} = Z_c + Z_{pc}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I_{по}^{(3)}$ определяется как для источника с неизменной линейной ЭДС E_c , кВ

$$I_{по}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3}Z_{KЗ}} = \frac{E_c}{\sqrt{3}(Z_c + Z_{pc})}, \text{ кА}, \quad (1.11)$$

где величины Z_c и Z_{pc} определены для одной фазы и приведены к ступени напряжения точки КЗ, Ом/фазу.

При значительной электрической удаленности распределительной сети обычно не учитывают переходные процессы в генераторах, считая все КЗ удаленными, что упрощает расчеты.

В практических расчетах фазная ЭДС генераторов E_c заменяется линейным напряжением холостого хода U_x вторичной обмотки трансформатора, питающего распределительную сеть.

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3}(Z_c + Z_{pc})} = \frac{U_x}{\sqrt{3}Z_{Kc}}, \text{ кА.} \quad (1.12)$$

Для ЭСС сложной конфигурации величина Z_c определяется расчетами, которые обычно выполняются с помощью ЭВМ. В результате для всех подстанций и электростанций ЭЭС определяется ток КЗ на шинах, питающих распределительную сеть $I_{поc}^{(3)}$, (рис. 1.2, в). Зная величину $I_{поc}^{(3)}$, определяется Z_{Kc} для расчетов токов КЗ в самой распределительной сети

$$Z_{Kc} = \frac{U_x}{\sqrt{3} I_{поc}^{(3)}}, \text{ Ом.} \quad (1.13)$$

Иногда вместо тока трехфазного КЗ $I_{поc}^{(3)}$ задается мощность трехфазного КЗ $S_{KC}^{(3)}$, (МВА), которая равна $S_{KC}^{(3)} = \sqrt{3} U_x \cdot I_{поc}^{(3)}$. Сопротивление системы в этом случае определяется по формуле

$$Z_{Kc} = \frac{U_x^2}{S_{KC}^{(3)}}, \text{ Ом.} \quad (1.14)$$

В ряде случаев сопротивление Z_c по сравнению с Z_{pc} настолько мало, что им можно пренебречь и принять $Z_c = 0$. Такой случай считается питанием распределительной сети от ЭЭС бесконечной мощности. Для практических расчетов можно считать ЭЭС бесконечной мощности, если выполняется условие

$$S_{\Sigma} / S_{KC}^{(3)} \leq 3, \quad (1.15)$$

где S_{Σ} – суммарная мощность всех генераторов ЭЭС, МВ·А; $S_{KC}^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ на шинах подстанции, питающей распределительную сеть, МВ·А.

Следующей особенностью расчета токов КЗ в распределительных сетях является необходимость учета активных сопротивлений. Считается, что пренебрегать активным сопротивлением можно, если

$$X_{pc}/R_{pc} \geq 3. \quad (1.16)$$

При выполнении условия (1.16) определение тока КЗ без учета активного сопротивления дает ошибку не более 5 %, что допустимо при выполнении приближенных расчетов токов КЗ.

Так, например, в распределительных сетях индуктивное сопротивление воздушных линий с алюминиевыми проводами сечением 16–95 мм² $X_{вл}$ составляет 0,4–0,334 Ом/км, активное сопротивление $R_{вл}$ таких линий находится в пределах 1,96–0,306 Ом/км; отношение $X_{вл}/R_{вл}$ при этом значительно меньше 3 и находится в пределах 0,20–0,92. Для кабельных линий индуктивное сопротивление составляет примерно 0,08 Ом/км и отношение $X_{кл}/R_{кл}$ еще меньше. Те же выводы можно сделать, рассмотрев отношение $X_{т}/R_{т}$ у трансформаторов. Для трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью от 25 до 250 кВ·А, активное сопротивление составляет 153,6–9,47 Ом, индуктивное составляет 243,62–28,09 Ом, а отношение $X_{т}/R_{т}$ равно 1,59–2,96.

Поэтому одним из основных требований при расчетах токов КЗ является обязательный учет активных сопротивлений сети. В этом случае расчетное уравнение (1.11) приводится к виду

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \sqrt{(X_c + X_{pc})^2 + R_{pc}^2}}. \quad (1.17)$$

Упрощением для расчетов токов КЗ в распределительных сетях является возможность определять ток двухфазного КЗ по току трехфазного КЗ, что допустимо при равенстве суммарных сопротивлений прямой и обратной последовательности в расчетных схемах. В этом случае ток двухфазного КЗ определяется по формуле

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{ПО}^{(3)}}{2} = 0,866 \cdot I_{ПО}^{(3)}. \quad (1.18)$$

1.5. Приведение к расчетному напряжению

Если отдельные участки распределительных сетей связаны между собой трансформаторами (рис. 1.6, а), то при составлении схемы замещения, аналогичной схеме (рис. 1.6, в), необходимо привести все сопротивления, находящиеся на разных ступенях трансформации, к одному напряжению, которое называют базисным.

За базисное напряжение обычно принимается то напряжение, на котором расположена расчетная точка КЗ.

Смысл приведения лучше всего поясняется примером. На рис.1.6, а изображена простейшая схема участка сети, а на рис.

1.6,б – ее схема замещения. Для упрощения принято, что трансформатор идеальный – его сопротивление равно нулю и потерь мощности в нем нет.

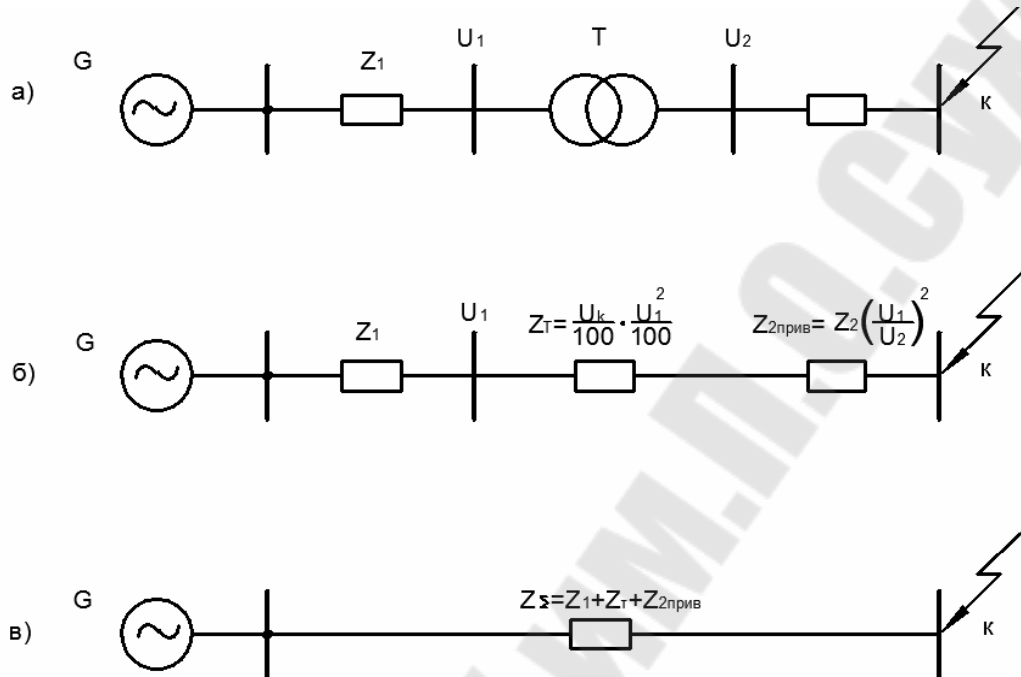


Рис. 1.6. Приведение сопротивлений к расчетному напряжению U_1 : а – исходная схема; б – схема с приведенным сопротивлением Z_2 к напряжению U_1 ; сопротивление Z_T приведено к напряжению U_1 в – результирующая схема, в которой $Z_{\Sigma} = Z_1 + Z_T + Z_{2\text{прив}}$

При необходимости приведения сопротивления Z_2 к напряжению U_1 необходимо использовать выражение

$$Z_1 = Z_2 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2; \quad (1.19)$$

При приведении сопротивления Z_1 к напряжению U_2 необходимо использовать выражение

$$Z_2 = Z_1 \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2. \quad (1.20)$$

Если в сети имеется несколько последовательно включенных трансформаторов, то приведение производится при переходе через каждый трансформатор. Так, если дана схема на рис. 1.7 и требуется сопротивление $Z_{\text{кв}}$ привести к напряжению точки КЗ, т. е. к напряжению U_6 , то приведение выполняется следующим образом:

$$Z_{\text{кв}6} = Z_{\text{кв}} \left(\frac{U_2 \cdot U_4 \cdot U_5}{U_1 \cdot U_3 \cdot U_6} \right)^2. \quad (1.21)$$

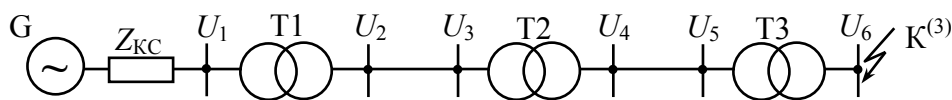


Рис. 1.7. Схема приведения сопротивления $Z_{\text{КС}}$ к расчетному напряжению U_6 при нескольких трансформаторах

Сопротивление самих трансформаторов и линий между ними в данном случае для упрощения не учитывается.

Существуют два способа приведения: приближенное и точное. При приближенном приведении, применяемом в основном при проектировании, когда еще не известны действительные коэффициенты трансформации трансформаторов, пользуются средними номинальными напряжениями каждой ступени распределительной сети: 0,4; 6,3; 10,5; 37 кВ. При этом считается, что действительные напряжения каждой ступени равны средним. Так, если действительный трансформатор с напряжениями 104,5/6,6 кВ включен на ступени напряжения 110 и 6,0 кВ, то считается, что его напряжения равны 115 и 6,3 кВ вместо действительных 104,5 и 6,6 кВ.

При использовании средних номинальных напряжений вычисления упрощаются. Так, в уравнении (1.21) напряжения $U_3 = U_2$; $U_5 = U_4$, и тогда оно приводится к упрощенному виду

$$Z_{\text{КС6}} = Z_{\text{КС}} \left(\frac{U_6}{U_1} \right)^2. \quad (1.22)$$

При расчетах действующих сетей способ приближенного приведения недопустим, так как может вызвать значительные ошибки из-за того, что действительные напряжения могут значительно отличаться от средних значений. Поскольку токи КЗ в распределительных сетях невелики, применение при расчете средних напряжений может вызвать значительные ошибки при вычислении токов КЗ. Поэтому при приведении сопротивлений необходимо пользоваться действительными напряжениями трансформаторов и уравнением (1.21).

Пример 1.1. Привести к напряжению точки КЗ, т. е. к напряжению U_6 сопротивление $Z_{\text{КС}}$ в схеме на рисунке 1.7, если известны коэффициенты трансформации трансформаторов **T1** – $U_1/U_2 = 10,5/38,5$; **T2** – $U_3/U_4 = 35/6,3$; **T3** – $U_5/U_6 = 6/0,4$.

Решение

– Точное приведение по уравнению (1.21)

$$Z_{\text{КС6}} = Z_{\text{КС}} \left(\frac{U_6 \cdot U_4 \cdot U_2}{U_5 \cdot U_3 \cdot U_1} \right)^2 = Z_{\text{КС}} \left(\frac{0,4 \cdot 6,3 \cdot 38,5}{6 \cdot 35 \cdot 10,5} \right)^2 = 0,001936 \cdot Z_{\text{КС}}.$$

– Приближенное приведение по уравнению (1.22)

$$Z_{\text{КС6}} = Z_{\text{КС}} \left(\frac{U_6}{U_1} \right)^2 = Z_{\text{КС}} (0,4/10,5)^2 = 0,001451 \cdot Z_{\text{КС}}.$$

– Разница в расчетах составит

$$\Delta = 100 \cdot Z_{\text{КС6}_1} / Z_{\text{КС6}_2} = 100 \cdot 0,001936 \cdot Z_{\text{КС6}} / 0,001451 \cdot Z_{\text{КС6}} = 133,4 \%.$$

Таким образом, ошибка при расчете тока КЗ при использовании величины $Z_{\text{КС}}$, определенной по уравнению (1.22), будет недопустимо велика.

1.6. Определение параметров элементов расчетной схемы

К элементам ЭЭС, сопротивления которых учитываются при расчетах токов КЗ, относятся: электрические системы, генераторы, силовые трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы, электродвигатели и нагрузки.

Значения сопротивлений определяются либо по каталожным данным (генераторы, трансформаторы, электродвигатели, реакторы), либо по удельным параметрам (воздушные, кабельные линии).

1.6.1. Электрическая система характеризуется параметрами:

- линейным напряжением U_C , кВ;
- мощностью трехфазного КЗ $S_{\text{КС}}^{(3)}$, МВА или током трехфазного КЗ $I_{\text{КС}}^{(3)}$, кА;
- полным Z_C или активным и реактивным сопротивлениями R_C , X_C .

Параметры, которыми система вводится в расчет, зависят от ее мощности и удаленности от места КЗ. Если система удалена от точки КЗ или ее мощность велика по сравнению с другими генераторами, вводимыми в расчет, т. е. выполняется условие (1.15), то система вводится в расчеты источником ЭДС бесконечной мощности с параметрами

$$U_{C*} = 1 = \text{const}; S_{\text{КС}}^{(3)} = \infty; X_C = 0; R_C = 0. \quad (1.23)$$

Если КЗ рассматривается вблизи от шин системы или если ее мощность соизмерима с мощностями других генераторов, вводимых в расчетную схему, то система вводится в расчет источником ЭДС конечной мощности.

Сопروتивление системы конечной мощности определяется по ее току КЗ $I_{\text{по}}^{(3)}$ по формуле (1.13). или по мощности КЗ $S_{\text{КЗ}}$, МВА по формуле (1.14).

Пример 1.2.

Определить сопротивление системы конечной мощности, если задано $U_{\text{C}} = 35$ кВ, $I_{\text{по}}^{(3)} = 8$ кА.

Решение

Определяем сопротивление системы по формуле (1.13)

$$Z_{\text{C}} = \frac{U_{\text{C}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 8} = 2,53 \text{ Ом}.$$

Пример 1.3. Определить сопротивление системы конечной мощности, если задано $U_{\text{C}} = 35$ кВ; $S_{\text{КЗ}}^{(3)} = 484,4$ МВ·А.

Решение

Определяем сопротивление системы по формуле (1.14)

$$Z_{\text{C}} = \frac{U_{\text{C}}^2}{S_{\text{КЗ}}^{(3)}} = \frac{35^2}{484,4} = 2,53 \text{ Ом}.$$

1.6.2. Синхронные машины (генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные электродвигатели). К паспортным или каталожным параметрам синхронных машин относятся:

– полная номинальная мощность $S_{\text{н}}$, МВ·А или номинальная активная мощность $P_{\text{н}}$, МВт и номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{н}}$;

– номинальное напряжение $U_{\text{н}}$, кВ;

– сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси $X_{d''}$.

Величина сверхпереходного сопротивления в именованных единицах определяется из выражения

$$X_{d''} = \frac{X_{d''} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}, \text{ Ом.} \quad (1.24)$$

Для начального момента времени синхронная машина характеризуется сверхпереходным сопротивлением по продольной оси $X_{d''}$ и сверхпереходной ЭДС E_{*d}'' . Величина сверхпереходной ЭДС E_{*d}'' зависит от предшествующего КЗ режима – от нагрузки генератора и напряжения на его зажимах.

Если генератор имеет до момента КЗ напряжение $U_{*Г}$ и нагрузку $I_{*Г}$, то относительная величина ЭДС генератора в начальный момент КЗ определяется из выражения

$$E_{*d}'' = \sqrt{(U_{*Г} \cdot \cos \varphi_{Г})^2 + (U_{*Г} \cdot \sin \varphi_{Г} + I_{*Г} \cdot X_{d*}'')^2}, \quad (1.25)$$

где $\varphi_{Г}$ – угол между векторами $\underline{U}_{Г}$ и $\underline{I}_{Г}$ в режиме, предшествующем КЗ.

ЭДС генератора в начальный момент КЗ в приближенных расчетах в относительных единицах допускается вычислять по формуле

$$E_{*d}'' \approx U_{*Г} + I_{*Г} \cdot X_{*d}'' \cdot \sin \varphi_{Г} \quad (1.26)$$

Если предшествующий режим не известен, то значение ЭДС генератора можно определить по расчетным формулам (1.25) или (1.26) при номинальных условиях.

Для определения сверхпереходного сопротивления электродвигателей допустимо пользоваться выражением

$$x_d'' = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П}}}, \text{ Ом}, \quad (1.27)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение электродвигателя, В; $I_{\text{П}}$ – пусковой ток электродвигателя, А.

Пример 1.4. Вычислить ЭДС и сопротивление генератора, если задано $U_{\text{Н}} = 10$ кВ; $P_{\text{Н}} = 1000$ кВт; $\cos \varphi_{\text{Н}} = 0,9$; $X_{d*}'' = 0,12$.

Решение

– ЭДС генератора по формуле (1.25)

$$\begin{aligned} E_{*d}'' &= \sqrt{(U_{*Г} \cdot \cos \varphi_{Г})^2 + (U_{*Г} \cdot \sin \varphi_{Г} + I_{*Г} \cdot X_{d*}'')^2} = \\ &= \sqrt{(1 \cdot 0,9)^2 + (1 \cdot 0,436 + 1 \cdot 0,12)^2} = 1,0508 \text{ ОЕ}. \end{aligned}$$

– ЭДС генератора в именованных единицах составит

$$E_d'' = E_{*d}'' \cdot U_{Г} = 1,0508 \times 10 = 10,508 \text{ кВ}.$$

– ЭДС генератора по формуле (1.26)

$$E_{*d}'' \approx U_{*Г} + I_{*Г} \cdot X_{*d}'' \cdot \sin \varphi_{Г} = 1 + 1 \cdot 0,12 \cdot 0,436 = 1,052 \text{ ОЕ}.$$

– ЭДС генератора в именованных единицах составит

$$E_d'' = E_{*d}'' \cdot U_{Г} = 1,052 \times 10 = 10,52 \text{ кВ}.$$

– Сопротивление генератора по формуле (1.24)

$$X_d'' = \frac{X_{d*}'' \cdot U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Н}}} = \frac{0,12 \cdot 10^2}{1,0/0,9} = 108 \text{ Ом}.$$

1.6.3. Сопротивления проводов и кабелей

Для воздушных и кабельных линий из цветных металлов активное сопротивление проще всего определить по справочным данным (Приложения 2, 3, 4).

Расчетные сопротивления проводов и кабелей рекомендуется определять по следующей методике.

Активное сопротивление проводов определяется по выражению

$$R = C_y \cdot C_c \cdot \rho \cdot L/S, \quad (1.28)$$

где $C_y = 1 + 0,004(t^\circ - 20^\circ)$ – коэффициент увеличения сопротивления с повышением температуры; $C_c = 1,02$ – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления многопроволочных жил проводов и кабелей. Для шин и однопроволочных проводов $C_c = 1$; S – сечение проводника, мм^2 ; L – длина проводника, м; ρ – удельное сопротивление при $t = 20^\circ\text{C}$:

– для медных проводов $\rho = 0,0178 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

– для алюминиевых проводов и кабелей $\rho = 0,0294 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Активное сопротивление проводов рассчитывают при следующих температурах

– для проводов и кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией $+65^\circ\text{C}$;

– для кабелей с бумажной изоляцией $+80^\circ\text{C}$;

Индуктивное сопротивление воздушных линий, $\text{Ом}/\text{км}$ определяется для частоты $f = 50 \text{ Гц}$ и $\mu = 1$ по формуле

$$X = 0,1445 \cdot \lg(2 \cdot D_{\text{ср}}/D_p) + 0,0157, \quad (1.29)$$

где D_p – расчетный диаметр провода, зависящий от числа и сечения отдельных проволок, из которых свивается провод.

Величина D_p дается в приложении 2. Величина среднего расчетного расстояния между проводами определяется по формуле $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}$. Величины D_{12} , D_{23} , D_{31} определяются по чертежам опор. Так как расстояния между проводами обычно разные, то индуктивные сопротивления трех разных фаз будут одинаковы только при выполнении полного цикла транспозиций. В распределительных сетях транспозиция не применяется. Поэтому формула (1.29) дает лишь некоторую среднюю расчетную величину, отличающуюся от действительных сопротивлений разных фаз. Ошибка от этого невелика и для упрощения расчетов ею пренебрегают.

Для упрощения расчетов рекомендуется пользоваться приложением 2, в котором даны индуктивные сопротивления линий для разных величин D_{cp} и проводов разных сечений.

При выполнении приближенных расчетов можно пользоваться некоторыми средними значениями индуктивных сопротивлений воздушных линий напряжением 6–35 кВ, принимая $X_0 = 0,4$ Ом/км; для проводов, проложенных на изоляторах – $X_0 = 0,25$ Ом/км.

Индуктивные сопротивления кабелей рассчитать трудно, так как конструкции их различны. Поэтому индуктивные сопротивления кабелей лучше выбирать по приложениям 3 или 4.

Для приближенных расчетов принимают индуктивные сопротивления

– для трехжильных кабелей напряжений 6, 10 кВ сечением 16–240 мм² – $X_0 = 0,08$ Ом/км.

Пример 1.5. От шин подстанции с вторичным напряжением 10,5 кВ питаются две линии – кабельная и воздушная. Кабельная линия выполнена кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами сечением типа АПвП-10, 3(1×50) мм², воздушная – алюминиевым проводом А50. Длина кабельной и воздушной линий равна 5 км. Ток КЗ на шинах 10,5 кВ $I^{(3)}_{ПО} = 5300$ А. Определить ток КЗ в конце каждой линии.

Решение

– Сопротивление системы, приведенное к шинам 10,5 кВ, определяем по формуле (1.13), пренебрегая активным сопротивлением питающей системы (при этом $Z_c = X_c$)

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО}^{(3)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5300} = 1,144 \text{ Ом}$$

– Сопротивление кабеля 10 кВ (Приложение 3, табл. П.3.3) равно: $X_k = 0,184 \cdot 5 = 0,92$ Ом; $R_k = 0,641 \cdot 5 = 3,2$ Ом.

– Ток КЗ в конце кабельной линии равен

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,144 + 0,92)^2 + 3,2^2}} = 1592 \text{ А.}$$

По (Приложение 2, табл. П.2.2) $D_p = 9$ мм и для провода А-50 по (1.29)

$$X = 0,1445 \cdot \lg(2 \cdot 1150/9) + 0,0157 = 0,355 \text{ Ом/км,}$$

а сопротивление фазы всей линии $X_{л} = 0,355 \cdot 5 = 1,78$ Ом.

Такой же результат можно получить по приложению 2, рисунок П.2.7.
 – Активное сопротивление провода А-50 по приложению 2, таблица П.2.2 равно $R_0 = 0,576$ Ом/км, сопротивление одной фазы линии $R_{\text{л}} = 0,576 \cdot 5 = 2,88$ Ом.
 – Ток трехфазного КЗ в конце воздушной линии по формуле (1.17) составит:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,144 + 1,78)^2 + 2,88^2}} = 1477,2 \text{ А.}$$

1.6.4. Сопротивления токоограничивающих реакторов.

Реакторы применяются на подстанциях энергосистем, питающих распределительные сети для уменьшения тока КЗ за реактором и сохранения требуемого уровня остаточного напряжения в сети перед реактором.

Параметрами токоограничивающих реакторов являются:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, В;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А;
- номинальное индуктивное сопротивление X_p % или X_p , Ом;
- номинальный коэффициент связи $K_{\text{св}}$ (для сдвоенных реакторов);
- потери мощности (на фазу) при номинальном токе ΔP , кВт.

Основные схемы включения токоограничивающих реакторов на подстанциях приведены на рис. 1.5. По схемам включения различают одноцепные (рис. 1.5, а, б, в, г) и сдвоенные (рис. 1.5, д, е, ж). В зависимости от схемы включения различают реактирование отходящих линий (рисунок 1.5, а), вводов (рис. 1.5, б), секции шин (рис. 1.5, в). Включение линейного реактора по схемам рисунка 1.5 ограничивает ток КЗ за реактором и обеспечивает сравнительно небольшое снижение напряжения на неповрежденных шинах подстанции, а, следовательно, и у потребителей, питающихся по другим линиям. Включение реактора по схемам рис. 1.5, д, е, ж также ограничивает ток КЗ, но при неудаленном КЗ напряжение на поврежденной секции шин снижается практически до нуля, что вызывает нарушение нормальной работы всех потребителей, питающихся от неповрежденной секции шин.

Для уменьшения затрат следует стремиться к применению групповых реакторов вместо индивидуальных. Вместе с тем в схемах, содержащих групповые реакторы на большие номинальные токи и с большим реактивным сопротивлением, возможны колебания напряжения, вызываемые изменением тока нагрузки. Этот недостаток уст-

раняется установкой сдвоенных реакторов с обеспечением равномерной загрузки их ветвей.

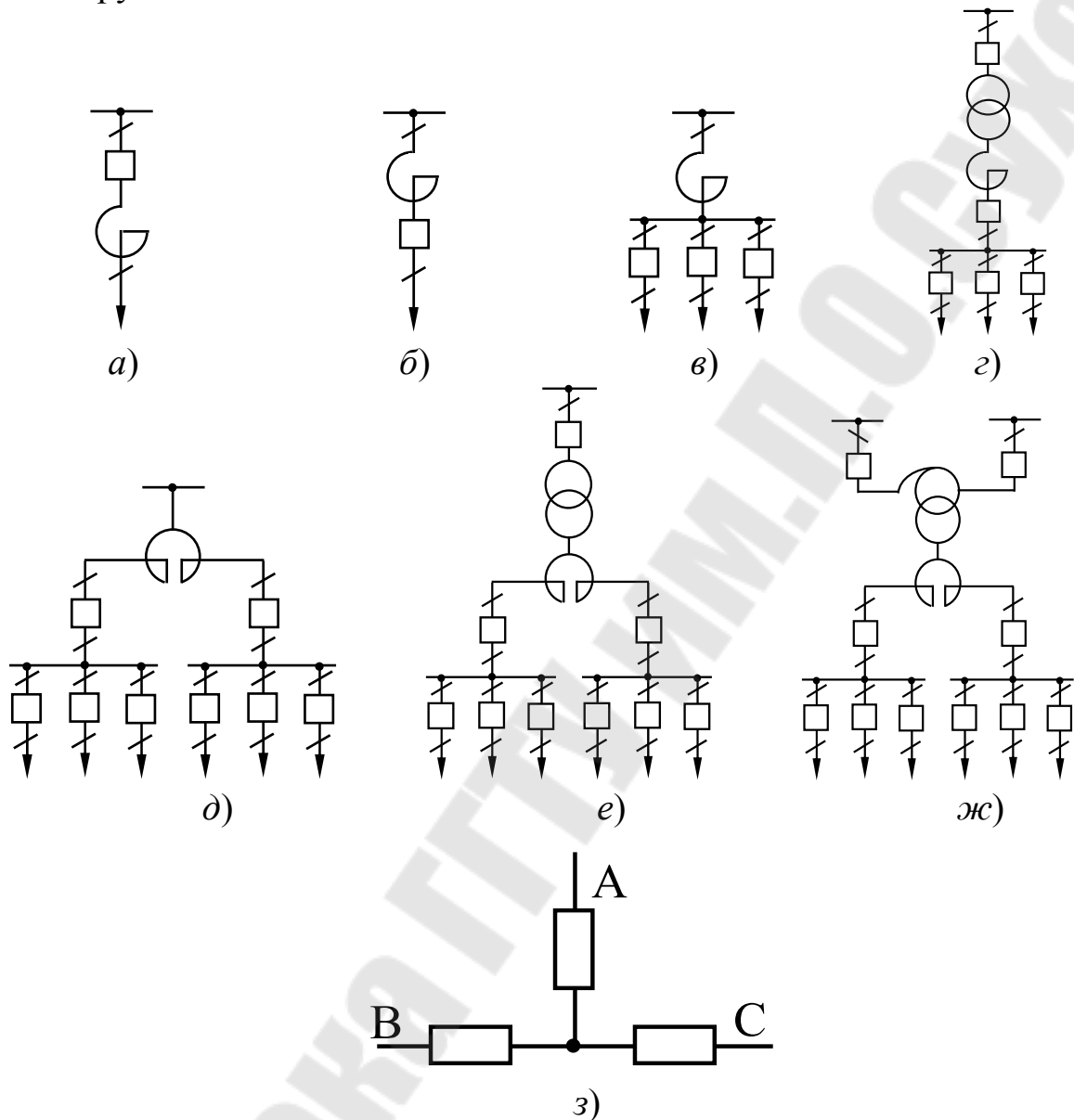


Рис. 1.5. Схемы включения линейных (а, б, в, г) и сдвоенных реакторов (д, е, ж); схема замещения сдвоенного реактора (з)

Сопротивление линейного реактора в именованных единицах определяется по выражению

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом}, \quad (1.30)$$

где $X_p \%$ – реактивность реактора, %; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение реактора, В; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток реактора, А.

Активное сопротивление фазы линейного реактора определяется по формуле

$$R_p = \frac{\Delta P}{I_{\text{НОМ}}^2} 10^3, \text{ Ом}, \quad (1.31)$$

где ΔP – потери мощности при номинальном токе реактора, кВт.

Активное сопротивление реакторов настолько мало, что оно не учитывается, и сопротивление реактора принимается чисто индуктивным.

Для сдвоенных реакторов индуктивное сопротивление луча со стороны зажима А (рисунок 1.5,3), обращенного в сторону источника энергии определяется по формуле

$$X_B = -K_{\text{СВ}} \cdot \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом}, \quad (1.32)$$

где $K_{\text{СВ}}$ – номинальный коэффициент связи между ветвями реактора, выбирается из паспортных данных (как правило, $K_{\text{СВ}} = 0,5$), X_p % – номинальное индуктивное сопротивление реактора (т. е. сопротивление одной ветви реактора при отсутствии тока в другой ветви).

Индуктивные сопротивления двух других лучей схемы замещения (В и С) одинаковы и определяются по формуле:

$$X_B = X_C = (1 + K_{\text{СВ}}) \cdot \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом}. \quad (1.33)$$

Полное сопротивление между выводами реактора определяется по формулам:

$$X_{\text{А-В}} = X_{\text{А-С}} = X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом}. \quad (1.34)$$

$$X_{\text{В-С}} = 2X_p \cdot (1 + K_{\text{СВ}}).$$

Активное сопротивление каждой ветви сдвоенного реактора в именованных единицах определяется по формуле:

$$R = \frac{\Delta P}{2I_{\text{НОМ}}^2} 10^3, \text{ Ом}. \quad (1.35)$$

Напряжение на шинах при КЗ на выводах реактора равно потере напряжения в нем, остальное напряжение теряется в сопротивлении ЭСС. В тех случаях, когда сопротивления системы и реактора принимаются чисто индуктивными, напряжение на шинах определяется по выражениям:

$$U_{\text{ш}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot X_p; U_{\text{ш}} = U \cdot \frac{X_p}{X_p + X_c}. \quad (1.36)$$

Определять напряжение на шинах необходимо для расчета защит минимального напряжения, МТЗ с пуском по напряжению, для пуска АВР.

Пример 1.6. Определить индуктивное и активное сопротивление линейного реактора. Реактор типа РБА-10-2000-8. ($U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$; $X_p = 8 \%$, $\Delta P = 14,1 \text{ кВт}$).

Решение

– Индуктивное сопротивление линейного реактора определяется по формуле (1.30)

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 2000} = 0,231 \text{ Ом}.$$

– Активное сопротивление линейного реактора определим по формуле (1.31):

$$R_p = \frac{\Delta P}{I_{\text{НОМ}}^2} 10^3 = \frac{14,1}{2000^2} 10^3 = 0,0035 \text{ Ом}.$$

т. е. активным сопротивлением реактора можно пренебречь, что не значительно повлияет на результаты расчетов.

Пример 1.7. Определить ток КЗ за реактором и напряжение на шинах в схемах на рис. 1.5, а–г и 1.5, д–ж. Вторичное напряжение питающего трансформатора $U_2 = 6,3 \text{ кВ}$, ток КЗ до реактора $I_{\text{по}}^{(3)} = 16 \text{ кА}$.

Линейный реактор: $U_{\text{НОМ}} = 6000 \text{ В}$, $X_p = 8 \%$, $I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$.

Сдвоенный реактор: $U_{\text{НОМ}} = 6000 \text{ В}$, $X_p = 12 \%$, $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$.

Решение

– Сопротивление системы до реактора определяется по формуле (1.13)

$$Z_C = X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 16} = 0,227 \text{ Ом}.$$

– Сопротивление линейного реактора определяется по формуле (1.30)

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} \cdot 10^3 = \frac{8}{100} \cdot \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 600} = 0,462 \text{ Ом}.$$

– Ток КЗ за линейным реактором

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3}(0,227 + 0,462)} = 5,28 \text{ кА}.$$

– Сопротивление одной ветви сдвоенного реактора

$$X_{A-B} = X_{A-C} = X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 2000} = 0,208 \text{ Ом.}$$

– Ток КЗ за сдвоенным реактором

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3}(0,227 + 0,208)} = 8,37 \text{ кА.}$$

– Напряжение на шинах при КЗ за линейным реактором определяется по формуле (1.36)

$$U_{\text{ш}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot X_p = \sqrt{3} \cdot 5,28 \cdot 0,462 = 4,22 \text{ кВ}$$

или $4,22/6,3 = 0,67$ номинального напряжения.

– Напряжение на неповрежденной секции шин по рисунку 1.5, z равно

$U_{\text{ш}} = \sqrt{3} I_{\text{по}}^{(3)} X_{A-B} = \sqrt{3} \cdot 8,37 \cdot 0,208 = 3,01 \text{ кВ}$, или 0,48 номинального.

Следует отметить, что такое напряжение не обеспечивает надежной работы потребителей.

1.6.5. Сопротивления трансформаторов. Для трансформаторов паспортными или каталожными данными являются:

- номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}$, МВ·А;
- номинальные напряжения обмоток, кВ
- коэффициенты трансформации K_T ;
- напряжения короткого замыкания между обмотками $U_{\text{КВ-С}}$, $U_{\text{КВ-Н}}$, $U_{\text{КС-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов – $U_{\text{к}} \%$) и их зависимость от положения РПН;
- диапазон регулирования напряжения, определяющий напряжение короткого замыкания в условиях КЗ;
- потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{КВ-С}}$, $\Delta P_{\text{КВ-Н}}$, $\Delta P_{\text{КС-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов – $\Delta P_{\text{к}}$), кВт.

Для двухобмоточных трансформаторов полное сопротивление определяется по формуле:

$$Z_T = \frac{U_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{Н1}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом.} \quad (1.37)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{Н1}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом.} \quad (1.38)$$

Индуктивное сопротивление определяется из выражения:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (1.39)$$

Активное сопротивление большинства трансформаторов достаточно большой мощности настолько мало, что не учитывается, а полное сопротивление считается чисто индуктивным, т. е. $Z_T = X_T$.

При расчетах необходимо иметь в виду, что все параметры трансформаторов имеют определенные разбросы. Например, действительная величина U_k трансформатора и потери короткого замыкания ΔP_k могут отличаться от каталожной величины для этого трансформатора на $\pm 10\%$. Поэтому при расчетах токов КЗ следует пользоваться действительными данными, указанными в паспорте трансформатора. Пользоваться каталожными данными можно только при проектировании, когда действительные параметры трансформаторов неизвестны.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора, имеющего обмотку низшего напряжения, представляет собой трехлучевую звезду (рис. 1.6, б).

Величины U_k для лучей эквивалентной звезды сопротивлений трехобмоточного трансформатора определяются из уравнений

$$\begin{aligned} U_{KB} &= 0,5(U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}); \\ U_{KC} &= 0,5(U_{KC-H} + U_{KB-C} - U_{KB-H}); \\ U_{KH} &= 0,5(U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \end{aligned} \quad (1.40)$$

Определив U_{KB} , U_{KC} , U_{KH} по выражению (1.40), определяем полные сопротивления лучей звезды в Омах.

Сопротивление обмотки, расположенной на сердечнике между двумя другими обмотками (СН), имеет обычно небольшое отрицательное значение. При приближенных расчетах сопротивление этой обмотки принимается равным нулю.

Трехобмоточные трансформаторы выполняются с мощностями среднего или низшего напряжения обмоток, равными 100 %, или 67 % мощности первичной обмотки. Для трансформаторов с мощностью вторичной обмотки среднего или низшего напряжения, равной 100 % мощности обмотки высшего напряжения, активное сопротивление определяется по выражению:

$$R_{100} = \Delta P_k \cdot \frac{U_H^2}{2S_H}. \quad (1.41)$$

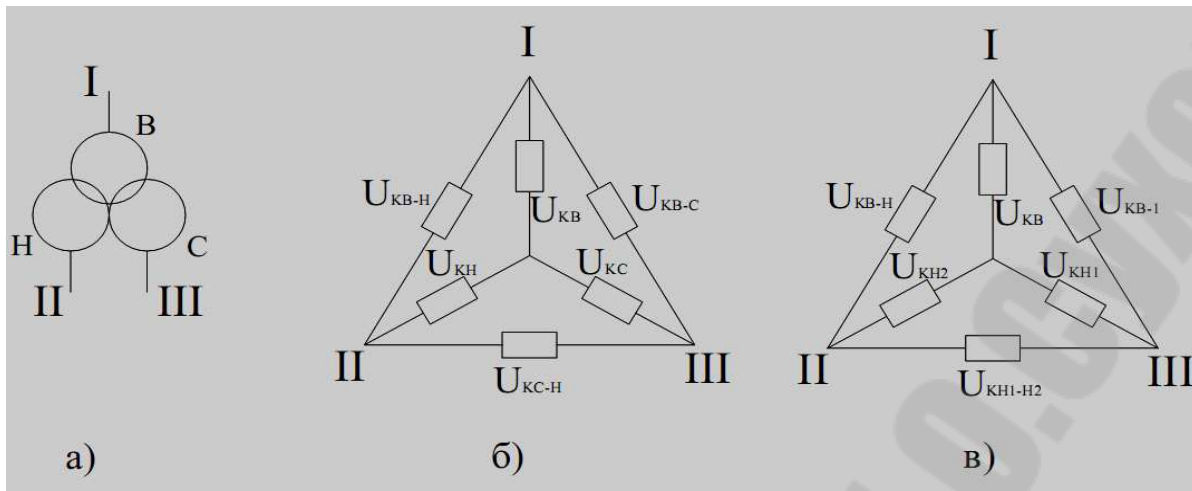


Рис. 1.6. Исходная схема (а) и схемы замещения трехобмоточного трансформатора (б) и трансформатора с расщепленной обмоткой (в)

Для трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две части, паспортными данными являются:

- полная номинальная мощность первичной обмотки S_{H1} , МВА;
- номинальные мощности расщепленной обмотки S_{H2} , S_{H3} , МВА (как правило, $S_{H2} = S_{H3} = 0,5 \cdot S_{H1}$).

Схема замещения двухобмоточного трансформатора, у которого обмотка низшего напряжения расщеплена на две ветви, также представляет собой трехлучевую звезду (рис. 1.6, в).

Напряжения короткого замыкания определяются:

$$\begin{aligned} U_{KB} &= 0,5 \cdot (2 \cdot U_{KB-H} - U_{KH1-H2}), \% , \\ U_{KH1} &= U_{KH2} = 0,5 \cdot U_{KH1-H2}, \% . \end{aligned} \quad (1.42)$$

где U_{KB-H} – напряжение между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями обмотки НН; U_{KH1-H2} – напряжение короткого замыкания между ветвями обмотки НН.

Пример 1.8. Определить сопротивления двухобмоточного трансформатора мощностью $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; 37/6.3; $U_K = 10,5\%$, $\Delta P_K = 58 \text{ кВт}$.

Решение

- По формуле (1.37) определим полное сопротивление трансформатора
- Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 37 кВ

$$Z_{T37} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{10} = 14,35 \text{ Ом};$$

– Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 6,3 кВ

$$Z_{T6,3} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{H2}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{10} = 0,416 \text{ Ом.}$$

– Зная полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 37 кВ Z_{T37} , приведем его значение к напряжению 6,3 кВ

$$Z_{T6,3} = Z_{T37} K_T^2 = 14,35 \cdot \left(\frac{6,3}{37}\right)^2 = 0,416 \text{ Ом.}$$

– Зная полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 6,3 кВ $Z_{T6,3}$, приведем его значение к напряжению 37 кВ

$$Z_{T37} = Z_{T6,3} / K_T^2 = 0,416 \cdot \left(\frac{37}{6,3}\right)^2 = 14,35 \text{ Ом.}$$

– Активное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 37 кВ, определяется из выражения (1.38)

$$R_{T37} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{58}{10} \cdot \frac{37^2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,794, \text{ Ом.}$$

– Активное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 6,3 кВ, определяется из выражения (1.38)

$$R_{T6,3} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{58}{10} \cdot \frac{6,3^2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,023, \text{ Ом.}$$

– Индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 37 кВ, определяется из выражения (1.39)

$$X_{T37} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{14,35^2 - 0,794^2} = 14,328, \text{ Ом.}$$

– Индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 6,3 кВ, определяется из выражения (1.39)

$$X_{T6,3} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{0,416^2 - 0,023^2} = 0,415, \text{ Ом}$$

Т.е. активное сопротивление трансформаторов большой мощности можно не учитывать, а полные сопротивления считать чисто индуктивными, т.е. $Z_T = X_T$.

Пример 1.9. Определить сопротивления трехобмоточного трансформатора мощностью $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; 115/38,5/6,3; $U_{кв-с} = 10,5\%$; $U_{кв-н} = 17\%$; $U_{кв-н} = 6\%$.

Решение

– По формулам (1.40) определим напряжения короткого замыкания

$$U_{KB} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75 \% ;$$

$$U_{KC} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = -0,25 \% ;$$

$$U_{KH} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25 \% .$$

– По выражению (1.37) полные сопротивления трансформатора, приведенные к напряжению 6,3 кВ составят

$$Z_{TB} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{6,3^2}{16} = 0,267, \text{ Ом};$$

$$Z_{TC} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{НОМ}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{6,3^2}{16} = -0,0062, \text{ Ом};$$

$$Z_{TH} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{НОМ}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{6,3^2}{16} = 0,155, \text{ Ом}.$$

Необходимо обратить внимание на то, что одно из сопротивлений лучей эквивалентной звезды оказалось отрицательным, что вызвано численными значениями U_K между разными парами обмоток трансформатора. При точных расчетах необходимо принимать сопротивления трансформатора:

– между выводами ВН и СН

$$0,267 - 0,0062 = 0,261 \text{ Ом};$$

– между выводами ВН и НН

$$0,267 + 0,155 = 0,422 \text{ Ом};$$

– между выводами СН и НН

$$-0,0062 + 0,155 = 0,149 \text{ Ом}.$$

При приближенных расчетах необходимо принимать сопротивление обмотки среднего напряжения трансформатора равным нулю.

Пример 1.10. Определить сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой мощностью $S_{НОМ} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; напряжениями 115/10,5/10,5 кВ; $U_{KB-H} = 10,6\%$; $U_{KH1-H2} = 30\%$.

Решение

– Напряжения короткого замыкания определяем по формулам (1.42)

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (2 \cdot U_{KB-H} - U_{KH1-H2}) = 0,5(2 \cdot 10,6 - 30) = -4,4 \% ;$$

$$U_{KH1} = U_{KH2} = 0,5 \cdot U_{KH1-H2} = 0,5 \cdot 30 = 15 \% .$$

-Сопротивления трансформатора между выводами ВН и НН, приведенное к напряжению 10,5 кВ

$$Z_{ТВ} = \frac{U_{КВ} + U_{КН}}{100} \cdot \frac{U_{Н}^2}{S_{НОМ}} = \frac{-4,4 + 15}{100} \cdot \frac{10,5^2}{25} = 0,467, \text{ Ом.}$$

1.7. Учет РПН трансформаторов при расчётах токов КЗ

Все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения. Учет всего диапазона регулирования приводит к значительной разнице токов в крайних положениях переключателя. Заводами-изготовителями обычно приводятся три величины напряжений короткого замыкания для среднего и обоих крайних положений ($U_{к.мин}, U_{к.ср}, U_{к.макс}$). Величина напряжения $U_{к}$ для какого-либо промежуточного положения РПН определяется методом линейной интерполяции, т.е. изменение величины $U_{к}$ пропорционально отклонению напряжения от среднего положения переключателя.

В соответствии с ГОСТ 11677–75 требуется, чтобы все трансформаторы допускали длительную работу при напряжении питания, превышающем номинальное напряжение данного ответвления не более чем на 5 % при номинальной нагрузке и 10 % кратковременно (до 6 часов в сутки) или длительно при нагрузке 25 % номинальной. Например, номинальное напряжение 9-го ответвления РПН, соответствующего +16 % составляет $115(1 + 0,16) = 133,4$ кВ. Однако в сетях 110 кВ максимальное допустимое напряжение составляет $1,1 \cdot 115 = 126$ кВ. Поэтому при расчете максимального коэффициента трансформации трансформатора напряжение стороны ВН принимают не 133,4 кВ, а 126 кВ

Для трансформаторов распределительных сетей с регулированием типов ПБВ и РПН с достаточной для практики точностью сопротивление трансформаторов для любого положения переключателя ответвлений $Z_{Т}$ можно определить по формуле

$$Z_{Т} = Z_{ТН} (1 \pm \Delta N)^2, \quad (1.43)$$

где $Z_{ТН}$ – сопротивление трансформатора, определенное по выражению (1.37) для номинального напряжения; N – количество ответвлений; Δ – изменение напряжения при переводе переключателя в одно следующее положение, ОЕ.

В соответствии с ГОСТом для трансформаторов распределительных сетей предусматриваются основные пределы регулирования:

– для регулирования типа ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5$ %;

– для регулирования типа РПН для трансформаторов мощностью 25-630 кВ·А при высшем напряжении $6-35 \text{ кВ} \cdot \pm 6 \cdot 1,78 \% = \pm 10 \%$;

– для регулирования типа РПН для трансформаторов большей мощности и более высоких напряжений пределы регулирования доводят до $\pm 9 \cdot 1,78 \% = \pm 16 \%$.

При регулировании напряжения переключателем РПН изменяется не только коэффициент трансформации, но и реактивное сопротивление трансформатора.

При определении индуктивного сопротивления цепи короткого замыкания при КЗ на выводах НН трансформатора рекомендуется пользоваться следующими выражениями, справедливыми для любого типа трансформатора

$$(1.44) \quad X_{\text{НН. min}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ном.ВН}}} \left[\frac{X_{\text{с. max}}}{U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U)} + \frac{U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U) U_{\text{к. min}}}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}} \right];$$

$$X_{\text{НН. max}} = U_{\text{НН}}^2 \left[\frac{X_{\text{с. min}}}{U_{\text{max.ВН}}^2} + \frac{U_{\text{к. max}}}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}} \right],$$

где $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ, в зависимости от типа трансформатора может иметь значение 6,6; 6,3; 11, 10,5 кВ; $U_{\text{ном.ВН}}$, $U_{\text{ср.ВН}}$, $U_{\text{max.ВН}}$ – значения соответственно номинального, среднего и максимального напряжений питающей энергосистемы, равные 110, 115, 126 кВ или 35, 37, 40,5 кВ; ΔU – относительный диапазон регулирования напряжения переключателем РПН, равный 0,16 или 0,1 соответственно при пределах регулирования $\pm 16 \%$ и $\pm 10 \%$; $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А; для двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой принимается значение $0,533 S_{\text{н.тр}}$; $X_{\text{с. max}}$, $X_{\text{с. min}}$ – сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах на шинах 110 (35) кВ, Ом, причем $X_{\text{с. max}} < X_{\text{с. min}}$; $U_{\text{к. min}}$, $U_{\text{к. max}}$ – значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %, которые определяются из паспорта на данный трансформатор.

Для трехобмоточного трансформатора в (1.44) подставляют следующие значения:

– если рассчитывается $X_{\text{НН}}$ на шинах 6(10) кВ, то $U_{\text{к}} = U_{\text{к.В-Н}}$, т. е. принимается значение $U_{\text{к.min(max)}}$ между обмотками высшего и низшего напряжения;

– если рассчитывается реактанс $X_{\text{с-н}}$ на шинах среднего напряжения 35 кВ, то вместо $U_{\text{НН}}$ принимается номинальное напряжение трансформатора стороны СН, равное 38,5 кВ, а вместо $U_{\text{к}} = U_{\text{к.В-С}}$, т. е. принимается значение $U_{\text{к.min(max)}}$ между обмотками высшего и среднего напряжения.

Токи трехфазного КЗ на шинах НН (СН) подстанции определяются по выражению

$$I_{\text{по.НН.max (min)}}^{(3)} = U_{\text{НН}} / (\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН.min(max)}}). \quad (1.45)$$

Приведение указанных токов КЗ к стороне ВН трансформатора производится с учетом изменения коэффициента трансформации по следующим выражениям

$$I_{\text{по.ВН.max}}^{(3)} = I_{\text{по.НН.max}}^{(3)} \cdot U_{\text{НН}} / [U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U)]; \quad (1.46)$$

$$I_{\text{по.ВН.min}}^{(3)} = I_{\text{по.НН.min}}^{(3)} \cdot U_{\text{НН}} / U_{\text{max}}.$$

Для определения токов КЗ на линиях, отходящих от шин подстанции, т.е. в распределительной сети напряжением 6-35 кВ к найденным значениям $X_{\text{НН}}$ ($X_{\text{СН}}$) прибавляют сопротивление линии, причем обязательно с учетом активного сопротивления кабельной или воздушной линии: $Z_{\text{л}} = R_{\text{каб}} + j(X_{\text{каб}} + X_{\text{НН}})$, а затем определяют токи КЗ.

Большинство трансформаторов в распределительных сетях имеет пределы регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$. Сопротивление таких трансформаторов, определенное по выражению (1.43), будет изменяться в пределах

$$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{тн}} (1 \pm 0,05)^2 = (1,1 - 0,903) \cdot Z_{\text{тн}}.$$

При неизменном напряжении питания, равном номинальному напряжению основного ответвления $U_{\text{Н}}$ и питания от системы бесконечной мощности, ток трехфазного КЗ на выводах низшего напряжения будет изменяться в следующих пределах

$$I_{\text{по}}^{(3)} = U_{\text{н}} / [(1,1 - 0,903) \cdot Z_{\text{тн}}] = (0,91 - 1,1) \cdot U_{\text{н}} / Z_{\text{тн}}.$$

При установке переключателей ответвления при регулировании ПБВ в положения $\pm 5\%$ токи КЗ отличаются всего на 5% от расчетного, что вполне допустимо.

При регулировании типа РПН в пределах $\pm 10\%$ сопротивление трансформатора будет изменяться в пределах:

$$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{тн}} (1 \pm 0,1)^2 = (1,21 - 0,81) \cdot Z_{\text{тн}},$$

а ток КЗ – в пределах:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = U_{\text{н}} / [(1,21 - 0,81) \cdot Z_{\text{тн}}] = (0,826 - 1,23) \cdot U_{\text{н}} / Z_{\text{тн}}.$$

При регулировании типа РПН в пределах $\pm 16\%$ сопротивление трансформатора будет изменяться в пределах:

$$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{тн}} (1 \pm 0,16)^2 = (1,346 - 0,706) \cdot Z_{\text{тн}},$$

а ток КЗ – в пределах:

$$I_{\text{по}}^{(3)} = U_{\text{н}} / [(1,346 - 0,706) \cdot Z_{\text{тн}}] = (0,743 - 1,416) \cdot U_{\text{н}} / Z_{\text{тн}}.$$

За расчетное напряжение питания $U_{\text{н}}$ принимается вторичное напряжение трансформаторов, питающих распределительную сеть. Для современных трансформаторов это – 38,5; 11 и 6,6 кВ, что составляет 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов 35; 10 и 6 кВ. Следовательно, расчетные условия (расчетное напряжение, равное 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов и номинальное сопротивление) соответствуют среднему значению тока КЗ.

Пример 1.11. Определить токи КЗ на шинах 6 и 35 кВ подстанции с трехобмоточными трансформаторами типа ТДТН-16000/115/38,5/6,6, у которых: $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16\%$, $U_{\text{к.ВН-НН min (max)}} = 16,4(18,5)\%$; $U_{\text{к.ВН-СН min (max)}} = 9,5(11,69)\%$; $U_{\text{к.СН-НН}} = 6\%$. Сопротивления цепи КЗ на шинах 110 кВ подстанции составляют: $X_{\text{с. max}} = 21,42 \text{ Ом}$, $X_{\text{с. min}} = 57,66 \text{ Ом}$.

Решение

– Определяем по (1.44) сопротивления цепи КЗ на шинах 6 кВ:

$$X_{\text{НН. min}} = \frac{6,6^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1 - 0,16)} + \frac{115(1 - 0,16) \cdot 16,4}{100 \cdot 16} \right] = 0,48 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{НН. max}} = 6,6^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{18,5}{100 \cdot 16} \right] = 0,66 \text{ Ом}.$$

– Находим сопротивления цепи КЗ на шинах 35 кВ:

$$X_{\text{СН. min}} = \frac{38,5^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1 - 0,16)} + \frac{115(1 - 0,16) \cdot 9,5}{100 \cdot 16} \right] = 10,7 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{СН. max}} = 38,5^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{11,69}{100 \cdot 16} \right] = 16,2 \text{ Ом}.$$

– Рассчитываем токи КЗ на шинах НН по (1.45):

$$I_{\text{по.НН. max}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,48) = 7938 \text{ А};$$

$$I_{\text{по.НН.min}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,66) = 5773 \text{ А}.$$

– Рассчитываем токи КЗ на шинах СН по (1.45):

$$I_{\text{по.СН.max}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 10,7) = 2077 \text{ А};$$

$$I_{\text{по.СН.min}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 16,2) = 1372 \text{ А}.$$

– Найденные токи КЗ приводим к стороне ВН трансформатора по (1.46):

$$I_{\text{по.ВН.max(НН)}}^{(3)} = 7938 \cdot 6,6 / [115(1 - 0,16)] = 542 \text{ А};$$

$$I_{\text{по.ВН.min(НН)}}^{(3)} = 5773 \cdot 6,6 / 126 = 302 \text{ А};$$

$$I_{\text{по.ВН.max(СН)}}^{(3)} = 2077 \cdot 38,5 / [115(1 - 0,16)] = 828 \text{ А};$$

$$I_{\text{по.ВН.min(СН)}}^{(3)} = 1372 \cdot 38,5 / 126 = 419 \text{ А}.$$

Из расчета видно, что за счет РПН токи КЗ на стороне ВН трансформатора отличаются в 1,8 раза, а на стороне НН разница этих токов менее чем в 1,4 раза.

1.8. Учет активного сопротивления дуги в месте КЗ

Обычно в месте КЗ образуется некоторое переходное сопротивление, состоящее из сопротивления возникшей электрической дуги и сопротивлений прочих элементов пути токов КЗ от одной фазы к другой или от фазы на землю. Точный учет переходного сопротивления практически невозможен, прежде всего, вследствие трудности надежной оценки сопротивления дуги, которое, являясь функцией тока и длины дуги, изменяется в широких пределах.

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d . Экспериментальные исследования открытых дуг показали, что при токах КЗ в сотни ампер и выше градиент напряжения в дуге мало зависит от тока. При этом сопротивление дуги, являющееся практически активным, определяется по выражению

$$R_d = \frac{1050 \cdot L_d}{I_{\text{по.д}}}, \text{ Ом}, \quad (1.47)$$

где L_d – длина дуги, м; $I_{\text{по.д}}$ – действующее значение тока в дуге, А.

В ряде случаев переходные сопротивления могут быть столь малы, что практически ими можно пренебречь. Такие замыкания называются металлическими. Естественно, при прочих равных условиях ток при металлическом КЗ больше, чем при наличии переходного сопротивления дуги. Поэтому, когда требуется найти возможные наибольшие величины токов, исходят из наиболее тяжелых условий, счи-

тая, что в месте КЗ отсутствуют какие-либо переходные сопротивления.

Пример 1.12. От шин подстанции с вторичным напряжением 10,5 кВ питается воздушная линия выполненная – алюминиевым проводом А50. Длина воздушной линии равна 5 км. Ток КЗ на шинах 10,5 кВ $I^{(3)}_{по} = 5300$ А. Определить ток КЗ в конце воздушной линии с учетом сопротивления дуги в месте КЗ.

Решение

– Если на воздушной линии КЗ сопровождается дугой длиной 1,2 м (примерно среднее расстояние между проводами ВЛ 10 кВ), то по выражению (1.47)

$$R_d = \frac{1050 \cdot 1,2}{1461,8} = 0,862 \text{ Ом.}$$

– Ток КЗ с учетом сопротивления дуги

$$I_{\text{ПОД}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,144 + 1,78)^2 + (2,88 + 0,862)^2}} = 1276,5 \text{ А,}$$

или 0,864 тока, определенного без учета сопротивления дуги (Пример 1.5).

Такое незначительное уменьшение тока объясняется тем, что сопротивление дуги мало по сравнению с активным сопротивлением линии.

– Если дуга возникает на первой опоре от подстанции, то ее сопротивление будет:

$$R_d = \frac{1050 \cdot 1,2}{5300} = 0,238 \text{ Ом.}$$

– Ток КЗ с учетом дуги равен:

$$I_{\text{ПОД}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,144^2 + 0,238^2)}} = 5185,9 \text{ А,}$$

или 0,978 тока, определенного без учета сопротивления дуги.

– Если дуга возникает на шинах КРУ, то при ее длине 0,1 м (примерно среднее расстояние между шинами) сопротивление дуги будет:

$$R_d = \frac{1050 \cdot 0,1}{3000} = 0,035 \text{ Ом.}$$

– Ток КЗ практически не изменится (без учета сопротивления дуги $I^{(3)}_{по} = 5300$ А):

$$I_{\text{ПОД}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,144^2 + 0,0035^2)}} = 5297 \text{ А}.$$

1.9. Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании

При КЗ активное сопротивление элементов СЭС увеличивается за счет нагрева их током КЗ, что вызывает уменьшение тока. Подробный анализ и обоснование учета активного сопротивления проводов при КЗ рекомендуется выполнять расчетом.

Учет увеличения активного сопротивления проводов вследствие их нагрева током КЗ необходим для расчета минимального значения тока КЗ.

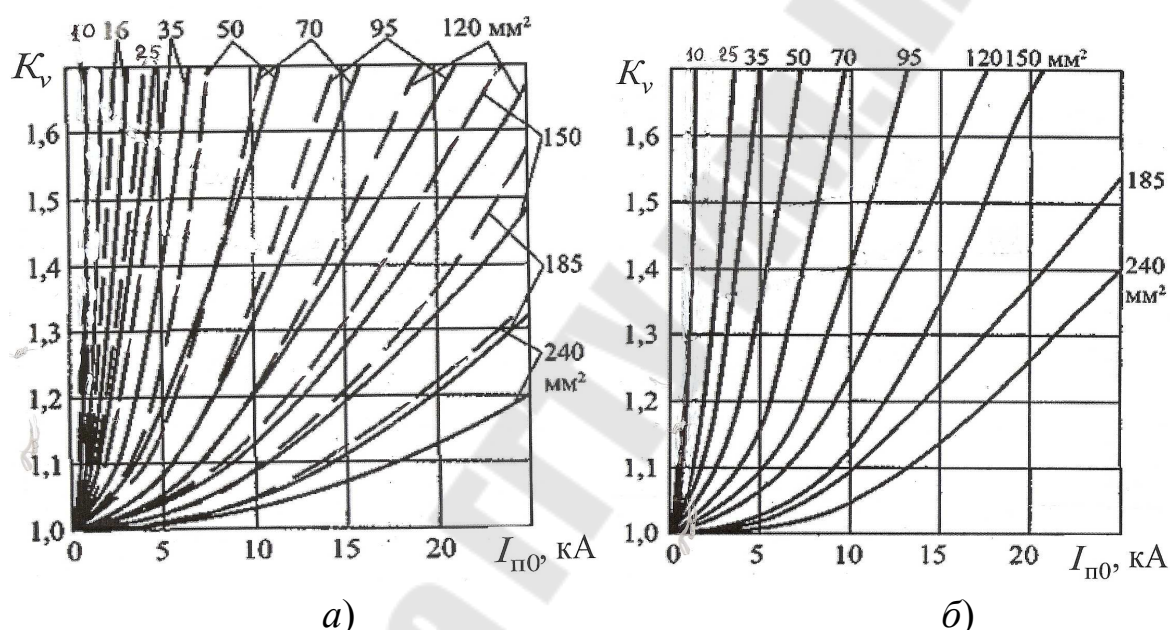


Рис. 1.7. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей с алюминиевыми жилами различных сечений от тока дугового КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые) (а) и при продолжительностях КЗ 1–1,5 с (б)

Увеличение активного сопротивления проводов рекомендуется учитывать с помощью коэффициента K_{vt} , зависящего от материала и температуры провода

$$R_{\theta t} = R_H K_{vt}, \quad (1.48)$$

где R_H – активное сопротивление проводника при начальной температуре, мОм; K_{vt} – коэффициент увеличения активного сопротивления проводника.

Значения коэффициента K_v для кабелей с алюминиевыми жилами при нагреве их током дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи определяют в зависимости от сечения жилы кабеля, тока в месте КЗ ($I_{п0}$) и продолжительности КЗ по кривым, приведенным на рис. 1.7 или для кабелей с медными жилами – по кривым, приведенным на рис. 1.8. Кривые, приведенные на рис. 1.7 и 1.8, получены при следующих расчетных условиях: КЗ происходит в радиальной схеме, содержащей источник неизменной по амплитуде ЭДС; температура кабеля изменяется от $\nu_n = 20^\circ\text{C}$ до $\nu_{доп} = 200^\circ\text{C}$; учитывается сопротивление электрической дуги; учитывается влияние теплоотдачи в изоляцию; продолжительность КЗ ($t_{откл}$) составляет 0,2; 0,6; 1–1,5 с.

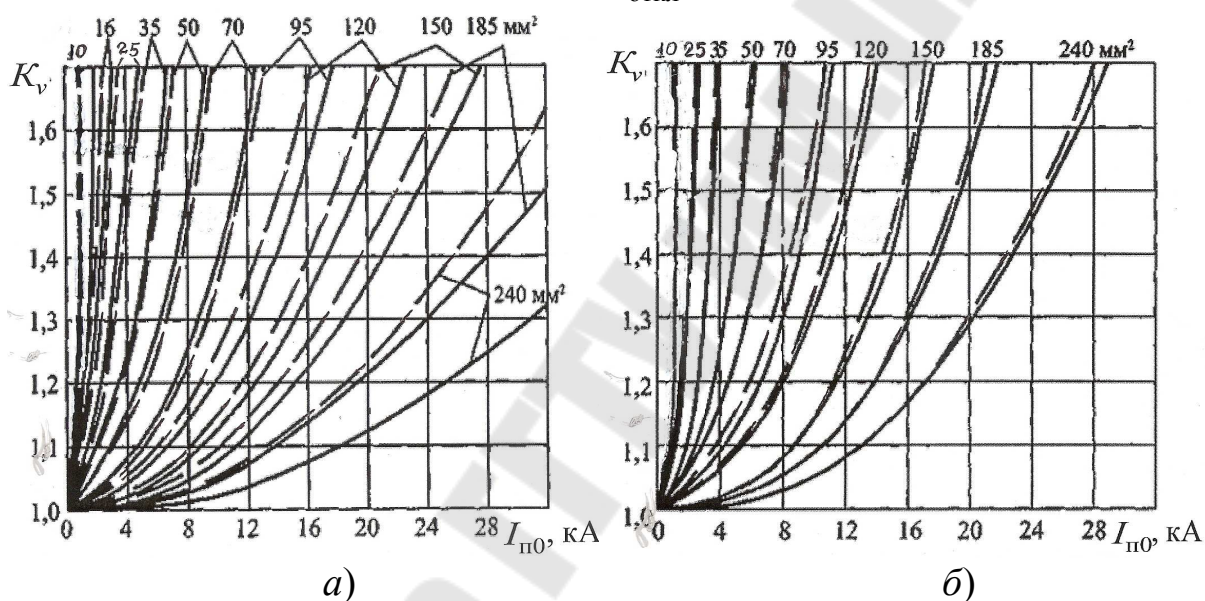


Рис. 1.8. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различных сечений с медными жилами от тока дугового КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые) (а) и при продолжительностях КЗ 1,0 с (сплошные кривые) и 1,5 с (пунктирные кривые) (б)

При металлическом КЗ значение коэффициента K_v с учетом теплоотдачи (кабельные линии) или без учета теплоотдачи (воздушные линии) следует определять, используя зависимости рис. 1.7 или 1.8.

При дуговом КЗ следует учитывать взаимное влияние изменения активного сопротивления провода вследствие нагрева током КЗ и сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

Пример 1.13. Определить уменьшение тока КЗ вследствие нагрева обмоток трансформаторов мощностью. $S_{T1} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и $S_{T2} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Полное время отключения тока КЗ составляет 1,82 с.

– Определяем сопротивления трансформаторов (Приложение 1):

$$S_{T1} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}; R_{T1} = 153,6 \text{ Ом}; X_{T1} = 243,62 \text{ Ом}; Z_{T1} = 288 \text{ Ом};$$

$$S_{T2} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}; R_{T2} = 5,4 \text{ Ом}; X_{T2} = 17,17 \text{ Ом}; Z_{T2} = 18,0 \text{ Ом}.$$

Решение

– Активное сопротивление при 250°C через 1,82 с после начала КЗ будет в 1,7 раза больше, чем при 75°C

$$R_T = R_{75} (1 + 0,004(250 - 75)) = 1,7R_{75}$$

– Полные сопротивления будут:

для трансформатора 25 кВ·А – $Z = \sqrt{243,62^2 + (1,7 \cdot 153,6)^2} = 357,12 \text{ Ом}$
вместо 288 Ом;

для трансформатора 400 кВ·А – $Z = \sqrt{17,17^2 + (1,7 \cdot 5,4)^2} = 19,47 \text{ Ом}$
вместо 18 Ом.

– Максимальное уменьшение тока КЗ при $Z_c = 0$ через 1,82 с составит $288/357,12 = 0,806$ для трансформатора 25 кВ·А,

$$18/19,47 = 0,924 \text{ для трансформатора 400 кВ} \cdot \text{А}.$$

Если учесть сопротивление линий распределительной сети, то действительное уменьшение тока КЗ будет еще меньше. Практически все трансформаторы распределительных сетей 6–10 кВ мощностью 25–400 кВ·А защищаются предохранителями с разбросом по току сгорания вставки $\pm 20\%$. Такой разброс допускает не учитывать уменьшение тока КЗ от нагрева трансформатора. Для трансформаторов большей мощности доля активного сопротивления в полном сопротивлении настолько мала, что нагрев обмоток на ток КЗ практически не влияет.

Контрольные вопросы

1. Объясните понятие распределительных сетей.
2. Перечислите основные виды повреждений в распределительных сетях напряжением 6-35 кВ с изолированной нейтралью.
3. Каков порядок расчета токов КЗ в распределительных сетях.
4. Назовите расчетные условия КЗ в распределительных сетях.
5. Как производится приближенное и точное приведение величин сопротивлений к базисному напряжению?

6. Какими параметрами характеризуется электрическая система и как определяется ее сопротивление?
7. Какими параметрами характеризуются синхронные машины и как определяются их сопротивления и ЭДС?
8. Как определяются сопротивления проводов и кабелей?
9. Какими параметрами характеризуются токоограничивающие реакторы и как определяются их реактивные и активные сопротивления?
10. Какими параметрами характеризуются двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы и как определяются их реактивные и активные сопротивления?
11. Каким образом и в каких случаях учитывается РПН и ПБВ трансформаторов при расчетах токов КЗ?
12. Когда необходим учет сопротивления дуги при расчетах токов КЗ?
13. Когда необходим учет изменения активного сопротивления проводников при КЗ?

2. Расчет токов и напряжений при различных видах КЗ

2.1.Трехфазные короткие замыкания в одной точке

Трехфазные КЗ ($K^{(3)}$) рассматриваются для неразветвленной сети (рис. 2.1,а). Исходными при построении векторной диаграммы являются фазные ЭДС питающей системы \underline{E}_A , \underline{E}_B и \underline{E}_C . Токи в фазах в месте КЗ одинаковы и модуль тока КЗ, например, для фазы А равен

$$I_{\text{ПОА}}^{(3)} = E_A / (Z_C + Z_{PC}), \quad (2.1)$$

а аргумент φ_A (угол сдвига вектора тока относительно вектора \underline{E}_A)

$$\varphi_A = \arctg \frac{X_C + X_{PC}}{R_C + R_{PC}}, \quad (2.2)$$

где X_C , R_C – индуктивная и активная составляющие сопротивления питающей системы; X_{PC} , R_{PC} – индуктивная и активная составляющие сопротивления распределительной сети.

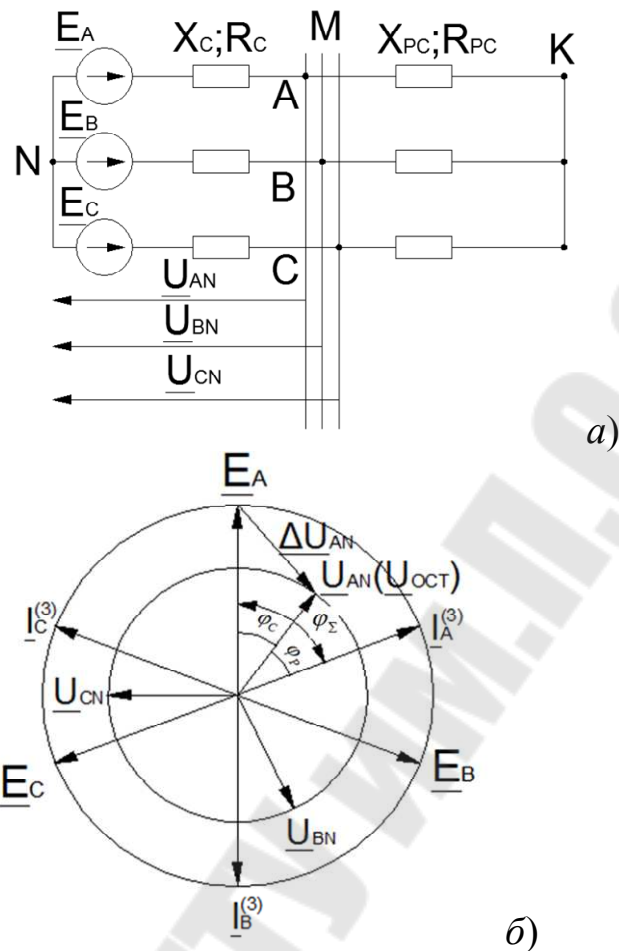


Рис. 2.1. Схема замещения сети (а) и векторная диаграмма напряжений и токов при трехфазном КЗ в точке К (б)

Токи в фазах при трехфазном КЗ одинаковы и значительно увеличиваются по сравнению с током нормального режима. При этом напряжение на шинах подстанции М (рис. 2.1) уменьшается на величину падения напряжения на сопротивлении питающей системы (X_C, R_C). Величину напряжения на шинах подстанции М при КЗ в точке К называют остаточным напряжением $U_{ост}$ (вектор \underline{U}_{AN} для фазы А).

Модуль фазного остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки защиты (на шинах подстанции М) определяется по выражению

$$U_{ост}^{(3)} = I^{(3)}_{ПОА} Z_{PC} \quad (2.3)$$

а аргумент φ_C (угол сдвига вектора тока фазы А относительно вектора \underline{U}_{AN} (рисунок 2.1,б)

$$\varphi_c = \arctg \frac{X_{PC}}{R_{PC}}. \quad (2.4)$$

Выводы из анализа трехфазного КЗ:

1. Трехфазное КЗ является симметричным. Векторы токов в фазах отстают от фазных напряжений на одинаковые углы φ_c . Величины токов определяется полным сопротивлением элементов системы электропитания.

2. Остаточные фазные напряжения на шинах подстанции М одинаковы и сдвинуты относительно друг друга на угол 120°

3. Как правило, трехфазное КЗ характеризуется наибольшим током КЗ.

Пример 2.1. От шин подстанции с вторичным напряжением 10,5 кВ питается воздушная линия, выполненная алюминиевым проводом А-50. Расчетная схема приведена на рис. 2.1, а. Длина линии 5 км. Сопротивление питающей системы (ЭС), приведенное к шинам 10,5 кВ, равно $R_c = 0,4 \text{ Ом}$, $X_c = 1,44 \text{ Ом}$. Определить ток трехфазного КЗ в конце линии и остаточное напряжение в начале линии.

Решение

– Для воздушной линии удельное активное сопротивление составляет $R_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$, а индуктивное – $X_0 = 0,355 \text{ Ом/км}$. Сопротивление фазы воздушной линии длиной 5 км составит

$$R_l = 0,588 \cdot 5 = 2,94 \text{ Ом}, \quad X_l = 0,355 \cdot 5 = 1,78 \text{ Ом}.$$

– Ток трехфазного КЗ в конце линии (2.1)

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,44 + 1,78)^2 + (0,4 + 2,94)^2}} = 1306,5 \text{ А}.$$

– Величина фазного остаточного напряжения в месте установки защиты (на шинах подстанции М) без учета сопротивления дуги составит (Выражение 2.3)

$$U_{\text{ост}}^{(3)} = 13065 \cdot \sqrt{1,78^2 + 2,94^2} = 13065 \cdot 3,437 = 44993, \text{ В} \cong 4,5 \text{ кВ}$$

– Аргумент (угол сдвига вектора тока фазы А относительно вектора \underline{U}_A) вычисляем по выражению (2.4)

$$\varphi_c = \arctg \frac{X_{PC}}{R_{PC}} = \arctg \frac{1,78}{2,94} = \arctg 0,605$$

Угол φ_c равен 31°

– Аргумент (угол сдвига вектора тока фазы А относительно вектора \underline{U}_A)

$$\varphi = \arctg \frac{X_c + X_{PC}}{R_c + R_{PC}} = \arctg \frac{3,22}{3,34} = \arctg 0,964$$

Угол φ равен 44° .

– Если КЗ сопровождается дугой длиной 1,2 м (примерно среднее расстояние между проводами ВЛ при напряжении линии 10 кВ), то

$$R_d = \frac{1050 \cdot 1,2}{1306,5} = 0,964 \text{ Ом}$$

– Ток трехфазного КЗ с учетом активного сопротивления дуги

$$I_{\text{ПОД}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,44 + 1,78)^2 + (0,4 + 2,94 + 0,964)^2}} = 1127,9 \text{ А}$$

или 0,863 тока, определенного без учета дуги.

– Величина фазного остаточного напряжения в месте установки защиты (на шинах подстанции М) с учетом сопротивления дуги составит

$$U_{\text{АНД}}^{(3)} = 1127,9 \cdot \sqrt{1,78^2 + (2,94 + 0,964)^2} = 1127,9 \cdot 4,291 = 4907,3, \text{ В}$$

На рис. 2.2 представлена расчетная схема к примеру 2.1 и построены векторные диаграммы по результатам расчета.

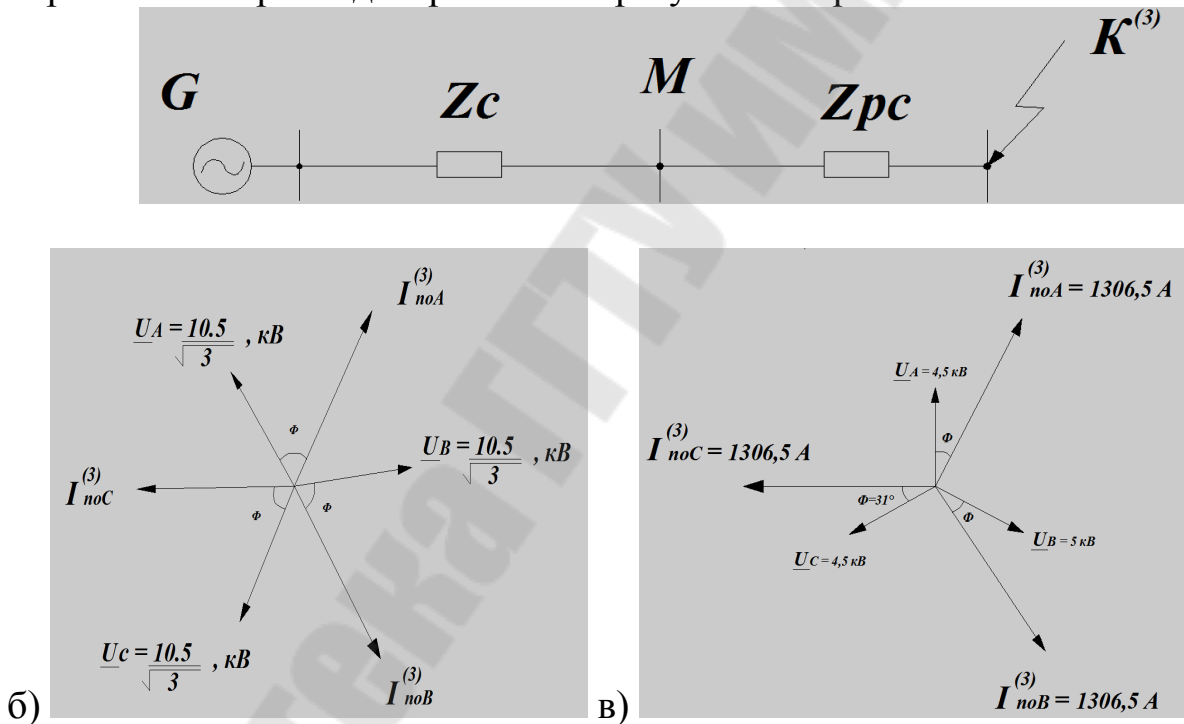


Рис. 2.2. Расчетная схема (а), векторная диаграмма напряжений питающей системы (б) и векторная диаграмма напряжений и токов КЗ на шинах подстанции М к примеру 2.1

2.2. Метод симметричных составляющих

Расчеты несимметричных КЗ проводят с использованием метода симметричных составляющих, согласно которому любая несимметричная трехфазная система заменяется тремя симметричными трех-

фазными системами прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Согласно условию разложения имеем:

$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = \underline{B}_1 + \underline{B}_2 + \underline{B}_0; \\ \underline{C} = \underline{C}_1 + \underline{C}_2 + \underline{C}_0. \end{cases} \quad (2.5)$$

Для сведения уравнений (2.5) к трем неизвестным вводят оператор фазы \mathbf{a} . Модуль оператора фазы \mathbf{a} равен 1. Таким образом, если любой вектор умножить на \mathbf{a} , то модуль вектора не изменится, а лишь произойдет его поворот на 120° против часовой стрелки.

Оператор фазы \mathbf{a} определяется из соотношений:

$$\begin{aligned} \mathbf{a} &= e^{j120^\circ} = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}; \\ \mathbf{a}^2 &= e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad \mathbf{a}^3 = e^{j360^\circ} = 1. \end{aligned}$$

Благодаря этому свойству можно векторы каждой из симметричных систем (прямой, обратной, нулевой) выразить через один вектор той же системы, т. е. три неизвестных в каждом уравнении свести к одному.

Если принять в качестве основной фазу \underline{A} , то систему векторов (2.5) при помощи оператора фазы \mathbf{a} можно представить в следующем виде:

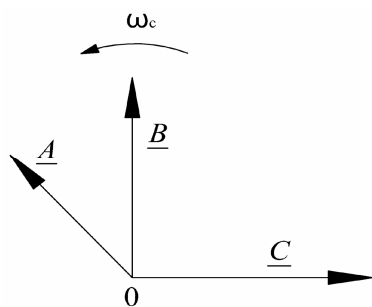
$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = \mathbf{a}^2 \underline{A}_1 + \mathbf{a} \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{C} = \mathbf{a} \underline{A}_1 + \mathbf{a}^2 \underline{A}_2 + \underline{A}_0. \end{cases} \quad (2.6)$$

Совместное решение системы уравнений (2.6) дает:

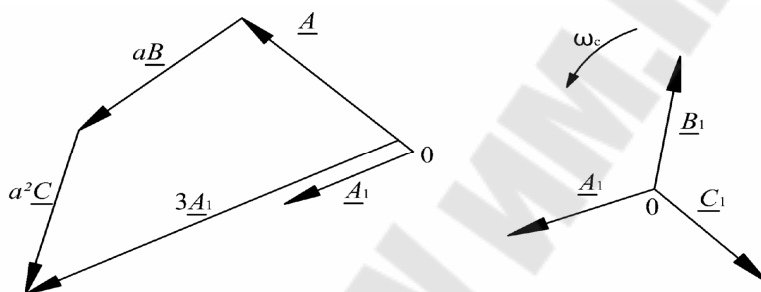
$$\begin{cases} \underline{A}_1 = (\underline{A} + \mathbf{a} \underline{B} + \mathbf{a}^2 \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_2 = (\underline{A} + \mathbf{a}^2 \underline{B} + \mathbf{a} \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_0 = (\underline{A} + \underline{B} + \underline{C}) / 3. \end{cases} \quad (2.7)$$

Таким образом, произвольную несимметричную систему векторов (напряжения, токи, потоки) \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} можно разложить однозначно на три симметричные системы:

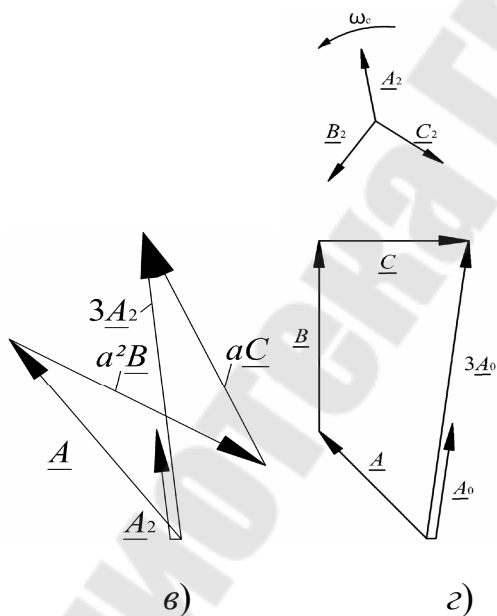
- систему векторов прямой последовательности $\underline{A}_1; \underline{B}_1; \underline{C}_1$;
- систему векторов обратной последовательности $\underline{A}_2; \underline{B}_2; \underline{C}_2$;
- систему векторов нулевой последовательности $\underline{A}_0; \underline{B}_0; \underline{C}_0$.



a)

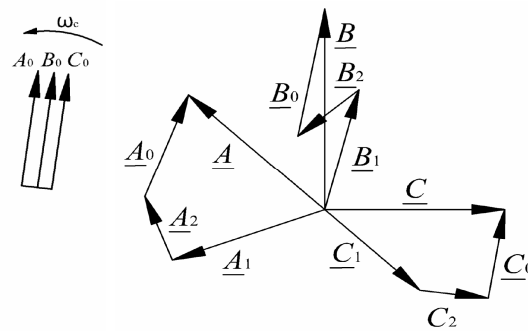


б)



в)

г)



д)

Рис. 2.3. Разложение несимметричной системы трех векторов на симметричные составляющие: a – исходная система векторов \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} ; b – определение составляющих прямой последовательности; v – определение составляющих обратной последовательности; z – определение составляющих нулевой последовательности; d – проверка

В соответствии с (2.7) по известным несимметричным векторам \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} можно найти их симметричные составляющие графическим или аналитическим способами. Пример графического определения симметричных составляющих несимметричной трехфазной системы приведен на рис. 2.3.

Системы прямой и обратной последовательности являются симметричными и уравновешенными, а система нулевой последовательности является симметричной, но неуравновешенной. Система нулевой последовательности может существовать только в неуравновешенных системах, которые характеризуются следующим условием: $\underline{A} + \underline{B} + \underline{C} \neq 0$. Геометрическая сумма неуравновешенной системы фазных токов равна утроенному току нулевой последовательности, который протекает в земле или нулевом проводе.

2.3. Порядок расчета токов при несимметричных КЗ

Расчеты несимметричных КЗ проводят с использованием метода симметричных составляющих, согласно которому любая несимметричная трехфазная система напряжений, токов и потоков заменяется тремя симметричными трехфазными системами прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Формулы для определения сопротивлений различных последовательностей элементов СЭС приведены в табл. 2.1.

При расчетах токов и напряжений при несимметричных КЗ необходимо учитывать:

1. При расчетах токов несимметричных КЗ применяют правило эквивалентности прямой последовательности, на основании которого ток прямой последовательности при любом несимметричном КЗ численно равен току при некотором трехфазном КЗ в точке, удаленной на величину $\Delta X^{(n)}$ от действительной точки КЗ. Следовательно, все методы расчета токов при трехфазных КЗ приемлемы и для определения тока любого несимметричного КЗ.

1. Рассчитываются параметры элементов схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Параметры элементов приводятся к одной ступени трансформации точным или приближенным

приведением. Определяются результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно точки КЗ, а также результирующая ЭДС из схемы замещения прямой последовательности.

2. Величина тока прямой последовательности определяется следующим образом:

– при двухфазном КЗ :

$$\underline{I}_{KA1}^{(2)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma})};$$

– при однофазном КЗ :

$$\underline{I}_{KA1}^{(1)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})};$$

– при двухфазном КЗ на землю :

$$\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} = \frac{\underline{E}_A}{j \left(X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right)}.$$

Сопротивление элементов СЭС

Таблица 2.1

Наименование элемента	Трёхфазное КЗ		Прямая последовательность	Обратная последовательность	Нулевая последовательность
	именованные единицы	относительные единицы			
Синхронный генератор	$X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	без ДО $X_2 = 1,45 X_d' ; c$ ДО $X_2 = 1,22 X_d''$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$
Кабельная ЛЭП	$X_0 \cdot L$	$X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{Л}^2}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = (3,5 - 4,5) X_1$ $R_0 = 10 R_1$
Токоограничивающий реактор	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} I_F}$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{I_6 U_H}{I_H U_6}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = X_1$
Асинхронный двигатель	$0,2 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 0,9 U_H$	$0,2 \cdot \frac{S_6}{S_H}$ $E_*'' = 0,9$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$

Наименование элемента	Трехфазное КЗ		Прямая последовательность	Обратная последовательность	Нулевая последовательность
	именованные единицы	относительные единицы			
Обобщенная нагрузка	$0,35 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E_H'' = 0,8 U_H$	$0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H}$ $E_{H*}'' = 0,8$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется элементами
Двухобмоточный трансформатор	$\frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$\frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется соединением обмоток
Синхронный двигатель, компенсатор	$0,2 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 1,1 U_H$	$0,2 \cdot \frac{S_6}{S_H}$ $E_*'' = 1,1$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = 1,22 X_1$, допускается $X_2 = X_1$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$

3. Структура приведенных выражений позволяет ток прямой последовательности особой фазы (A) при любом (n) виде несимметричного КЗ выразить в общем виде:

$$\underline{I}^{(n)}_{KA1} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})}, \quad (2.8)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительная реактивность, величина которой для каждого вида КЗ определяется только значениями $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$.

4. Кроме того, абсолютная величина полного тока поврежденных фаз в месте КЗ пропорциональна току прямой последовательности, что позволяет записать общее выражение

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} I_{KA1}^{(n)}, \quad (2.9)$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида КЗ.

Таблица 2.2

Определяемая величина	Виды КЗ		
	$K^{(2)}$	$K^{(1)}$	$K^{(1,1)}$
Токи в месте КЗ			
а) прямой последовательности в фазе A I_{KA1}	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2)$	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2 + X_0)$	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2 \parallel X_0)$
б) обратной последовательности в фазе A I_{KA2}	$-\underline{I}_{KA1}$	\underline{I}_{KA1}	$-\underline{I}_{KA1} X_0 / (X_0 + X_2)$

Окончание табл. 2.2

в) нулевой последовательности $\underline{I}_{K\Delta 0}$	0	$\underline{I}_{K\Delta 1}$	$\underline{I}_{K\Delta 1} X_2 / (X_0 + X_2)$
Полный ток КЗ			
а) в фазе A \underline{I}_{KA}	0	$3\underline{I}_{K\Delta 1}$	0
б) в фазе B \underline{I}_{KB}	$-j\sqrt{3}\underline{I}_{K\Delta 1}$	0	$\underline{I}_{K\Delta 1} ((a^2 - (X_2 + aX_0)) / (X_2 + X_0))$
в) в фазе C \underline{I}_{KC}	$j\sqrt{3}\underline{I}_{K\Delta 1}$	0	$\underline{I}_{K\Delta 1} ((a - (X_2 + a^2X_0)) / (X_2 + X_0))$
Напряжения в месте КЗ		$-j\underline{I}_{K\Delta 1} (X_2 + X_0)$	
а) прямой последовательности \underline{U}_{KA1}	$j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$		$j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2 \parallel X_0$
б) обратной последовательности \underline{U}_{KA2}	$j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$	$-j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$	$j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2 \parallel X_0$
в) нулевой последовательности \underline{U}_{KA0}	0	$-j\underline{I}_{K\Delta 1} X_0$	$j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2 \parallel X_0$
г) фазы A \underline{U}_{KA}	$2j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$	0	$3j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2 \parallel X_0$
д) фазы B \underline{U}_{KB}	$-j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$	$\underline{I}_{K\Delta 1} j[(a^2 - a) X_2 + (a^2 - 1) X_0]$	0
е) фазы C \underline{U}_{KC}	$-j\underline{I}_{K\Delta 1} X_2$	$\underline{I}_{K\Delta 1} j[(a - a^2) + X_2 + (a - 1) X_0]$	0
Дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$	$X_{2\Sigma}$	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	$X_{2\Sigma} \parallel X_{0\Sigma}$
Коэффициент $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	3	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

Значения $\Delta X^{(n)}$ и $m^{(n)}$ для различных видов КЗ приведены в табл. 2.2.

Таким образом, для конкретного вида КЗ определяется ток прямой последовательности по выражению (2.8), а затем определяется полный ток в поврежденных фазах в месте КЗ по выражению (2.9) или выражениям таблицы 2.2.

Обращаясь к полученным выражениям для симметричных составляющих токов и напряжений в месте несимметричного КЗ (таблица 2.2), замечаем, что токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей пропорциональны току прямой последовательности в месте КЗ. Следовательно, задача расчета любого несимметричного КЗ прежде всего состоит в нахождении тока прямой последовательности в месте рассматриваемого вида КЗ.

2.4. Двухфазное КЗ ($K^{(2)}$)

Предположим, что в точке К между фазами В и С происходит металлическое двухфазное КЗ (рис. 2.4). Для упрощения анализа двухфазного КЗ будем пренебрегать активными сопротивлениями элементов системы электроснабжения. Анализ двухфазного КЗ произведем методом симметричных составляющих.

При двухфазном КЗ токи нулевой последовательности отсутствуют, поэтому нужно иметь только две схемы замещения – прямой и обратной последовательностей, результирующие сопротивления которых равны без учета активных сопротивлений $X_{1\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$ и уравнения падений напряжений прямой и обратной последовательностей будут иметь вид

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E}_{\Sigma} - X_{1\Sigma} \underline{I}_{\text{по}1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - X_{2\Sigma} \underline{I}_{\text{по}2}. \end{cases} \quad (2.10)$$

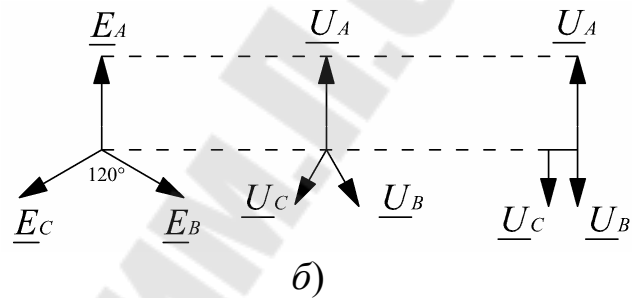
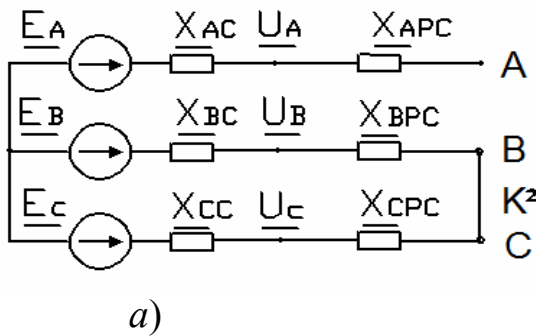


Рис. 2.4. Принципиальная схема (а), векторные диаграммы напряжений в системе электроснабжения (б) при двухфазном КЗ при пренебрежении величинами активных сопротивлений элементов системы электроснабжения

Уравнения (2.10) содержат четыре неизвестные величины: две составляющие напряжения и две составляющие тока соответствующих последовательностей. Недостающие уравнения для определения неизвестных величин получают из граничных условий, которыми характеризуется двухфазное КЗ:

$$\underline{I}_{\text{по}A} = 0; \underline{U}_{KB} - \underline{U}_{KC} = 0; \underline{I}_{\text{по}C} + \underline{I}_{\text{по}B} = 0. \quad (2.11)$$

Учитывая граничные условия (2.11), можно выражение для тока $\underline{I}_{KA} = 0$ переписать в виде

$$\underline{I}_{\text{по}A} = \underline{I}_{\text{по}A1} + \underline{I}_{\text{по}A2} = 0.$$

Откуда

$$\underline{I}_{\text{по}A1} = -\underline{I}_{\text{по}A2}. \quad (2.12)$$

Токи поврежденных фаз в месте КЗ выразим через ток фазы А,

$$\underline{I}_{\text{по}B} = a^2 \underline{I}_{\text{по}A} + a \underline{I}_{\text{по}A2} = (a^2 - a) \underline{I}_{\text{по}A} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{\text{по}A},$$

где a – оператор фазы.

и аналогично для фазы С $\underline{I}_{\text{по}C} = j\sqrt{3} \underline{I}_{\text{по}A1}$.

Таким образом, токи в фазах в месте КЗ будут

$$\underline{I}_{\text{по}A} = 0; \underline{I}_{\text{по}B} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{\text{по}A1}; \underline{I}_{\text{по}C} = j\sqrt{3} \underline{I}_{\text{по}A1}. \quad (2.13)$$

Учитывая граничные условия (2.11) выразим \underline{U}_{KB} и \underline{U}_{KC} через симметричные составляющие напряжения фазы А

$$a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{K0} - a \underline{U}_{KA1} - a^2 \underline{U}_{KA2} - \underline{U}_{K0} = 0,$$

$$(\underline{U}_{KA1} - \underline{U}_{KA2})(a^2 - a) = 0,$$

Откуда $\underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA1}$. (2.14)

Фазные напряжения в месте КЗ составляют

$$\underline{U}_{KA} = \underline{U}_{KA1} + \underline{U}_{KA2} = 2\underline{U}_{KA1};$$

$$\underline{U}_{KB} = \underline{U}_{KC} = a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} = -\underline{U}_{KA1} = -\underline{U}_{KA} / 2;$$

тогда $\underline{U}_{KA} = 2jI_{\text{ПОИ}} X_{\Sigma}$. $\underline{U}_{KB} = \underline{U}_{KC} = -jI_{\text{ПОА}} X_{\Sigma}$, (2.15)

т. е. фазное напряжение в неповрежденной фазе в два раза выше напряжения поврежденных фаз и противоположно им по знаку.

Таким образом, в месте КЗ фазные напряжения поврежденных фаз

$$\underline{U}_{BK}^{(2)} = \underline{U}_{CK}^{(2)} = -0,5 \underline{U}_A.$$

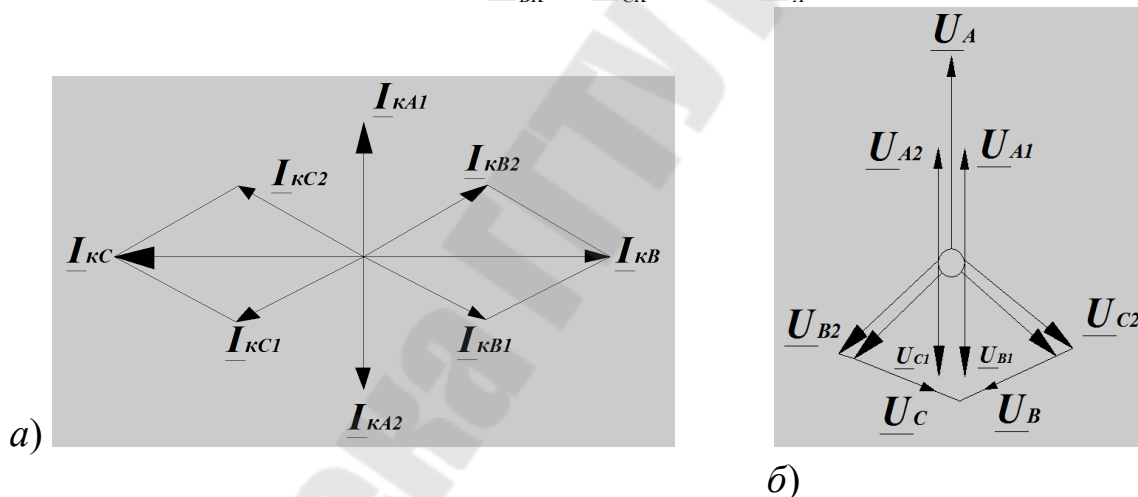


Рис. 2.5. Векторные диаграммы токов (а) в фазах В и С и напряжений (б) в точке К⁽²⁾ при двухфазном КЗ между фазами В и С без учета активных сопротивлений элементов

Соотношение (2.14) позволяет приравнять правые части выражений (2.10), т. е. $\underline{E}_A - \underline{I}_{\text{ПОА1}} jX_1 = -\underline{I}_{\text{ПОА2}} jX_2$.

Заменив $\underline{I}_{\text{ПОА2}} = -\underline{I}_{\text{ПОА1}}$ в соответствии с (2.12), последнее соотношение переписывается так $\underline{E}_A - \underline{I}_{\text{ПОА1}} jX_{1\Sigma} - \underline{I}_{\text{ПОА1}} jX_{2\Sigma} = 0$, откуда величина тока прямой последовательности будет:

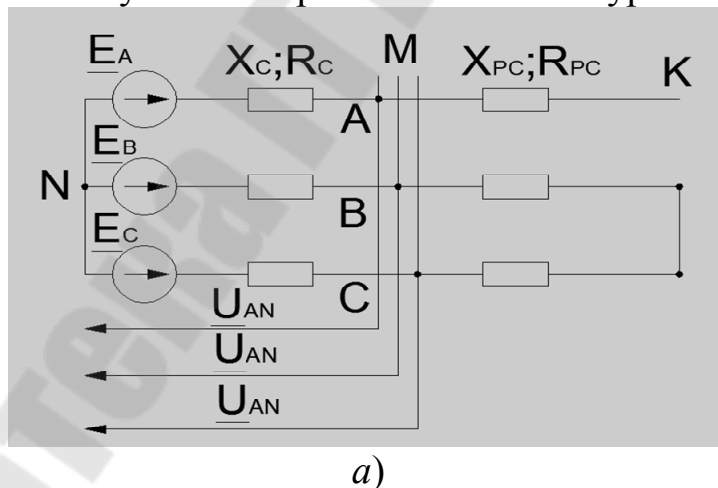
$$\underline{I}_{\text{ПОА}} = \frac{\underline{E}_A}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}. \quad (2.16)$$

В практических расчетах в распределительных сетях для всех элементов сети принимается равенство сопротивлений прямой и обратной последовательностей $X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X^{(3)}$. С учетом этого допущения ток двухфазного КЗ можно определить по току трехфазного КЗ

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_{AB}}{\sqrt{3}(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma})} = 0,866 \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}. \quad (2.17)$$

Полученные соотношения (2.12) и (2.14) между симметричными составляющими токов и напряжений отдельных последовательностей позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ без учета активных сопротивлений элементов (рис. 2.5).

При необходимости учета активных сопротивлений элементов системы электроснабжения построение векторных диаграмм токов и напряжений приведено на рис. 2.6. Исходными при построении векторных диаграмм являются фазные векторы ЭДС системы (\underline{E}_A , \underline{E}_B и \underline{E}_C). Ток в неповрежденной фазе $I_{\text{ПОА}}^{(2)} = 0$ в соответствии с граничными условиями (2.8), а так как сумма токов трех фаз равна нулю, то $I_{\text{ПОВ}}^{(2)} = -I_{\text{ПОС}}^{(2)}$ (рис. 2.6). Токи в поврежденных фазах определяются эквивалентной ЭДС $\underline{E}_{BC} = \underline{E}_B - \underline{E}_C$ и суммой сопротивлений в контуре КЗ.



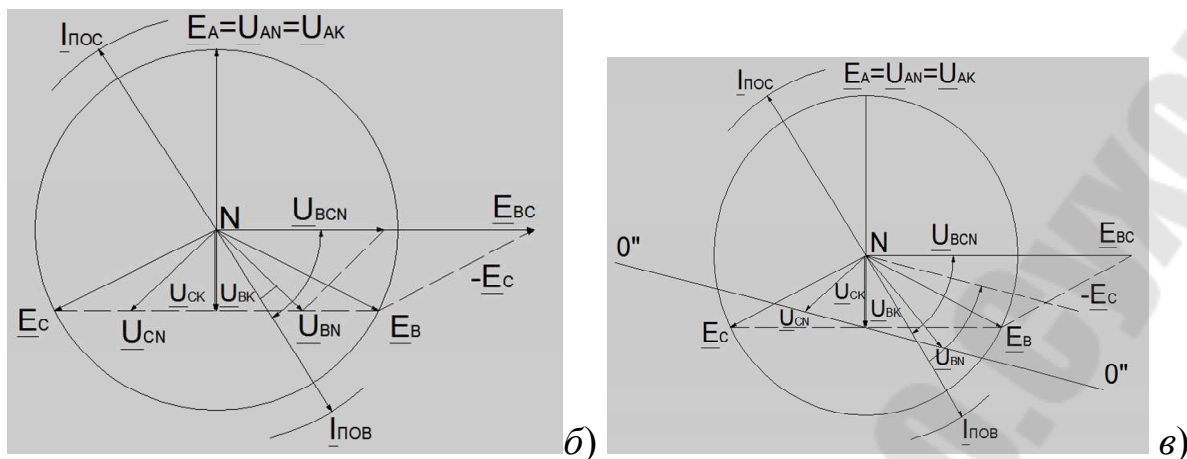


Рис. 2.6. Расчетная схема (а) и векторные диаграммы напряжений и токов при двухфазном КЗ между фазами В и С с учетом активных сопротивлений элементов; б) при $\varphi_c = \varphi_{pc}$ в) при $\varphi_c > \varphi_{pc}$

Напряжение на шинах подстанции М равно падению напряжения в линии, значение которого определяется током КЗ и сопротивлением петли КЗ: $\underline{U}_{BC}^{(2)} = 2\underline{I}_{ПОВ}^{(2)} \cdot Z_{pc}$. Вектор этого напряжения сдвинут относительно вектора тока $\underline{I}_{ПОВ}^{(2)}$ на угол φ_{pc} в сторону опережения.

Выводы из анализа двухфазного КЗ:

1. Двухфазное КЗ является несимметричным. Во всей СЭС треугольник линейных напряжений искажен (рис. 2.5 и 2.6).
2. Фазные напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны половине нормального фазного напряжения.
3. Напряжения прямой и обратной последовательностей в месте КЗ равны половине фазного нормального напряжения.
4. Фазное напряжение поврежденной опережающей фазы больше фазного напряжения поврежденной отстающей фазы при различных соотношениях X и R элементов системы электроснабжения (рис. 2.6, в).
5. Ток нулевой последовательности в сети отсутствует.
6. Двухфазное КЗ характеризуется наименьшим током из всех видов междуфазных повреждений.

Пример 2.2. Определить сверхпереходный и ударный токи в месте двухфазного КЗ в точке К⁽²⁾ для схемы рис. 2.7, а. По результатам вычислений построить векторные диаграммы токов и напряжений для двухфазного КЗ. Расчет токов КЗ произвести без учета активных сопротивлений элементов системы электроснабжения.

Питающая система G $S_{kc G}^{(3)} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}; X_{1*} = 0,125; X_{2*} = 0,21$

Трансформатор Т $S_T = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}; U_K = 5,5\%; 10/04 \text{ кВ}.$

Решение произведем в именованных единицах.

– Составим схемы замещения прямой и обратной последовательностей (рис. 2.7, б, в).

– Схема замещения прямой последовательности (рис. 2.7, б) повторяет схему для расчета трехфазного КЗ, но содержит источник U_{K1} .

– Схема замещения обратной последовательности (рис. 2.7, в) отличается от схемы замещения прямой последовательности отсутствием в ней ЭДС генерирующих ветвей.

– Определим параметры схемы замещения прямой и обратной последовательностей

– Прямая последовательность

$$X_{C1} = X_{1*} \cdot \frac{U^2}{S_{ксG}} = 0,125 \frac{0,4^2}{10} = 0,002 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{2,5} = 0,00352 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = X_0 L = 0,25 \cdot 0,1 = 0,025 \text{ Ом}$$

-Суммарное сопротивление прямой последовательности

$$X_{1\Sigma} = X_{C1*} + X_{T1*} + X_{Л1*} = 0,002 + 0,00352 + 0,025 = 0,03052 \text{ Ом} .$$

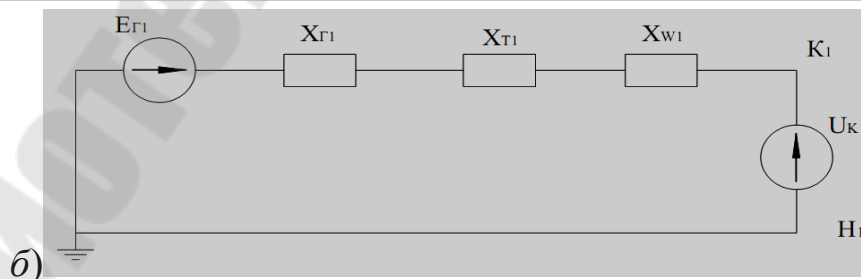
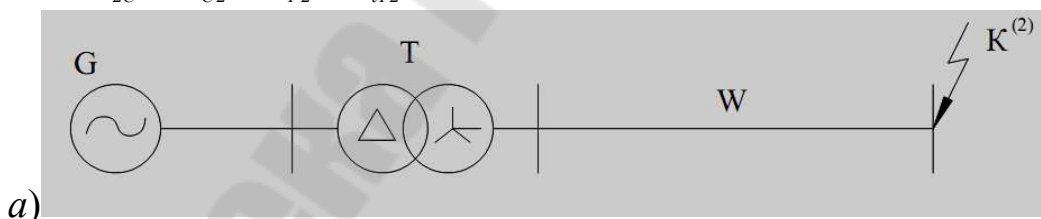
-Обратная последовательность

$$X_{C2} = X_{2*} \cdot \frac{U^2}{S_{ксG}} = 0,21 \frac{0,4^2}{10} = 0,00336 \text{ Ом} ; \quad X_{T2*} = X_{T1*} = 0,00352 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л2*} = X_{Л1*} = 0,025 \text{ Ом} ,$$

Суммарное сопротивление обратной последовательности

$$X_{2\Sigma} = X_{C2} + X_{T2} + X_{Л2} = 0,00336 + 0,00352 + 0,025 = 0,03188 \text{ Ом} .$$



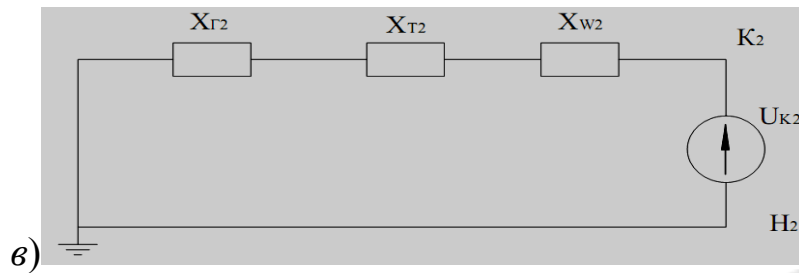


Рис. 2.7. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (б) и обратной (в) последовательности к примеру 2.2.

-Определим ток прямой последовательности в именованных единицах

$$I_{1\text{ПО}}^{(2)} = \frac{U}{\sqrt{3}(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma})} = \frac{0.4}{\sqrt{3}(0.03052 + 0.03188)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.0624} = 3.69 \text{ кА}.$$

-Определим ток, протекающий в поврежденных фазах

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = I_{1\text{ПО}}^{(2)} \cdot \sqrt{3} = 3.69 \cdot 1.73 = 6.4 \text{ кА}.$$

-Определим ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}^{(2)} = 2.55 I_{\text{ПО}}^{(2)} = 2.55 \cdot 6.4 = 16.35 \text{ кА}$

Построим векторные диаграммы токов и напряжений (рисунок 2.8) для двухфазного КЗ.

1. Векторная диаграмма токов

-Токи прямой последовательности $I_{1\text{ПО}}^{(2)} = 3.69 \text{ кА}$.

-Токи в поврежденных фазах $I_{\text{ПО}}^{(2)} = 6.40 \text{ кА}$

2. Векторная диаграмма напряжений:

-Из граничных условий имеем, что напряжение прямой и обратной последовательностей фазы А в месте КЗ будут равны

$$U_{\text{КА}2}^{(2)} = U_{\text{КА}1}^{(2)} = jX_{2\Sigma} I_{\text{ПОА}1}^{(2)} = 1.99 \cdot 0.256 \cdot 230 = 115 \text{ В},$$

а фазные напряжения в месте КЗ равны

$$U_{\text{КА}}^{(2)} = U_{\text{КА}1}^{(2)} + U_{\text{КА}2}^{(2)} = 2U_{\text{КА}1}^{(2)} = 2jX_{2\Sigma} I_{1\text{ПО}}^{(2)} = 2j \cdot 0.03188 \cdot 3.69 = j230 \text{ В},$$

$$\underline{U}_{\text{КВ}}^{(2)} = \underline{U}_{\text{КС}}^{(2)} = -\underline{U}_{\text{КА}1}^{(2)} = -\underline{U}_{\text{КА}}^{(2)} / 2 = 115 \text{ В}.$$

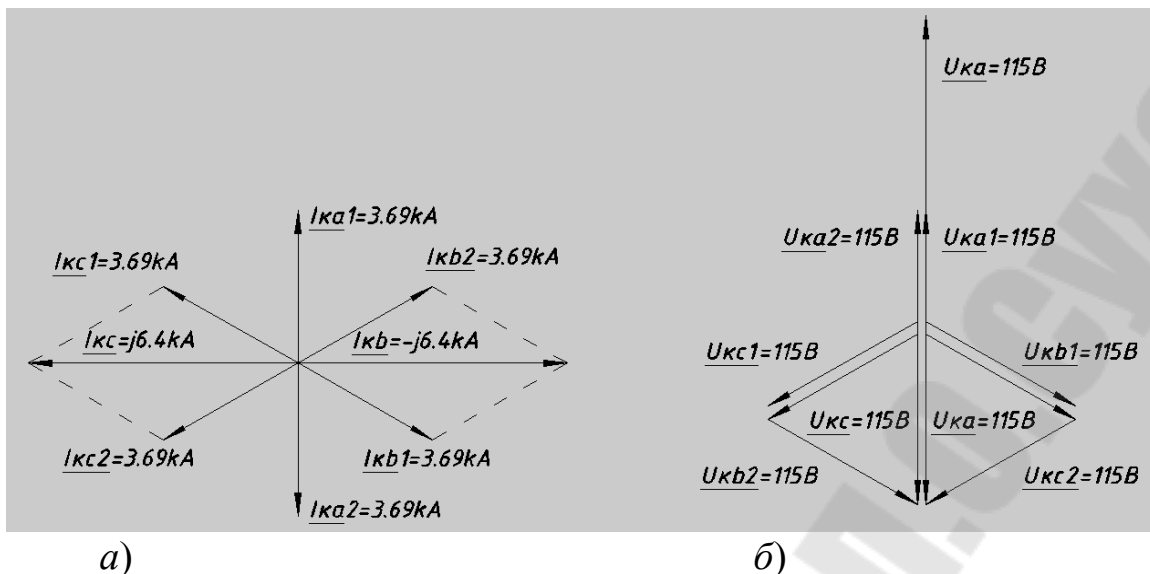


Рис. 2.8. Векторные диаграммы токов (а) и напряжений (б) при двухфазном КЗ к примеру 2.2.

2.5. Однофазное КЗ ($K^{(1)}$) в сетях с заземленной нейтралью

Однофазное КЗ характеризуется появлением токов нулевой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности не равно сопротивлению прямой последовательности и всегда больше его (например, для воздушных ЛЭП $X_{0вл} \approx (2,0 - 5,5)X_{1вл}$), для кабельных $X_{0кл} \approx (3,5 - 4,6)X_{1кл}$). Для упрощения анализа однофазного КЗ будем пренебрегать активными сопротивлениями элементов системы электроснабжения. Для расчета однофазного КЗ необходимо иметь схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, из которых определяются величины E_{Σ} , $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$,

Для однофазного КЗ основные уравнения в соответствии с вторым законом Кирхгофа для каждой последовательности будут иметь вид

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - X_{1\Sigma} \underline{I}_{\text{по}1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - X_{2\Sigma} \underline{I}_{\text{по}2}; \\ \underline{U}_{K0} = 0 - X_{0\Sigma} \underline{I}_{\text{по}0}, \end{cases} \quad (2.18)$$

где \underline{U}_{K1} , \underline{U}_{K2} , \underline{U}_{K0} , $\underline{I}_{\text{по}1}$, $\underline{I}_{\text{по}2}$, $\underline{I}_{\text{по}0}$ – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ; \underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (2.18) содержат шесть неизвестных величин: три составляющие напряжения и три составляющие тока соответствующих последовательностей. Недостающие уравнения для определения не-

известных величин получают из граничных условий, которыми характеризуется однофазное КЗ.

Предположим, в точке К (рисунок 2.9) в сети с глухозаземленной нейтралью Н происходит однофазное КЗ фазы А на землю.

Однофазное КЗ характеризуется следующими граничными условиями:

$$\underline{U}_{KA} = 0, \quad \underline{I}_{POB} = 0, \quad \underline{I}_{POC} = 0. \quad (2.19)$$

Симметричные составляющие тока в поврежденной фазе с учетом граничных условий равны по величине и совпадают по фазе

$$\underline{I}_{POA1} = \underline{I}_{POA2} = \underline{I}_{POA0} = \frac{\underline{I}_{POA}}{3}. \quad (2.20)$$

Таким образом, токи в фазах $\underline{I}_{POA} = 3\underline{I}_{POA1}$; $\underline{I}_{POB} = 0$; $\underline{I}_{POC} = 0$.

Ток, протекающий через землю, $\underline{I}_{PO3} = 3\underline{I}_{POA1} = 3\underline{I}_{PO0}$.

Симметричные составляющие напряжений в месте КЗ

$$\begin{cases} \underline{U}_{KA1} = -(\underline{U}_{KA2} - \underline{U}_{K0}) = j(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}) \underline{I}_{POA1}; \\ \underline{U}_{KA2} = -jX_{2\Sigma} \underline{I}_{POA2} = -jX_{2\Sigma} \underline{I}_{POA1}; \\ \underline{U}_{K0} = -jX_{0\Sigma} \underline{I}_{PO0} = -jX_{0\Sigma} \underline{I}_{POA1}. \end{cases} \quad (2.21)$$

Фазные напряжения неповрежденных фаз в месте КЗ

$$\begin{cases} \underline{U}_{KB} = a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{K0} = j[(a^2 + a)X_{2\Sigma} + (a^2 - 1)X_{0\Sigma}] \underline{I}_{POA1}; \\ \underline{U}_{KC} = j[(a - a^2)X_{2\Sigma} + (a - 1)X_{0\Sigma}] \underline{I}_{POA1}. \end{cases}$$

Выражения (2.20) и (2.21) позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений (рис. 2.10). На векторной диаграмме напряжений (рис. 2.10, б) угол θ между напряжениями неповрежденных фаз зависит от отношения между $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ и изменяется в пределах $60^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$. Нижний предел соответствует $X_{0\Sigma} = \infty$ (изолированная нейтраль), верхний – при $X_{0\Sigma} = 0$. При $X_{0\Sigma} = X_{2\Sigma}$ угол θ равен 120° .

Подставим в уравнение (2.18) симметричные составляющие напряжений из

$$\underline{E}_\Sigma - j\underline{I}_{POA1} X_{1\Sigma} - j\underline{I}_{POA2} X_{2\Sigma} - j\underline{I}_{POA0} X_{0\Sigma} = 0,$$

откуда с учетом уравнения (2.20) получим

$$\underline{I}_{POA1} = \frac{\underline{E}_\Sigma}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}. \quad (2.22)$$

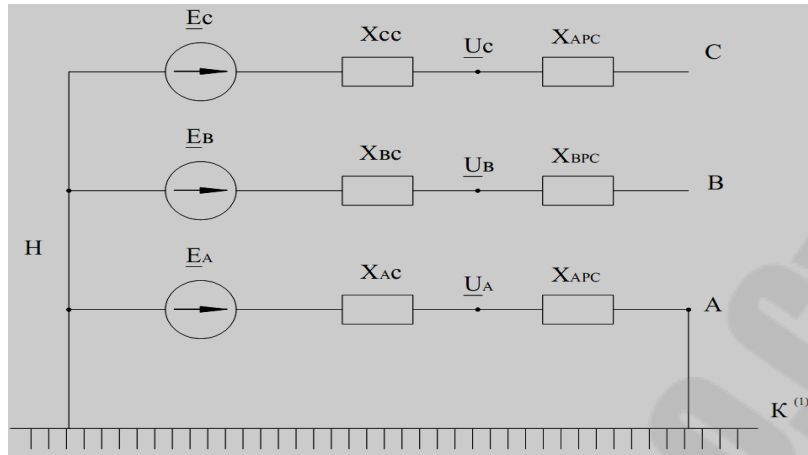


Рис. 2.9. Принципиальная схема однофазного КЗ

Ток в поврежденной фазе равен геометрической сумме токов прямой, обратной и нулевой последовательностей $I_{\text{ПОА}}^{(1)} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} + I_{\text{ПО0}}$ или с учетом того, что $X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma}$

$$I_{\text{ПОА}}^{(1)} = 3I_{\text{ПОА}} = \frac{3E_A}{2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{AB}}{2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (2.23)$$

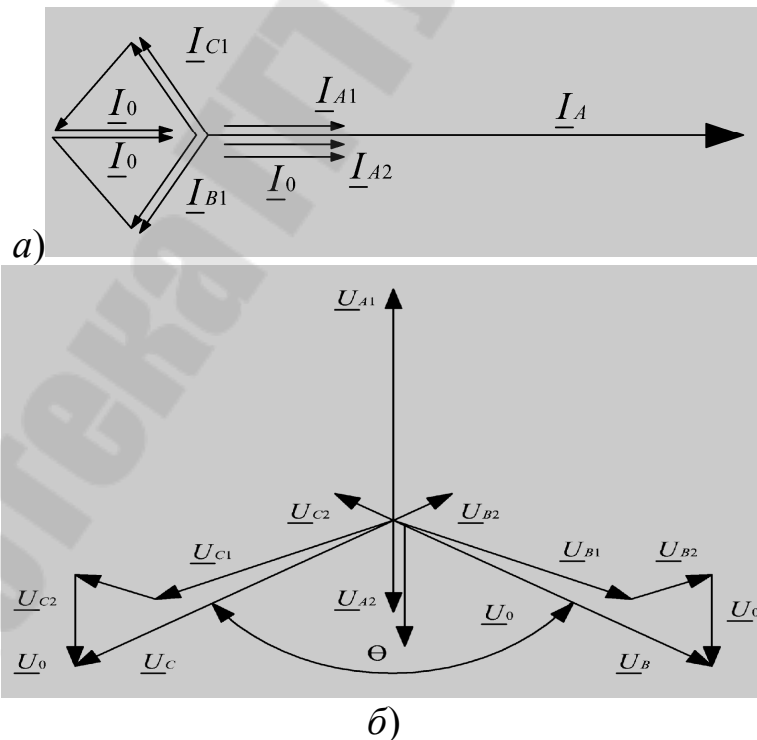


Рис. 2.10. Векторные диаграммы токов (а) и напряжений (б) при однофазном КЗ

На рис. 2.11, а представлен участок сети, на промежуточной подстанции которой трансформатор Т работает с заземленной нейтралью, а на рис. 2.11, б, в, г, д – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при однофазных КЗ в точках К1 и К2. Энергосистема С для токов нулевой последовательности обладает сопротивлением Z_{0c} .

При КЗ в точке К1 через защиту АК1 выключателя Q1 в поврежденной фазе А проходит ток (рис. 2.11, б, в, г)

$$I_{\text{ПОА}}^{(1)} = \frac{3U_A}{Z_{1c} + Z_{2c} + Z_{0c}} \cdot \text{или при } Z_{1c} = Z_{2c} \quad I_{\text{ПОА}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{лин}}}{2Z_{1G} + Z_{0G}}.$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности (рис. 2.11, д) при КЗ в точке К2

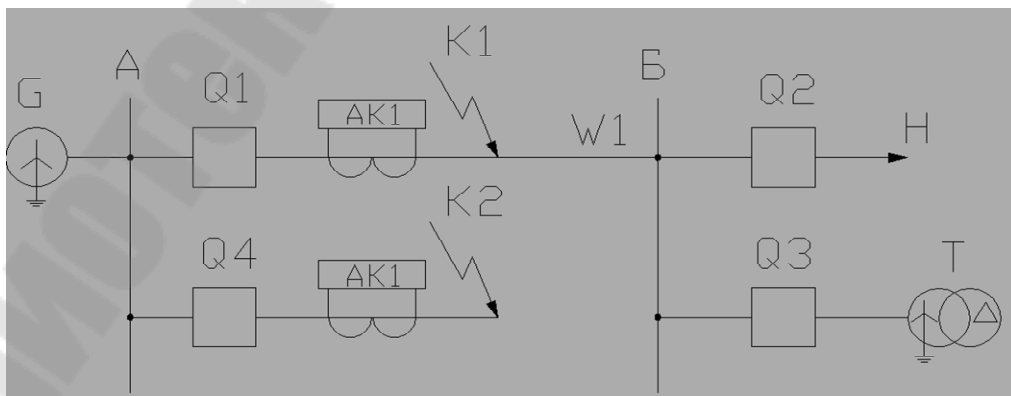
$$Z_{0\Sigma} = \frac{Z_{0c}(Z_{0W} + Z_T)}{Z_{0c} + Z_{0W} + Z_T}.$$

При КЗ в точке К2 через защиту АК2 выключателя Q2 в поврежденной фазе А проходит ток (рис. 2.11, б, в, д):

$$I_{\text{ПОА}}^{(1)} = \frac{3U_A}{Z_{1c} + Z_{2c} + Z_{0\Sigma}} \cdot \text{или при } Z_{1c} = Z_{2c} \quad I_{\text{ПОА}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{лин}}}{2Z_{1c} + Z_{0\Sigma}}.$$

При КЗ в точке К2 в поврежденной фазе А защиты АК1 выключателя Q1 проходит ток, обусловленный заземленной нейтралью трансформатора Т

$$I_{\text{ПО11}} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} + I_{\text{ПО0}}(Z_{0W} + Z_T)/(Z_{0c} + Z_{0W} + Z_T).$$



а)

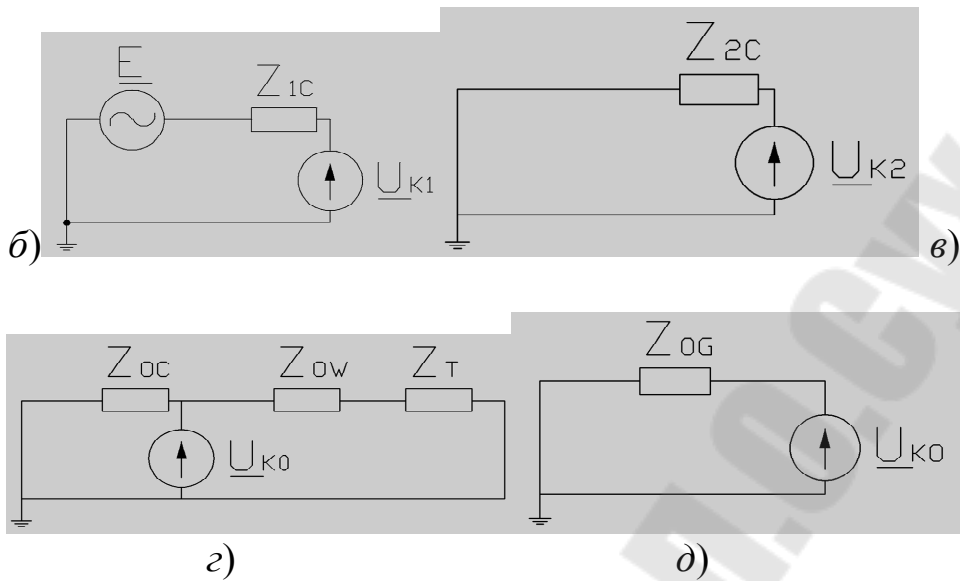


Рис. 2.11. Определение тока однофазного КЗ в точках К1 и К2 при заземлении нейтрали трансформатора Т. а) – расчетная схема; б, в – схемы замещения прямой и обратной последовательностей; г – схема замещения нулевой последовательности при КЗ в точке К1; д – схема замещения нулевой последовательности при КЗ в точке К2

Выводы из анализа однофазного КЗ:

1. Однофазное КЗ является несимметричным. Во всей СЭС треугольник линейных напряжений искажен (рисунок 2.9).
2. Ток КЗ, протекающий в поврежденной фазе, состоит из токов прямой $I_{\text{П}01}$, обратной $I_{\text{П}02}$ и нулевой $I_{\text{П}00}$ последовательностей.
3. Напряжение в поврежденной фазе в СЭС резко снижается, что приводит к искажению треугольника линейных напряжений и это отражается на нормальной работе потребителей.
4. Напряжение неповрежденных фаз в месте КЗ незначительно повышается. Это объясняется тем, что в «здоровых» фазах наводится ЭДС взаимной индукции от тока КЗ, протекающего в поврежденной фазе.
5. Линейные напряжения в месте КЗ не выше напряжения нормально-го режима.

Пример 2.3. Определить сверхпереходный и ударный токи трехфазного и однофазного КЗ, для схемы рисунка 2.6. По результатам расчета построить векторные диаграммы токов и напряжений для однофазного КЗ. Исходные данные принять такими же как и в примере 2.2.

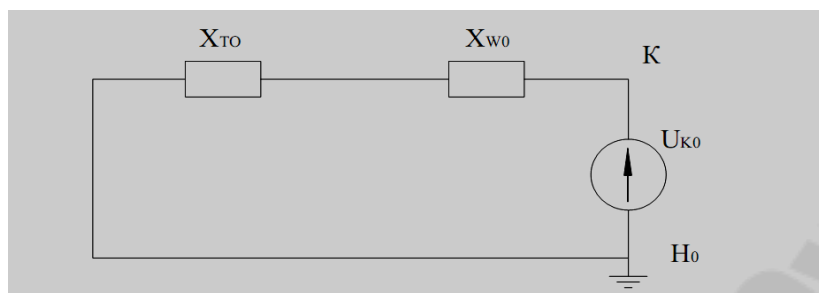


Рис. 2.12. Схема замещения нулевой последовательности к примеру 2.3

Решение

-Примем схемы замещения прямой и обратной последовательностей такими же как в примере 2.2.

-Составление схемы замещения нулевой последовательности (рисунок 2.12) начинают от точки К считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой и к ней относительно земли приложено напряжение нулевой последовательности U_{K0} . Под действием напряжения U_{K0} через элементы, соединенные в звезду с заземленной нейтралью и имеющие электрическую связь с точкой КЗ, будут протекать токи нулевой последовательности. Поэтому в схему замещения включаются лишь линия (одноцепная) и трансформатор. Генератор из схемы замещения исключается, так как токи нулевой последовательности не выходят за треугольник трансформатора Т.

-Суммарное сопротивление прямой последовательности

$$X_{1\Sigma} = X_{c1*} + X_{T1*} + X_{Л1*} = 0,002 + 0,00352 + 0,025 = 0,03052 \text{ Ом} .$$

-Суммарное сопротивление обратной последовательности

$$X_{2\Sigma} = X_{c2} + X_{T2} + X_{Л2} = 0,00336 + 0,00352 + 0,025 = 0,03188 \text{ Ом} .$$

-Определяем параметры схемы замещения нулевой последовательности

$$X_{T0} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{2,5} = 0,00352 \text{ Ом}$$

$$X_{Л0} = X_0 L = 3,5 \cdot 0,25 \cdot 0,1 = 0,0875 \text{ Ом (одноцепная линия без тросов) .}$$

-Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$X_{0\Sigma} = X_{T0} + X_{Л0} = 0,00352 + 0,0875 = 0,09102 \text{ Ом} .$$

-Ток трехфазного КЗ будет

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} X_{1\Sigma}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,03052} = 7,57 \text{ кА}$$

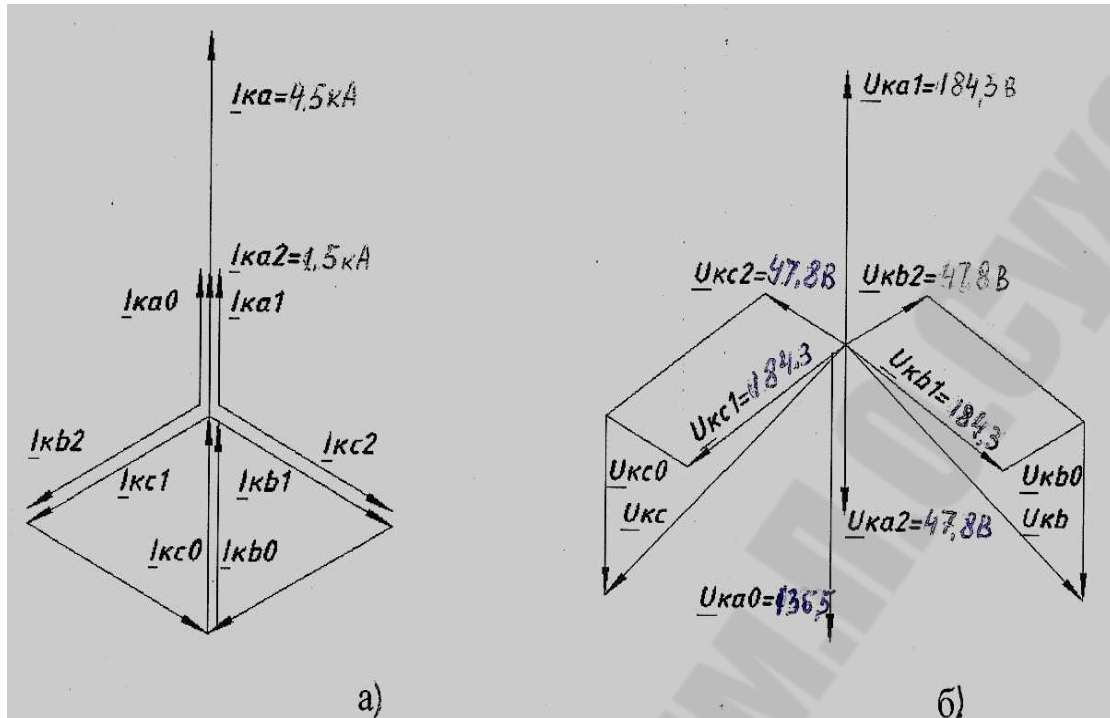


Рисунок 2.13. Векторные диаграммы токов (а) и напряжений (б) при однофазном КЗ к примеру 2.3.

-Определяем ток прямой последовательности при однофазном КЗ

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3}(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})} = \frac{0.4}{\sqrt{3}(0.03052 + 0.03188 + 0.09102)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.1534} = 1.5 \text{ кА}.$$

-Определяем ток, протекающий в поврежденной фазе

$$I_{\text{по}}^{(1)} = I_{\text{по}}^{(1)} \cdot 3 = 1.5 \cdot 3 = 4.5 \text{ кА}.$$

Построим векторные диаграммы токов и напряжений для однофазного КЗ

1. Векторная диаграмма токов (рис. 2.13, а).

-Ток прямой последовательности в именованных единицах

$$I_{\text{по1}}^{(1)} = 1.5 \text{ кА}$$

-Ток в поврежденной фазе А в именованных единицах

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 4.5 \text{ кА}.$$

2. Векторная диаграмма напряжений (рисунок 2.13, б).

-Симметричные составляющие напряжений в месте КЗ

$$\underline{U}_{K0} = -jX_{0\Sigma} I_{\text{по1}}^{(1)} = -0.09102 \cdot 1500 = -136.5 \text{ В},$$

$$\underline{U}_{K2} = -jX_{2\Sigma} I_{\text{по1}}^{(1)} = -0.03188 \cdot 1500 = -47.8 \text{ В},$$

$$\underline{U}_{K\text{A1}} = (\underline{U}_{K\text{A2}} + \underline{U}_{K0}) = j(136.5 + 47.8) = j184.3 \text{ В}$$

2.6. Двухфазное короткое замыкание на землю

Предположим в точке K (рисунок 2.13) в сети с глухозаземленной нейтралью происходит двухфазное КЗ на землю между фазами B , C и землей.

Для расчета $K^{(1,1)}$ необходимо иметь схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, из которых определяются величины сопротивлений прямой $X_{1\Sigma}$, обратной $X_{2\Sigma}$ и нулевой $X_{0\Sigma}$ последовательностей.

Уравнения (2.18) дополняются тремя граничными условиями:

$$\underline{I}_{KA} = 0, \underline{U}_{KB} = 0, \underline{U}_{KC} = 0. \quad (2.24)$$

Симметричные составляющие напряжений фазы A с учетом граничных условий будут:

$$\begin{cases} \underline{U}_{KA1} = \frac{\underline{U}_{KA} + a\underline{U}_{KB} + a^2\underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}; \\ \underline{U}_{KA2} = \frac{\underline{U}_{KA} + a^2\underline{U}_{KB} + a\underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}; \\ \underline{U}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA} + \underline{U}_{KB} + \underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}, \end{cases} \quad (2.25)$$

т. е. $\underline{U}_{KA1} = \underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}$, откуда $\underline{U}_{KA} = 3\underline{U}_{KA1}$. (2.26)

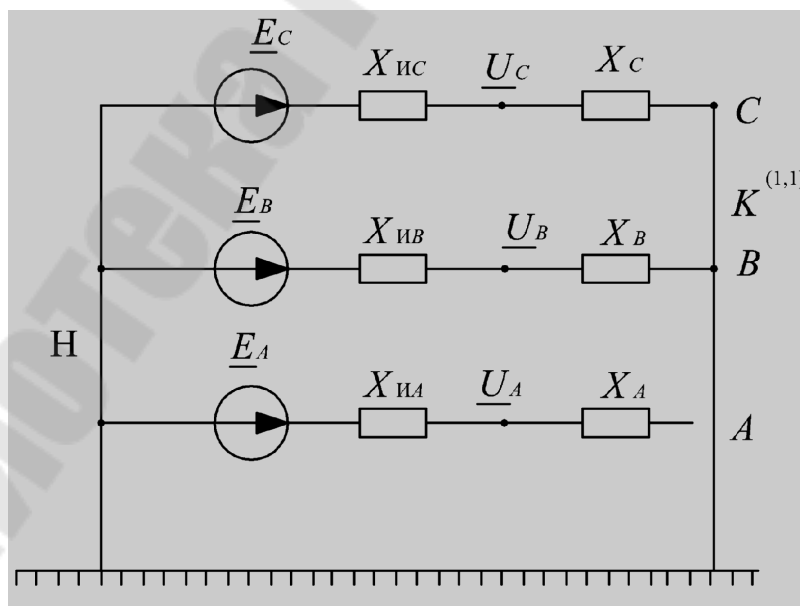


Рис. 2.13. Принципиальная схема двухфазного КЗ на землю

Из исходных уравнений (2.18):

$$\underline{I}_{KA1} = \frac{\underline{E}_\Sigma - \underline{U}_{KA1}}{jX_{1\Sigma}}; \quad \underline{I}_{KA2} = \frac{\underline{U}_{KA2}}{jX_{2\Sigma}}; \quad \underline{I}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA0}}{jX_{0\Sigma}}. \quad (2.27)$$

Так как ток фазы A $\underline{I}_{KA} = \underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{KA2} + \underline{I}_{KA0} = 0$, то, подставляя уравнения (2.27) в это выражение, имеем:

$$\frac{\underline{E}_\Sigma - \underline{U}_{KA1}}{jX_{1\Sigma}} - \frac{\underline{U}_{KA2}}{jX_{2\Sigma}} - \frac{\underline{U}_{KA0}}{jX_{0\Sigma}} = 0.$$

Из последнего выражения получим:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{KA1} = \underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA0} &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{X_{1\Sigma} \left[\frac{1}{X_{1\Sigma}} + \frac{1}{X_{2\Sigma}} + \frac{1}{X_{0\Sigma}} \right]} = \\ &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{1 + \frac{X_{1\Sigma}(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}} = \frac{\underline{E}_\Sigma}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}}. \end{aligned} \quad (2.28)$$

Подставляя полученное значение \underline{U}_{KA1} из выражения (2.28) в формулы (2.27), после преобразований имеем:

$$\left\{ \begin{aligned} \underline{I}_{KA1} &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{j \left[X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]}; \\ \underline{I}_{KA2} &= -\underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}; \\ \underline{I}_{KA0} &= \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \end{aligned} \right. \quad (2.29)$$

Схема замещения при двухфазном КЗ на землю, соответствующая выражению (2.29), представлена на рис. 6.14.

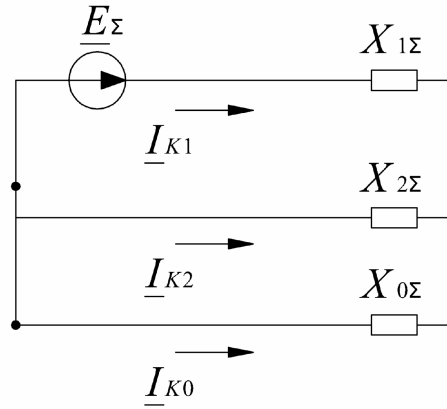


Рис. 6.14. Комплексная схема замещения цепи при двухфазном КЗ на землю

Токи в поврежденных фазах:

$$\left\{ \begin{aligned} \underline{I}_{KB} &= a^2 \underline{I}_{KA1} - a \underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \\ &= \underline{I}_{KA1} \left[a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]; \\ \underline{I}_{KC} &= a \underline{I}_{KA1} - a^2 \underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \\ &= \underline{I}_{KA1} \left[a - \frac{a^2 X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]. \end{aligned} \right. \quad (2.30)$$

Модуль выражений в квадратных скобках в уравнениях (2.30) составляет

$$\left| a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right| = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} = m^{(1,1)}. \quad (2.31)$$

Следовательно, абсолютная величина токов в поврежденных фазах B и C запишется как

$$\underline{I}_{KB} = m^{(1,1)} \underline{I}_{KA1}; \quad \underline{I}_{KC} = m^{(1,1)} \underline{I}_{KA1}. \quad (2.32)$$

В зависимости от отношения между $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ значение $m^{(1,1)}$ находится в пределах $1,5 \leq m^{(1,1)} \leq \sqrt{3}$. Нижний предел наступает при $X_{2\Sigma} = X_{0\Sigma}$, а верхний – при $X_{2\Sigma} / X_{0\Sigma}$, равном 0 или ∞ .

Ток, протекающий через землю (и параллельным ей путем), будет:

$$\underline{I}_3 = 3\underline{I}_{K0} = -3\underline{I}_{K1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (2.33)$$

Выражение (2.28) можно представить в следующем виде:

$$\underline{U}_{KA1} = \underline{I}_{KA1} j \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (2.34)$$

Напряжение неповрежденной фазы в месте КЗ

$$\underline{U}_{KA} = 3\underline{U}_{KA1}.$$

Векторные диаграммы токов и напряжений в месте двухфазного КЗ на землю приведены на рисунке 2.15. На векторной диаграмме токов угол θ может изменяться в пределах $60^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, стремясь к нижнему пределу при $X_{0\Sigma} \rightarrow 0$ и к верхнему при $X_{0\Sigma} \rightarrow \infty$.

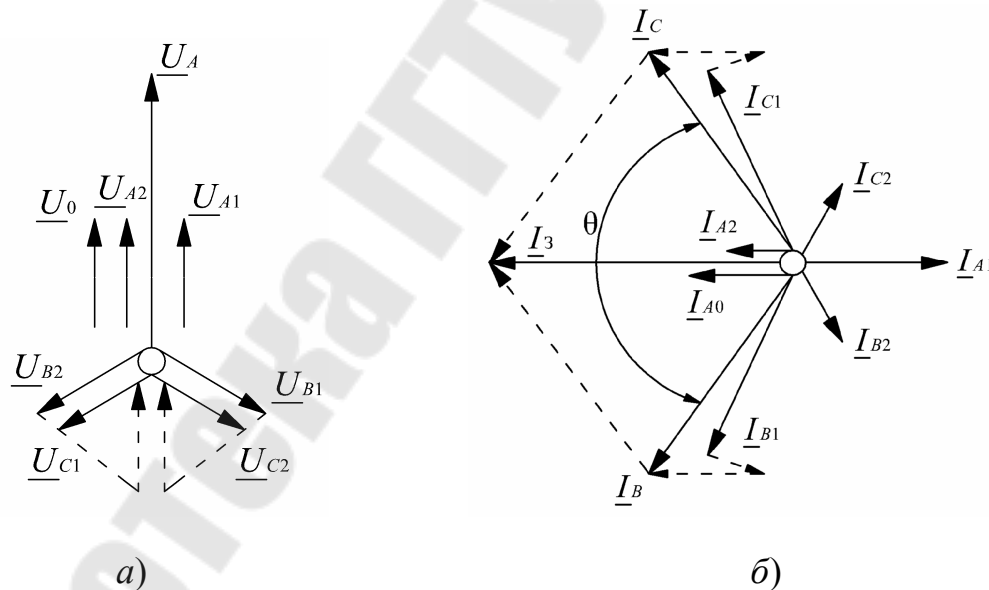


Рис. 2.15. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) при двухфазном КЗ на землю

Выводы из анализа двухфазного КЗ на землю:

1. Напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны нулю и значительно ниже нормальных значений во всей СЭС.
2. Напряжение неповрежденной фазы не изменяется и равно номинальному напряжению.

3. В системе электроснабжения протекают токи КЗ всех последовательностей.

Контрольные вопросы

1. Какими параметрами характеризуется трехфазное КЗ?
2. Приведите векторные диаграммы токов и напряжений при трехфазном КЗ.
3. Каковы основные положения метода симметричных составляющих?
4. Каков порядок расчета несимметричных КЗ в распределительных сетях?
5. Каковы граничные условия двухфазного КЗ?
6. Как построить векторные диаграммы токов и напряжений при двухфазных КЗ?
7. Каковы граничные условия однофазного КЗ?
8. Как построить векторные диаграммы токов и напряжений при однофазных КЗ?
9. Как определяется ток КЗ в поврежденных фазах при несимметричных КЗ?
10. Каковы граничные условия двухфазного КЗ на землю?
11. Как построить векторные диаграммы токов и напряжений при двухфазном КЗ на землю?

3. Однофазное замыкание на землю в распределительных сетях

3.1. Режимы заземления нейтрали в сетях напряжением 6-35 кВ

Выбор режима заземления нейтрали в сети 6-35 кВ (или по-другому способа заземления нейтрали) является исключительно важным вопросом при проектировании и эксплуатации (реконструкции).

Режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения в различных странах мира

Таблица 3.1

Страна	Режим заземления нейтрали			
	Изолированная	Заземленная через реактор	Заземленная через резистор	Глухозаземленная
Россия	+	+	-	-
Беларусь	+	+	-	-

Канада	-	-	+	+
США	-	-	+	+
Испания	-	+	+	+
Франция	-	+	+	-
Япония	-	-	+	-
Германия	-	+	+	-
Великобритания	-	-	+	+
Финляндия	+	+	+	-
Италия	-	+	+	-

Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ).
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- бесперебойность электроснабжения потребителей;
- уровень изоляции электрооборудования;
- допустимое сопротивление контура заземления подстанции.

Таким образом, очевидно, что режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения влияет на значительное число технических решений, которые реализуются в конкретной сети.

В мире в сетях среднего напряжения (до 69 кВ) используются четыре возможных варианта заземления нейтрали, а именно:

- изолированная (незаземленная) нейтраль;
- заземленная нейтраль через дугогасящий реактор;
- заземленная нейтраль через резистор (низкоомный или высокоомный);

Если посмотреть на мировую практику эксплуатации сетей среднего напряжения (таблица 3.1), то видно, что в отличие от России, где используется режим изолированной нейтрали (более 80% сетей 6-35 кВ) и режим заземления через дугогасящий реактор (до 20% сетей 6-35 кВ), подавляющее число стран используют нейтраль заземленную через дугогасящий реактор или нейтраль заземленную через резистор (низкоомный или высокоомный);

В Республике Беларусь до настоящего времени широкое распространение получила система изолированной нейтрали и система компенсированной через дугогасящий реактор нейтрали сетей 6-35кВ,

однако в соответствии с [2,7], на вновь вводимых и реконструируемых подстанциях предусматривается резистивное заземление нейтрали.

3.2.Режим изолированной нейтрали

Режим изолированной нейтрали [1, п.1.2.15] используется достаточно давно и подавляющее большинство сетей 6-35 кВ работает именно с этим режимом заземления нейтрали.

При замыкании на землю одной из фаз, например, на линии по "здоровым" фазам будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости данных линий относительно земли, а следовательно, от параметров линии (длина и сечение). В поврежденной фазе эти токи складываются и проходят через точку замыкания на землю. Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности.

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$ получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения. В неповрежденных фазах протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Основным достоинством таких систем заземления нейтрали является то, что даже в режиме ОЗЗ без отключения повреждённого участка сети представляется возможным определенное время (до обнаружения и устранения повреждения) осуществлять электроснабжение потребителей.

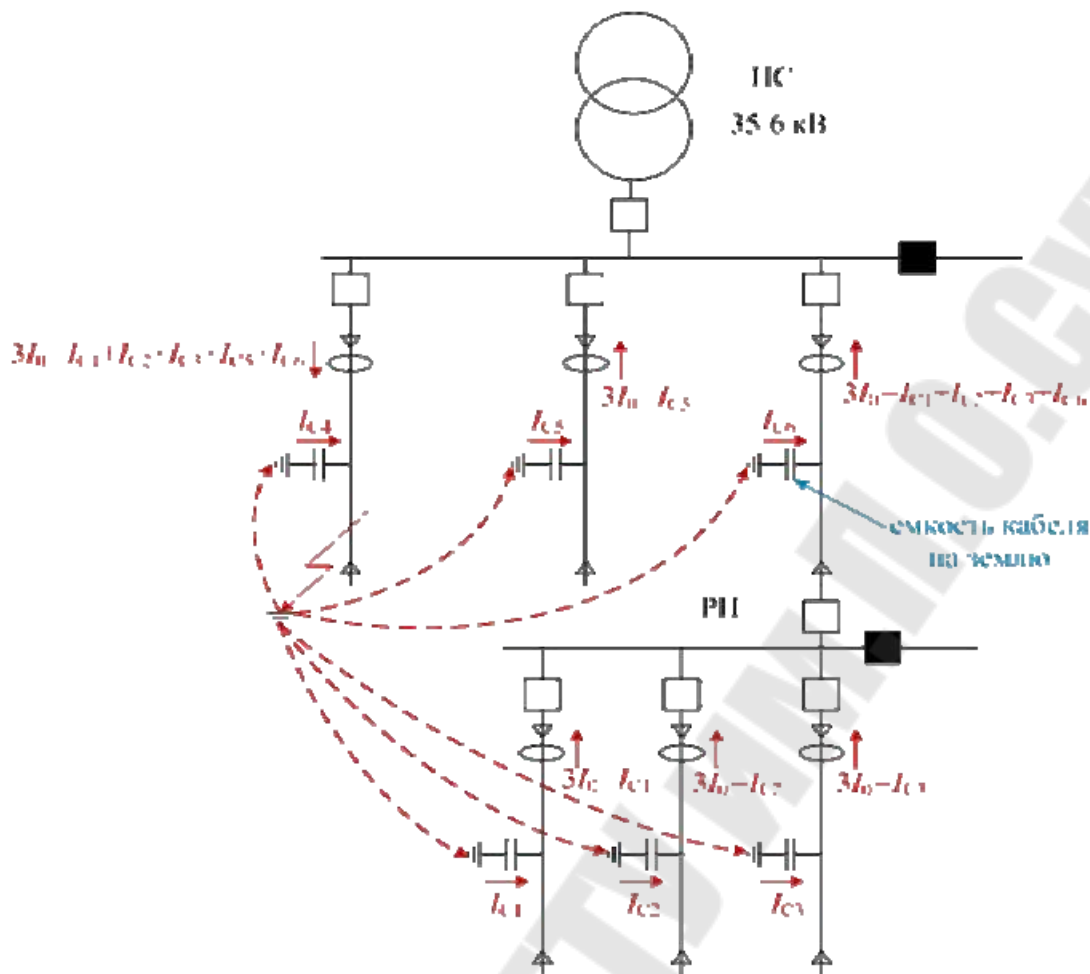


Рис. 3.1. Распределение токов при замыкании на землю одной из фаз

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью позволяет говорить о существенных недостатках этого режима в сетях 6-35 кВ, таких как:

- При металлическом ОЗЗ напряжение на неповреждённых фазах повышается до линейного, что требует выполнения фазной изоляции на линейное напряжение.
- Появляются значительные перенапряжения, которые способствуют увеличению вероятности перехода ОЗЗ в двухфазные и трехфазные короткие замыкания.
- Режим ОЗЗ может приводить к развитию феррорезонансных перенапряжений в цепи намагничивания измерительных трансформаторов напряжения (НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замыканиях на землю.
- Сложность обнаружения места повреждения (места замыкания).
- Неправильная работа релейных защит от однофазных замыканий на землю.

- Повышается опасность поражения людей и животных по причине длительного существования режима работы электрической сети в режиме ОЗЗ.

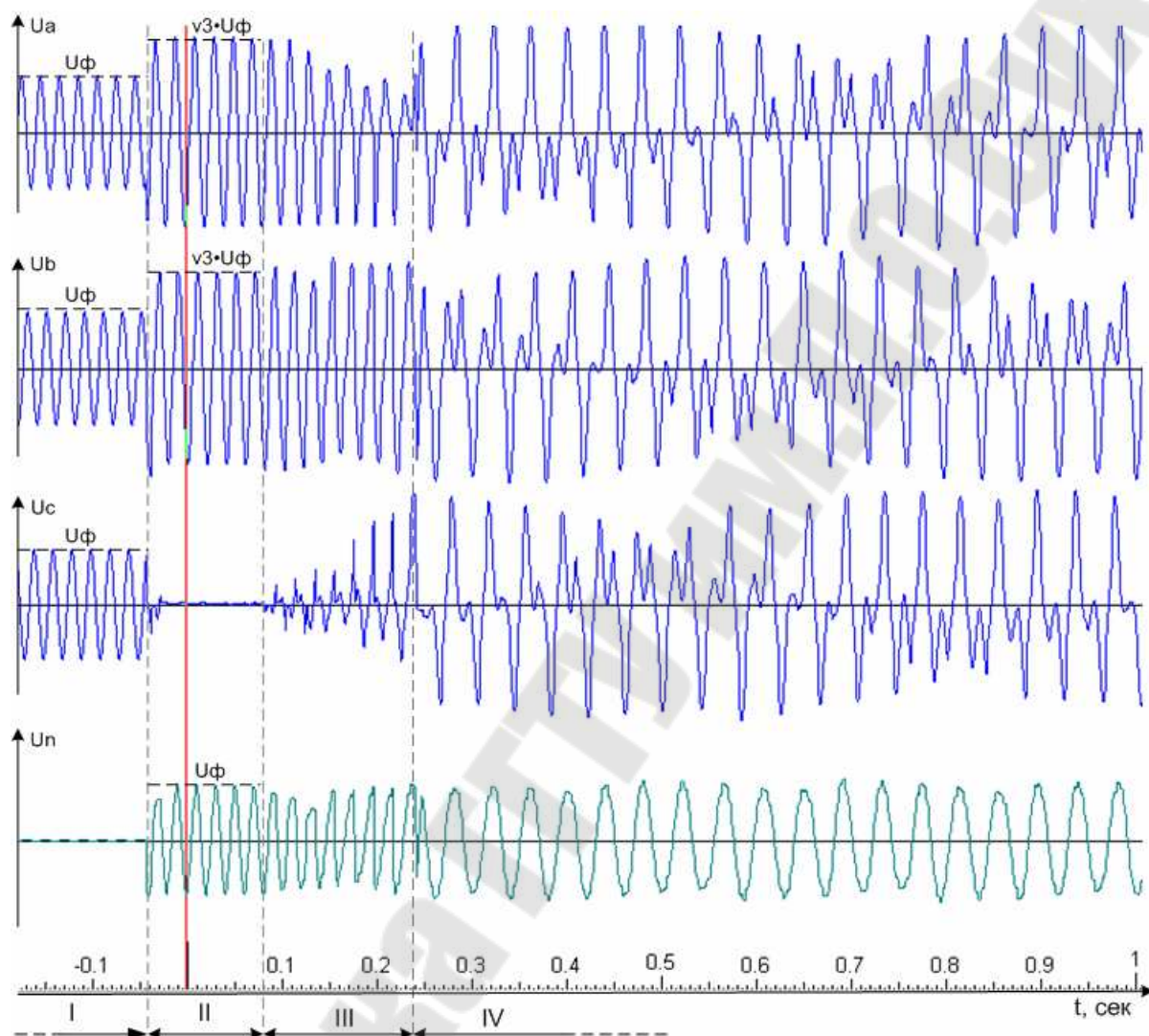


Рис. 3.2. Переходный процесс в распределительной сети подстанции (однофазное замыкание с последующим возникновением феррорезонанса)

В связи с наличием такого количества недостатков режим изолированной нейтрали в распределительных сетях был исключен в подавляющем большинстве стран Европы, Северной Америки и других странах еще в 40-60-х годах прошлого века.

Оциллограмма аварийного процесса, записанная цифровым блоком релейной защиты на одной из нефтеперекачивающих станций, приведена на рисунке 3.2.

На осциллограмме период времени I соответствует нормальному режиму работы сети, период II - устойчивому замыканию на землю, период III – дуговому замыканию на землю, период IV – исчезновению однофазного замыкания на землю и возбуждению феррорезонансного процесса в сети (феррорезонанс на измерительных трансформаторах напряжения четко фиксируется по возникновению на нейтрали субгармоники напряжения. При возбуждении феррорезонансного процесса в сети происходит насыщение трансформаторов напряжения, повышение их тока значительно выше номинального и термическое повреждение со взрывом и коротким замыканием в ячейке

3.3. Напряжения при замыкании фазы на землю

При определении напряжений $U_{\phi 3}$ в режиме замыкания фазы на землю в сетях с изолированными (незаземленными) нейтралью влиянием несимметрии сети и активных токов утечки можно пренебречь, т. е. принять

$$C_A = C_B = C_C = C_{\Phi}; \quad G = 0.$$

Тогда напряжение смещения нейтрали в установившемся режиме замыкания на землю фазы А через переходное сопротивление R_{II} будет равно

$$\begin{aligned} \underline{U}_N = -\underline{E}_{\text{экв}} &= -\frac{\underline{U}_A(1/R_{II} + j\omega C_{\Phi}) + \underline{U}_B j\omega C_{\Phi} + \underline{U}_C j\omega C_{\Phi}}{1/R_{II} + j3\omega C_{\Phi}} = \\ &= -\underline{U}_{\Phi} \frac{1/R_{II}}{1/R_{II} + j3\omega C_{\Phi}} = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{II}}. \end{aligned} \quad (3.1)$$

При $R_{II} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение нейтрали относительно земли

$$\underline{U}_N = -\underline{U}_A.$$

Напряжение поврежденной фазы А относительно земли

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_N + \underline{U}_A = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{II}} + \underline{U}_{\Phi} = \underline{U}_{\Phi} \frac{j3\omega C_{\Phi} R_{II}}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{II}} \quad (3.2)$$

При $R_{II} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы А относительно земли равно нулю.

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли

$$\underline{U}_{BB} = \underline{U}_N + \underline{U}_B = \underline{U}_{\Phi} \frac{a^2(1 + j3\omega C_{\Phi} R_{II}) - 1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{II}}. \quad (3.3)$$

При $R_{II} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы В относительно земли

$$U_{B3} = \sqrt{3}U_{\Phi}.$$

$$\underline{U}_{C3} = \underline{U}_N + \underline{U}_C = \underline{U}_{\Phi} \frac{a(1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}) - 1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}.$$

При $R_{\Pi} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы С относительно земли

$$U_{C3} = \sqrt{3}U_{\Phi}.$$

Векторная диаграмма напряжений представлена на рисунке 3.3. При металлическом замыкании на землю ($R_{\Pi} = 0$) напряжение смещения нейтрали максимально и равно фазному напряжению сети, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли симметричны и равны по модулю междуфазному напряжению ($1,73 U_{\Phi}$). По мере увеличения R_{Π} модуль напряжения U_N уменьшается, что соответствует скольжению конца вектора U_N на векторной диаграмме по полуокружности, опирающейся на вектор U_N при металлическом замыкании на землю. Так как вектор напряжения каждой фазы относительно земли равен сумме векторов соответствующего фазного напряжения и U_N , то концы векторов фазных напряжений $U_{\Phi3}$ также скользят по полуокружностям, пристроенным к концам векторов исходных фазных напряжений (на рисунке 3.3 пунктиром показано положение векторов при $R_{\Pi} / X_{C\Sigma\text{сети}} = 1$).

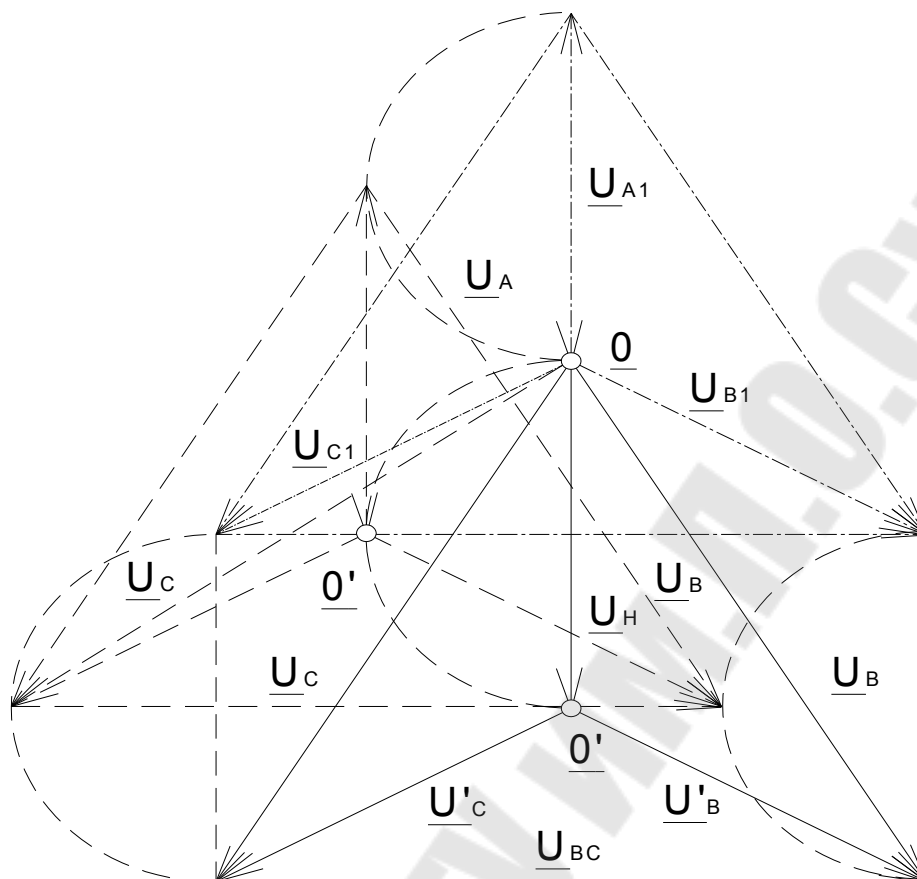


Рис. 3.3. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы А на землю в сети с изолированной нейтралью

Векторы напряжений $U_{\text{Фз}}$ получаются несимметричными, а треугольник междуфазных напряжений остается неизменным и симметричным, так что трехфазные потребители электроэнергии не ощущают этого нарушения нормального состояния питающей сети.

Рассмотрим распределение напряжений с применением симметричных составляющих. При замыкании какой-либо фазы на землю в сети с изолированной нейтралью напряжения фаз относительно земли изменяются, оставаясь неизменными относительно нейтрали системы N.

Так как междуфазные напряжения остаются при замыкании какой-либо фазы на землю неизменными, то напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли повышаются в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными линейному напряжению. На рис. 3.4 приведены кривые зависимости напряжения смещения нейтрали и напряжений фазных проводов относительно земли от величины переходного сопротивления $R_{\text{П}}$, выраженного в долях от результирующего емкостного сопротивления сети.

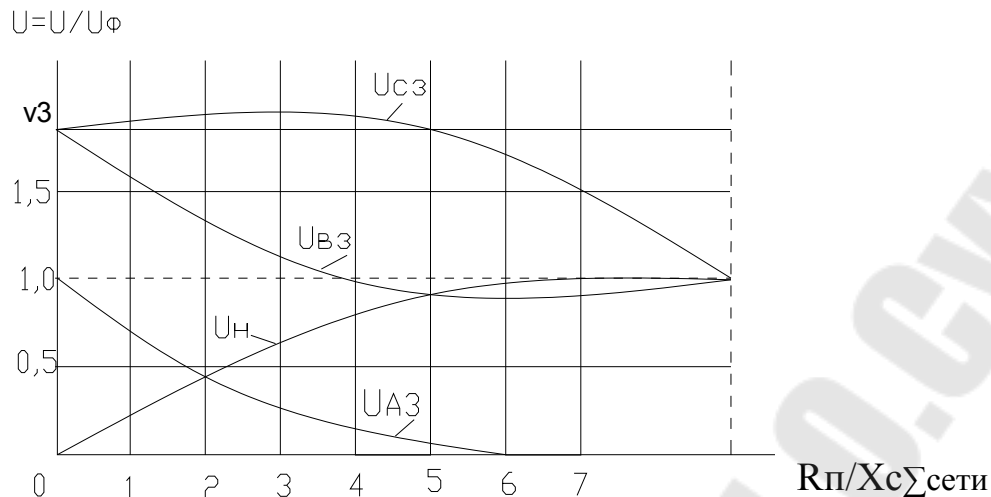


Рис. 3.4. Кривые зависимости напряжений фаз относительно земли и напряжения смещения нейтрали от величины переходного сопротивления в месте замыкания на землю R_π

Рассмотрим режим сети с изолированной нейтралью и векторные диаграммы токов и напряжений, приведенные на рисунке 3.5

Систему двух векторов \underline{U}_B и \underline{U}_C можно разложить на составляющие прямой U_1 и нулевой U_0 последовательностей (рисунок 3.5, д). При $U_A = 0$

$$\begin{aligned} U_{1A} &= (a U_B + a^2 U_C) / 3 = U_A; \\ U_{0A} = U_{0B} = U_{0C} = U_{0K} &= (U_B + U_C) / 3 = -U_A; \\ U_{2A} &= (a^2 U_B + a U_C) / 3 = 0. \end{aligned} \quad (3.5)$$

В связи с отсутствием падения напряжения в проводах напряжения U_A , U_B , U_C равны соответствующим ЭДС источника питания, а их векторы образуют симметричную звезду фазных напряжений (рисунок 3.5, б). В результате напряжение нейтрали N относительно земли равно нулю, а через сосредоточенные емкости проходят токи, опережающие по фазе соответствующие фазные напряжения на углы $\pi/2$ и образующие симметричную систему токов

$$I_A = jU_A / X_C = j\omega C U_A; \quad I_B = j\omega C U_B; \quad I_C = j\omega C U_C.$$

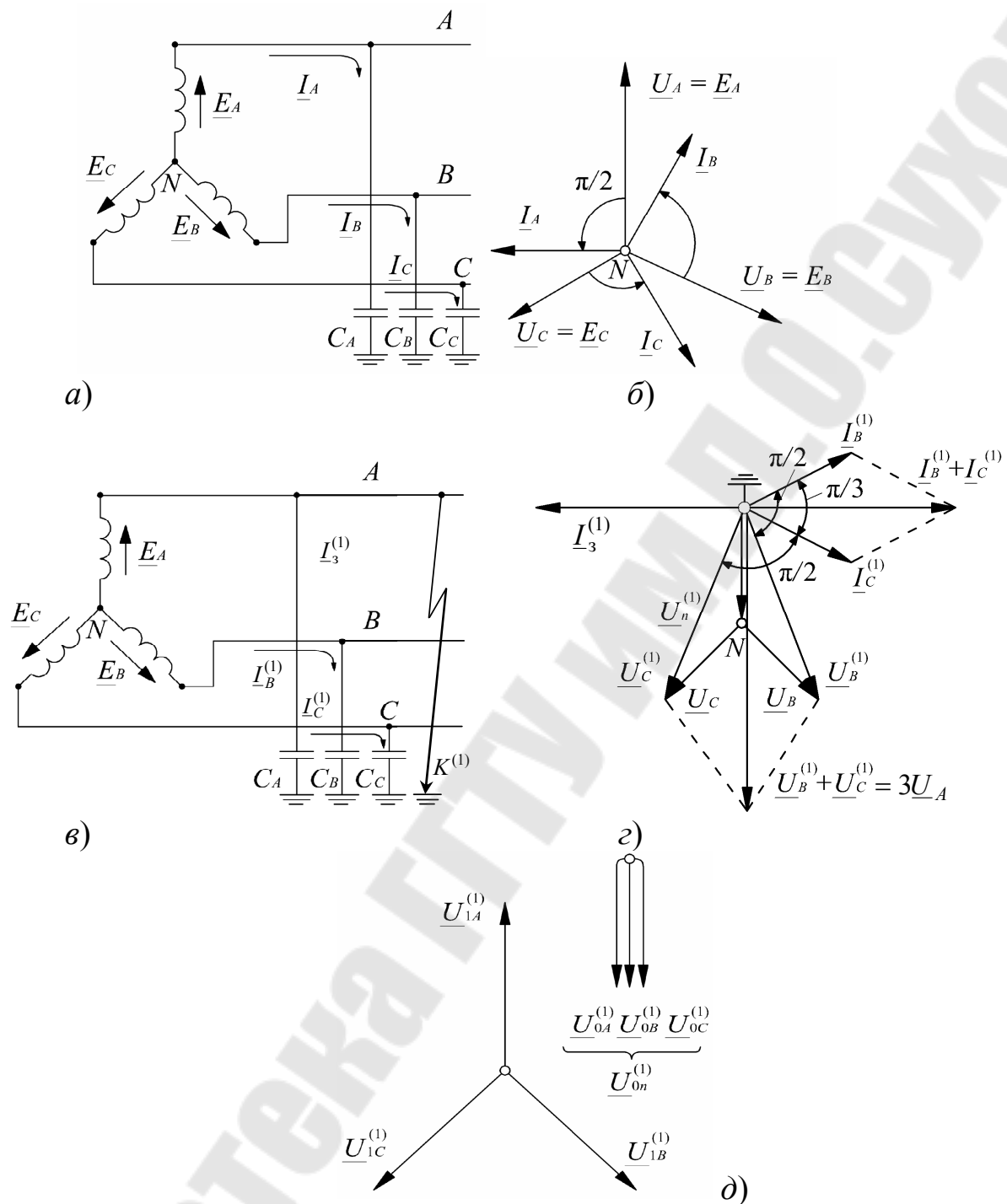


Рис. 3.5. Режимы сети с изолированной нейтралью и векторные диаграммы токов и напряжений

Таким образом, при металлическом замыкании на землю в сети появляется напряжение нулевой последовательности U_{0K} которое, как и напряжение смещения нейтрали U_{HK} , равно абсолютному значению и противоположно по фазе напряжению, которое имеет поврежденная фаза относительно земли при нормальной работе (напряжению отно-

сительно нейтрали системы). Напряжение прямой последовательно-сти равно напряжению фаз относительно земли при нормальной работе. Вследствие этого изменение напряжения фаз при замыкании на землю можно рассматривать как результат наложения напряжения нулевой последовательности U_{0K} на напряжение фаз сети при ее нормальной работе.

Одновременно с изменением фазных напряжений изменяются и полные фазные токи. Токи неповрежденных фаз замыкаются через точку К и поврежденную фазу, образуя ток I_3 (рис. 3.1 и 3.5, з).

3.4. Токи замыкания на землю

В сетях с изолированной нейтралью при нормальной работе, наряду с рабочими токами нагрузки, по фазам проходят емкостные токи, обусловленные распределенными по длине проводов емкостями фаз относительно земли. Если не учитывать токи нагрузки, то напряжения во всех точках сети можно считать одинаковыми, так как емкостные токи малы и можно не учитывать падение напряжения в проводах от этих токов. При этом напряжения фаз относительно земли равны соответствующим фазным напряжениям $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ относительно нейтрали системы, а распределенные емкости фаз в эквивалентной схеме можно заменить сосредоточенными емкостями C_A, C_B, C_C (рис. 3.1 и 3.6, а).

Место присоединения сосредоточенных емкостей на величину емкостных токов практически не влияет, так как индуктивное и активное сопротивления линии ничтожно малы по сравнению с сопротивлением емкости фаз относительно земли. В симметричной трехфазной сети $C_A = C_B = C_C = C$.

Оценим величину тока замыкания на землю I_3 в неразветвленной схеме, приведенной на рис. 3.6, а. Согласно первому закону Кирхгофа, учитывая положительные направления токов, указанные на рис. 3.6, можно записать

$$\begin{aligned} \underline{I}_3 &= -((\underline{U}_A + \underline{U}_H)j\omega C_A + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)j\omega C_B + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)j\omega C_C + \\ &\quad + (\underline{U}_A + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)G) = \\ &= (\underline{U}_\Phi j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C) + \underline{U}_H j\omega(C_A + C_B + C_C) + 3\underline{U}_H G) = \\ &= -(\underline{I}_{HC} + \underline{I}_C + \underline{I}_G). \end{aligned} \quad (3.6)$$

Из этого выражения следует, что ток в месте замыкания на землю состоит из трех слагаемых: тока несимметрии I_{HC} , емкостного тока I_C и активного тока I_G . Ток несимметрии и активная составляющая очень

малы: I_{HC} в соответствии со значением U_0 составляет не более 2 % от I_C . Таким образом, в незаземленных системах основная составляющая тока замыкания на землю – это емкостной ток, величина которого зависит от характера замыкания (величины $R_{П}$) и суммарной емкости сети.

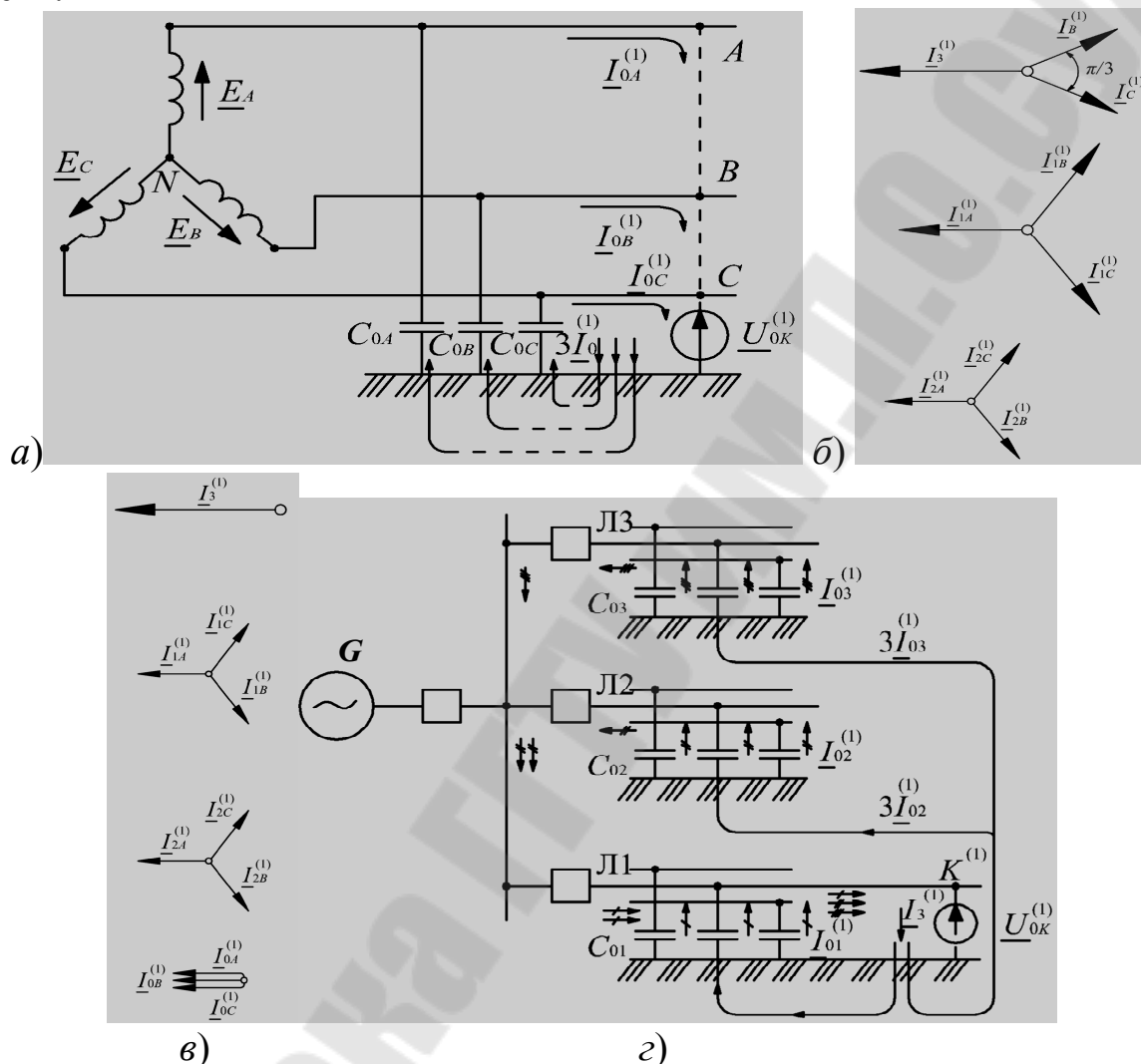


Рис. 3.6. Токи при однофазном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью: *а* – нормальный режим работы, *б* – векторные диаграммы токов при отсутствии токов нулевой последовательности между источником питания G и местом присоединения конденсаторов; *в* – режим замыкания на землю; *г* – симметричные составляющие тока замыкания на землю

При металлическом замыкании на землю ток I_A в емкости поврежденной фазы C_A отсутствует, так как напряжение поврежденной фа-

зы относительно земли равно нулю. Токи I_B , I_C неповрежденных фаз определяются напряжениями фаз В и С относительно земли:

$$\begin{aligned} \underline{I}_B &= j\omega C \underline{U}_B = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_B e^{j\pi/3}; \\ \underline{I}_C &= j\omega C \underline{U}_C = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_C e^{j2\pi/3} \end{aligned} \quad (3.7)$$

При условном положительном направлении токов I_B , I_C , I_3 , показанном на рис. 3.6, з, $I_3 = -(I_B + I_C)$ или с учетом (3.5) и соотношения $\underline{U}_B + \underline{U}_C = -3\underline{U}_A$

$$\underline{I}_3 = -(j\omega C \underline{U}_B + j\omega C \underline{U}_C) = j3\omega C \underline{U}_A \quad (3.8)$$

Полученный ток I_3 опережает по фазе напряжение \underline{U}_A на угол $\pi/2$ и не зависит от расположения точки повреждения. Таким образом, при металлическом замыкании на землю фазы А токи через емкости неповрежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, а ток I_3 , проходящий через место повреждения в землю, равен утроенному значению емкостного тока фазы А при нормальной работе.

Токи I_3 , I_B и I_C проходят в соответствующих фазах поврежденной линии на участке между источником питания и местом присоединения конденсаторов эквивалентной схемы (рис. 3.6, з). Они представляют собой уравновешенную систему трех векторов, не содержащую токов нулевой последовательности (рис. 3.6, б) ($I_3 + I_B + I_C = 0$).

На участке же между точкой повреждения К и местом присоединения конденсаторов проходит только ток I_3 по поврежденной фазе (рис. 3.6, з). Поэтому здесь наряду с токами прямой и обратной последовательностей проходит ток нулевой последовательности $I_0 = I_3/3$ (рис. 3.6, в). Пути замыкания токов нулевой последовательности показаны на рис. 3.1, 3.5, а и 3.6.

3.5. Расчет токов замыкания на землю

Расчет токов замыкания на землю необходим для расчета уставок релейной защиты от замыканий на землю, выбора дугогасящих компенсирующих устройств и для определения параметров резистивного заземления нейтрали.

Расчет ведется при следующих допущениях:

- учитывается лишь емкостный ток замыкания на землю;
- замыкание на землю считается металлическим, т. е. $R_{II} = 0$.

Расчет тока замыкания на землю по току замыкания воздушных и кабельных ЛЭП и двигателей можно производить по формуле

$$I_C = \sum I_{C_{кл}} L_{кл} + \sum I_{C_{вл}} L_{вл} + \sum I_{C_{дв}}, \quad (3.9)$$

где $I_{Скл}$ и $I_{Свл}$ – удельные токи кабельных и воздушных линий, А/км; $L_{кл}$, $L_{вл}$ – длина электрически связанных кабельных или воздушных ЛЭП, км; $I_{Сдв}$ – ток замыкания на землю двигателей, А.

Для кабельных линий значение $I_{с.пр}$ можно определить по удельным емкостным токам, по приложению 3 зависит от типа кабеля, его сечения (А/км) и определяется по выражению:

$$I_{Скл} = I_0 L_{кл}, \text{ А}, \quad (3.10)$$

где I_0 – удельный ток замыкания на землю (А/км) выбирается из таблиц Приложения 3

$L_{кл}$ – длина кабельной линии, км.

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю кабельных линий рассчитывать по выражению:

$$I_{с.кл} = \frac{U_{л} \cdot L_{кл}}{10}, \text{ А} \quad (3.11)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение, кВ; $L_{вл}$ – суммарная длина кабельных ЛЭП, км.

Для воздушных линий величина емкостного тока замыкания на землю определяется по выражению:

$$I_c = (2,7 \dots 3,3) \cdot U_{ном} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-3}, \text{ А} \quad (3.12)$$

где $U_{ном}$ – линейное напряжение, кВ; $L_{вл}$ – длина электрически связанных воздушных ЛЭП, км.

Для линий 6-10 кВ, а также линий 35 кВ без тросов принимается коэффициент 2,7; для линий 35 кВ на деревянных опорах с тросами – 3,3; на металлических опорах с тросами – 3,0.

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю воздушных линий рассчитывать по выражению:

$$I_c = \frac{U_{л} \cdot L_{вл}}{350}, \text{ А} \quad (3.13)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение, кВ;

$L_{вл}$ – суммарная длина воздушных ЛЭП, км.

Емкостной ток двухцепной воздушной линии может быть определен по формуле:

$$I_{Сдвл} = (1,6 \dots 1,3) I_C, \text{ А}, \quad (3.14)$$

где I_C – емкостной ток одноцепной линии, рассчитанный по формуле (3.12), А.

Ток замыкания на землю электродвигателей определяется по выражениям:

$$\text{при } U_{ном} = 6 \text{ кВ } I_{с.дв} = 0,017 \cdot S_{дв.ном}, \text{ А}, \quad (3.15)$$

$$\text{при } U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ } I_{\text{с.дв}} = 0,03 \cdot S_{\text{дв.ном}}, \text{А,}$$

где $S_{\text{ном.дв.}} = P_{\text{ном.дв.}} / (\eta \cdot \cos\varphi)$, МВА; η – КПД, $P_{\text{ном.дв.}}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВт.

При этом если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (3.15) значение $I_{\text{с.пр}}$ представляет собой сумму токов $I_{\text{с.каб}} + I_{\text{с.дв.}}$.

Емкость неявнополюсных синхронных и короткозамкнутых асинхронных двигателей определяется по выражению :

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{дв.ном.}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{н}}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{н}})}, \text{Ф,} \quad (3.16)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное фазное напряжение, кВ; $S_{\text{дв.ном.}}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А.

Емкостной ток замыкания на землю от двигателей определяется по формуле:

$$I_{\text{сдз}} = 3 \cdot U_{\text{ф}} \cdot \omega_{\text{с}} \cdot \sum C_{\text{дв}}, \quad (3.17)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В; $\omega_{\text{с}}$ – круговая частота сети, 1/сек; $C_{\text{дв}}$ – емкость фазы двигателя относительно земли (корпуса), Ф.

Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций может ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6-10 кВ – на 10%, для воздушных сетей 35 кВ – на 12%. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций учитывать не следует.

Недостаточная точность аналитического метода определения емкостных токов замыкания на землю реальных линий электропередачи определяет применение расчетов только для предварительной оценки параметров проектируемых сетей, и уточняется прямыми их измерениями.

3.6. Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ через дугогасящий реактор

Компенсация емкостного тока замыкания на землю [1, п.1.2.15] должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах [2, п. 5.9.21, п. 5.9.22]:

- в сетях напряжением 6-35 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи: более 30 А при напряжении 6 кВ; более 20 А при напряжении 10 кВ.

На рис. 3.7 приведена типовая двухтрансформаторная подстанция с нейтралью на стороне 6–10 кВ, заземленной через дугогасящий реактор.

В этом режиме на секцию шин 6–10 кВ через специально выделенную ячейку подключается трансформатор вывода нейтрали (с соединением обмоток Y_0/Δ) и дугогасящий реактор.

При однофазном замыкании на землю дугогасящий реактор создает в месте повреждения индуктивную составляющую тока, равную емкостной. При этом суммарный ток в месте повреждения становится равным практически нулю и возникшее в сети однофазное замыкание на землю можно не отключать.

Режим с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор достаточно давно используется в сетях с большими емкостными токами замыкания на землю. (городских сетях, сетях крупных промышленных предприятий).

В сетях среднего напряжения 3–69 кВ европейских стран широко используется заземление нейтрали через дугогасящий реактор с шунтирующим низковольтным резистором (рис. 3.7). Низковольтный шунтирующий резистор подключается через специальный контактор во вторичную силовую обмотку 500 В дугогасящего реактора.

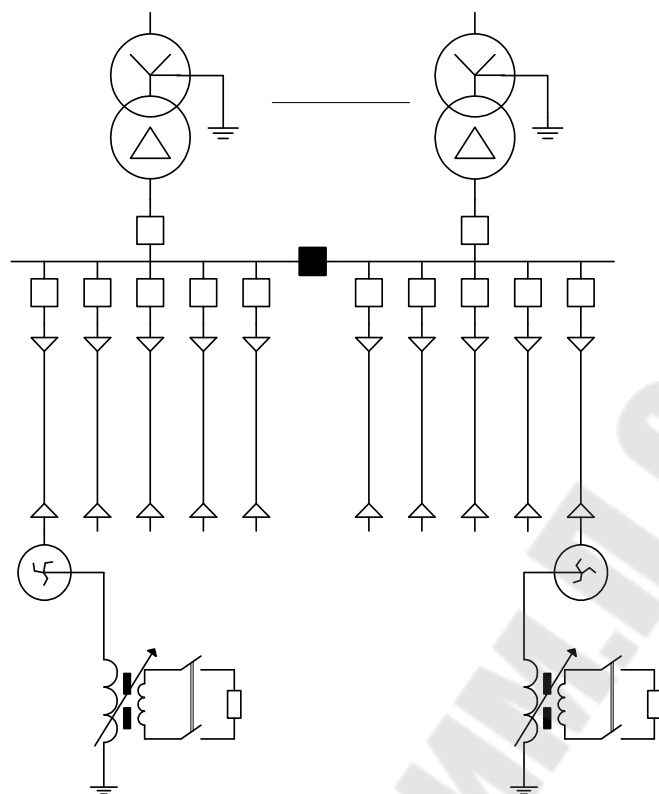


Рис. 3.7. Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6–10 кВ заземленной через дугогасящий реактор

Схема с дугогасящим реактором с шунтирующим низковольтным резистором имеет следующие преимущества:

- Отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и, соответственно, потребителя.
- Малый остаточный ток в месте повреждения (не более 1–2А).
- Самоликвидация однофазных замыканий (особенно на воздушных линиях).

• Возможность организации селективной релейной защиты от однофазных замыканий на земле.

• Исключение повреждения обмоток и изоляционных ТН из-за феррорезонансных процессов.

• В случае резонансной настройки ДПР ОЗЗ сопровождается малыми токами замыкания на землю, что исключает возможность создания простой, надёжной и селективной защиты, способной выявить повреждённые присоединения.

Трансформатор TEGE
с соединением
обмоток ZTC
Дугогасящий
реактор ZTC (ASR) с
шунтирующим
резистором SR
напряжением 500В

3.7. Режим заземления нейтрали в сети 6–35 кВ через резистор (резистивное заземление нейтрали).

3.7.1. Общие положения

Действующим в Республике Беларусь ТКП 181-2009 (02230) [2] указано применение режима резистивного заземления нейтрали (рис. 3.8):

В настоящее время с учетом опыта эксплуатации признано целесообразным производить модернизацию системы заземления нейтрали сетей 6–35 кВ путем заземления её через резистор, т.е. переходить на резистивную систему заземления нейтрали.

Нейтрали сетей 6–35 кВ заземляются через резистор на питающих ПС. Резисторы для заземления нейтрали сети устанавливаются на каждой секции шин напряжением 6–35кВ. На рис. 3.8 приведена типовая схема двухтрансформаторной подстанции с нейтралью на стороне 6–35 кВ, заземленной через резистор.

При ОЗЗ в сетях с заземлённой через резистор во всех присоединениях протекают собственные ёмкостные токи, однако в повреждённом присоединении, кроме суммарного ёмкостного тока, протекает активный ток, обусловленный включением в цепь тока нулевой последовательности активного сопротивления резистора.

Это принципиальное положение и обуславливает физическую сущность способа заземления нейтрали через резистор, который позволяет наиболее просто решить важные технологические задачи:

- Способствует повышению уровня электробезопасности для людей и животных в результате быстрого отключения повреждённого присоединения
- Позволяет снижать уровень дуговых, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений. При этом появляется возможность защиты оборудования ПС с помощью ОПН с более низким остаточным напряжением при коммутационном импульсе.
- Представляется возможным определить повреждённое присоединение и незамедлительно принять меры по устранению повреждения.
- Создаются предпосылки для выбора простой токовой релейной защиты, действующей либо на сигнал, либо на отключение повреждённого присоединения.
- Обеспечивается экономическая целесообразность принимаемых мероприятий.
- В этом режиме на каждую секцию шин 6–35 кВ через специально выделенную ячейку подключается трансформатор вывода нейтрали (с

соединением обмоток Y_0/Δ или $Z-0$), в нейтраль которого включается резистор.

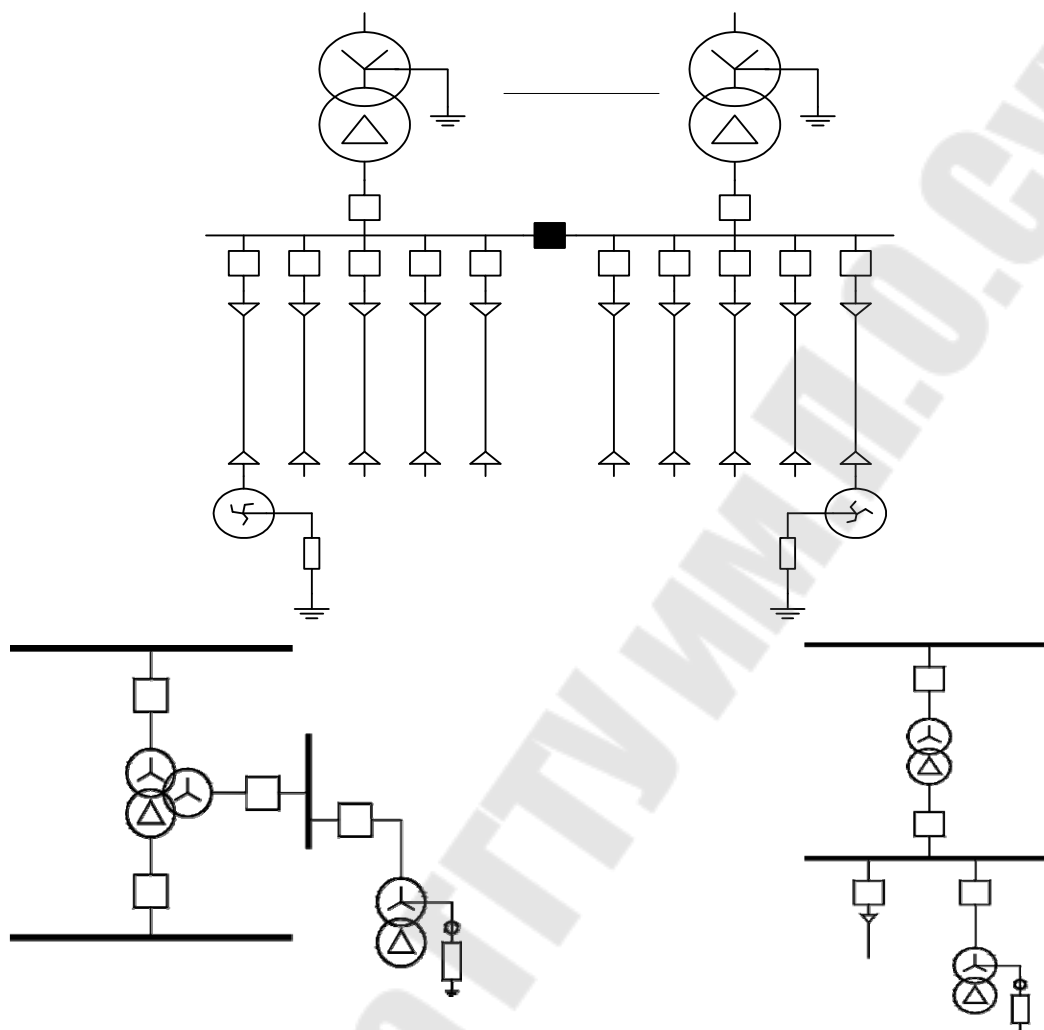


Рис. 3.8. Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6–10 кВ заземленной через резистор и варианты схем включения резистора в нейтраль ТЗН, ТСН или ФМЗО

Недостатком резистивного заземления нейтрали помимо указанных в таблице 3.1 являются дополнительные затраты на заземление нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор:

- Проектирование перехода сети с соединением обмоток $Z-0$ на заземление нейтрали 6–35 кВ через резистор
- Приобретение специального трансформатора и резистора;
- Приобретение трансформаторов тока в цепи подключения резистора и для всех отходящих линий, если отсутствует трансформатор тока нулевой последовательности;
- Монтаж камеры для подключения резистора;

Приобретение, монтаж и наладка устройств релейной защиты и автоматики.

Преимущества и недостатки сетей с нейтралью, заземленной через резистор

Таблица 3.2

Преимущества		Недостатки	
Для высокоомного заземления нейтрали)	Для низкоомного заземления нейтрали	Для высокоомного заземления нейтрали	Для низкоомного заземления нейтрали
1. Отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю; 2. Возможность продолжительной работы сети в режиме ОЗЗ при действии защит на сигнал. 3. Снижается уровень дуговых, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений до допустимой величины; 4. Простая реализация эффективной релейной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал; 5. Исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов.	1. Снижается уровень дуговых, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений; 2. Простая реализация релейной защиты; 3. Исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов; 4. Уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при быстром отключении.	1. Незначительное увеличение тока в месте повреждения.	1. Увеличение тока в месте повреждения 2. Необходимость отключения однофазных замыканий. 3. Необходимость организации резервного питания потребителей.

3.7.2. Режимы резистивного заземления нейтрали

В зависимости от соотношения сопротивлений резистора R_N и емкостного сопротивления сети X_C принято условное разделение резистивного заземления нейтрали на низкоомное и высокоомное:

- для низкоомного резистивного заземления

$$R_N \leq X_C; \quad (3.18)$$

– для высокоомного резистивного заземления

$$R_N \geq X_C. \quad (3.19)$$

Резистивное заземление нейтрали можно разделить на две группы с позиции создаваемого активного тока при ОЗЗ:

– **Высокоомное резистивное заземление нейтрали** - это заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) не превышает 10А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления нейтрали можно не отключать и защиты от замыканий на землю действуют на сигнал. Высокоомное резистивное заземление нейтрали целесообразно применять в случаях, когда сеть должна иметь возможность длительной работы в режиме ОЗЗ до обнаружения места ОЗЗ и устранения повреждения или имеются ограничения по величине тока повреждения. При этом ток в нейтрали должен быть такой величины, чтобы исключить появление опасных негативных явлений, связанных с перенапряжениями и электробезопасностью, но быть достаточным для определения повреждённого присоединения и работы релейной защиты на сигнал.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали может выполняться только в сетях с емкостным током I_C не более 10 А: при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, должен быть больше емкостного тока сети (рис. 3.9):

$$I_C \leq 10 \text{ А} \quad I_C \leq I_R$$

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали суммарный ток в месте повреждения складывается из емкостного тока сети и активного тока, создаваемого резистором заземления нейтрали (рис. 3.9):

$$I_{\text{зам}} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2} \quad (3.20)$$

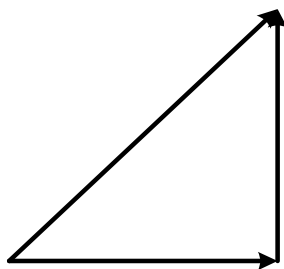


Рис. 3.9. Векторная диаграмма токов при однофазном замыкании в сети с резистивным заземлением нейтрали

Указанные активный и емкостной токи суммируются векторно и сдвинуты друг относительно друга на 90° .

Высокоомное резистивное заземление нейтрали характеризуется снижением уровня перенапряжений в сети до допустимой величины, организацией эффективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал и возможностью продолжительной работы сети в режиме ОЗЗ при действии защит на сигнал.

- **Низкоомное резистивное заземление нейтрали** - это заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) превышает 10А. Как правило, суммарный ток однофазного замыкания при этом режиме заземления нейтрали существенно превышает 10А, что требует действия защит от замыканий на землю на отключение без выдержки времени (или с малой выдержкой времени). Обычно ток, создаваемый резистором при низкоомном резистивном заземлении нейтрали, лежит в пределах: $I_R = 10...200 \text{ А}$

Низкоомное заземление нейтрали может выполняться в сетях с любым емкостным током, при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, также должен быть больше емкостного тока сети. Как правило, активный ток, создаваемый резистором, превышает емкостный ток сети не менее чем в 2 раза.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали характеризуется значительным снижением уровня перенапряжений в сети и организацией простой и эффективной релейной защиты от ОЗЗ.

Существенные преимущества сетей с резистивным заземлением нейтрали предопределили широкое использование этого режима.

Присущие режиму резистивного заземления нейтрали недостатки (увеличение тока в месте повреждения и необходимость отключения

замыканий) преодолеваются за счет быстрого отключения поврежденного фидера и организации резервного питания потребителей.

3.7.3. Условия выбора режима резистивного заземления нейтрали

Задача определения типа резистивного заземления нейтрали сети является многогранной и включает в себя следующие составляющие:

1. Обеспечение электробезопасности.
2. Надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.
3. Снижение уровня перенапряжений в сети.
4. Организация эффективной релейной защиты от ОЗЗ.

Выбор величины сопротивления резистора по условию обеспечения электробезопасности

Условие обеспечения электробезопасности заключается в соблюдении условий электробезопасности для людей при ОЗЗ на подстанции с учетом существующего нормирования величин допустимого сопротивления заземляющего устройства или напряжения прикосновения.

На подстанциях 6–35 кВ, с нейтралью, заземлённой через резистор электробезопасность обеспечивается при допустимой величине сопротивления заземляющего устройства $R_{зудоп}$, удовлетворяющего условию

$$R_{зу доп} \leq \frac{R_{зу(пуэ)} R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_C^2}}, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

где $R_{зу(пуэ)}$ – величина сопротивления заземляющего устройства, нормируемая ПУЭ, Ом.

Из (3.21) следует, что по сравнению с принятой в соответствии с [1] допустимой величиной сопротивления заземляющего устройства при заземлении нейтрали сети через резистор всегда ухудшаются условия электробезопасности. В этом случае электробезопасность обеспечивается двумя способами: либо путем выбора допустимого сопротивления заземляющего устройства по (3.21), либо путем выполнения на подстанции специальных защитных мероприятий, связанных с отключением поврежденного присоединения

Условие надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. При длительном существовании режима ОЗЗ в сети возможен как переход ОЗЗ в многофазное повреждение.

При необходимости сохранения работы сети в режиме ОЗЗ необходимо использовать высокоомное резистивное заземление нейтрали с действием релейной защиты от ОЗЗ на сигнал.

Выбор величины сопротивления резистора по условию снижения уровня перенапряжений

Выбор величины резистора по условию снижения уровня перенапряжений производится по требуемой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений U_{\max} , которая определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений K_{Π} :

$$K_{\Pi} = \frac{U_{\max}}{U_{\Phi}} \quad (3.22)$$

При этом коэффициент кратности перенапряжений составляет:

– для высокоомного резистивного заземления нейтрали

$$K_{\Pi} = 2,2 \dots 2,6.$$

– для низкоомного резистивного заземления нейтрали

$$K_{\Pi} = 1,0 \dots 2,2;$$

Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений K_{Π} определяется по выражению

$$R_N = X_c \frac{K_{\Pi} - 1}{3,4 - K_{\Pi}}, \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

где величина X_c определяется по току замыкания на землю, определенному по выражению (3.8).

Рекомендуемый номинальный ряд сопротивлений резисторов для заземления нейтрали: 10, 25, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 800, 1000, 1250, 1500, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7000, 10000 Ом.

Аттестация проектируемых и действующих резисторов по критерию снижения перенапряжений производится по величине кратности перенапряжений K_{Π} , которая определяется по выражению

$$K_{\Pi} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_c} + 1 \quad (3.24)$$

В качестве базовой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений принимается степень защиты $k_{\Pi} = 2,6$, что соответствует норме на профилактические испытания вращающихся машин (генераторов, высоковольтных двигателей и другого оборудования). Выбор степени защиты $k_{\Pi} > 2,6$ должен иметь соответствующее обоснование.

Выбор величины сопротивления резистора по условию эффективной работы релейной защиты заключается в определении необходимого вида защиты, обладающей требуемой селективностью и чувствительностью.

Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали в режиме ОЗЗ по поврежденному присоединению протекает ток величиной десятки и сотни ампер и поэтому устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение поврежденного присоединения.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться как простые токовые защиты, так и более сложные виды защит с действием на отключение или сигнал.

Допустимое сопротивление резистора по условию эффективной работы РЗА определяется по выражению:

$$R_N \leq U_{\Phi} / I_{C3} \text{ , Ом} \quad (3.25)$$

где I_{C3} – ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ, А.

Проверка термической стойкости резистора

Величина сопротивления резистора должна выбираться при условии наибольшего рабочего напряжения на шинах $U_{н.раб}$, которое составляет:

$U_{н.раб} = 7,2 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 6 кВ;

$U_{н.раб} = 12 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 10 кВ;

$U_{н.раб} = 40,5 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 35 кВ.

Термическая стойкость низкоомного резистора оценивается по допустимому кратковременному току $I_{P_{дон}}$ и времени его протекания $t_{P_{дон}}$, которые должны удовлетворять условиям:

$$I_{P_{дон}} \leq I_P; \quad (3.26)$$

$$t_{P_{дон}} \leq t_{C3_{рез}} \text{ , но не менее } 3 \text{ с,}$$

Определение мощности трансформатора присоединения резистора/ Наиболее простым и недорогим решением является включение резистора в нейтраль обмотки силового трансформатора, соединенной по схеме «звезда с нулем» (рисунок 3.8).

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 (рисунок 3.8), мощность которого выбирается по выражению (3.27):

$$S_T \geq \frac{U^2}{3K_{\text{пер}}R_N}, \text{кВА} \quad (3.27)$$

где $K_{\text{пер}}=1.0 \dots 1.4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

Также для включения резистора в нейтраль сети может использоваться специальный сетевой фильтр нулевой последовательности ФМЗО (рис. 38), мощность которого выбирается по выражению (3.27).

Влияние на величину $K_{\text{п}}$ изменения параметров системы электроснабжения напряжением 6-35 кВ.

При эксплуатации системы электроснабжения 6-35 кВ возможны отключения присоединений или подключения соседней секции шин включением секционного выключателя для профилактического ремонта электрооборудования. При таких действиях существенно изменяется емкостной ток замыкания на землю и изменяется величина $K_{\text{п}}$. Расчеты $K_{\text{п}}$, выполненные по (3.24), показали следующие результаты. При снижении емкостного тока в 2 раза (отключение протяженной кабельной линии) $K_{\text{п}}$ уменьшился на 16 %, при увеличении емкостного тока замыкания на землю в 2 раза (подключение соседней секции шин секционным выключателем) $K_{\text{п}}$ увеличился на 11 %. Зависимость величины $K_{\text{п}}$ от емкостного тока при неизменном значении R_N рассчитанному по (3.24) показано на рисунке 3.10.

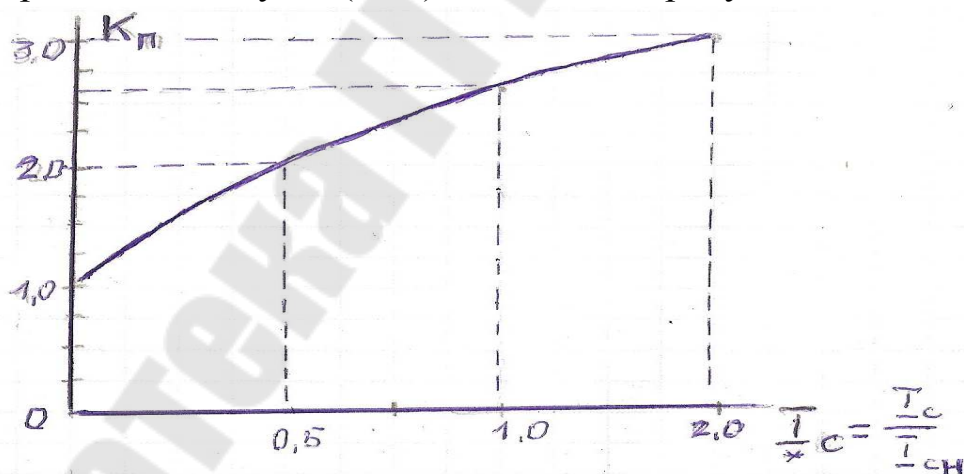


Рис. 3.10. Изменение величины $K_{\text{п}}$ от емкостного тока замыкания на землю.

Изменение величины $K_{\text{п}}$ при изменении токов замыкания на землю необходимо учитывать при расчетах параметров резистивного заземления нейтрали.

Для сохранения величины $K_{\text{п}}$ на принятом или заданном уровне при отключении присоединений необходимо предусмотреть уве-

личение величины R_N на значение уменьшения тока замыкания на землю

Пример 3.1. Выполнить расчет величины сопротивления резистора для подстанции для одной из секций шин, которая питает потребителя первой категории. К рассматриваемой секции шин подключены кабелями двигатели мощностью 2–4 МВт, потребители мощностью 100–400 кВА. Технические данные оборудования приведены на рисунке 3.11, на котором также показано распределение емкостного тока для одной секции шин подстанции НПС в сети с изолированной нейтралью при ОЗЗ.

Решение

- Определяем емкостные токи I_{c1} – I_{c5} , протекающие через присоединения при ОЗЗ на оборудовании одной секции 6 кВ. Результаты расчетов, произведенные по рекомендациям п. 3.5 приведены в табл. 3.2.

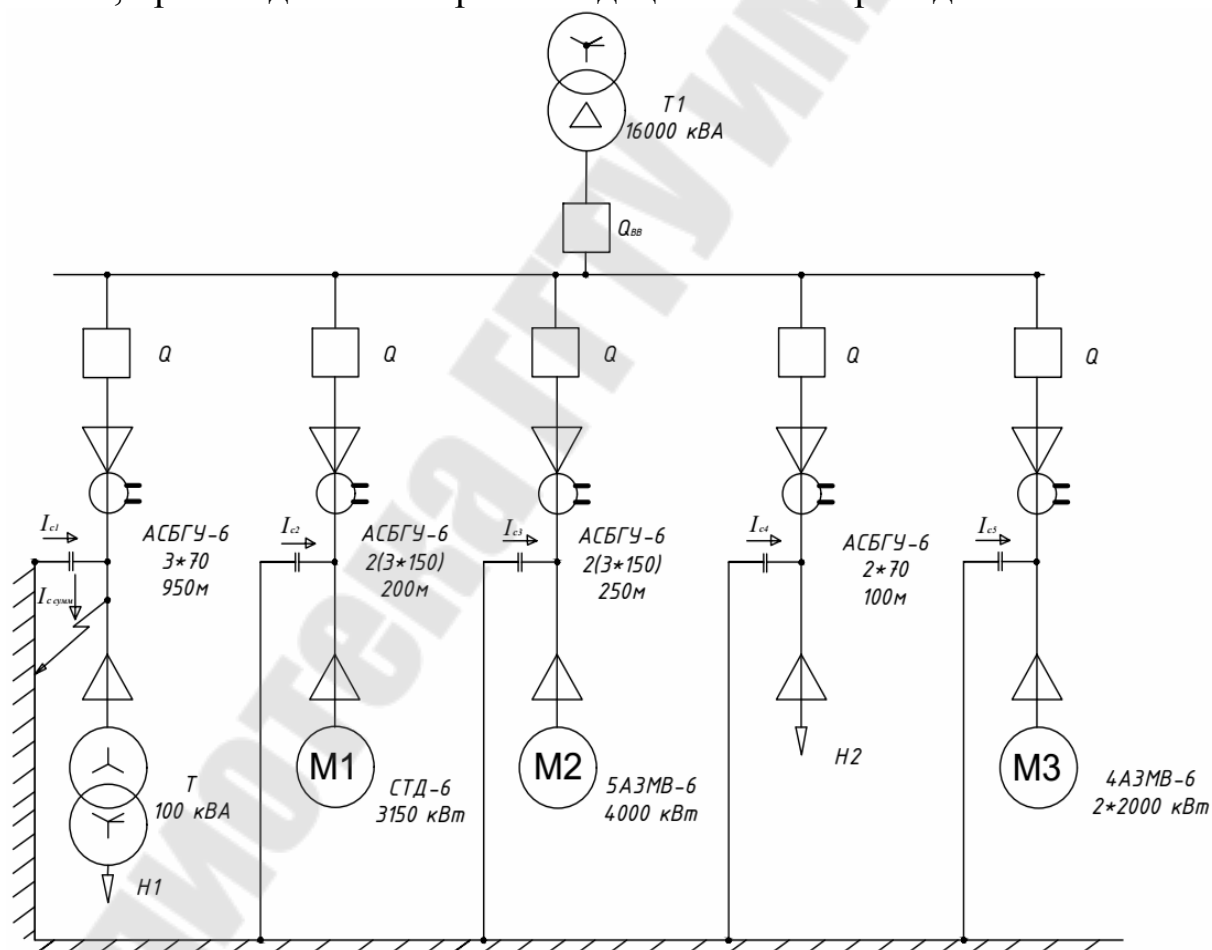


Рис. 3.11 – Распределение емкостного тока в первой секции подстанции НПС в сети 6 кВ с изолированной нейтралью

Таблица 3.2

Ток присоединения	Ic1	Ic2	Ic3		Ic5
Емкостной ток двигателя, А	-	055	0.068	-	0.094
Емкостной ток кабеля, А	608	368	0.45		0.110
Емкостной ток Ic А	608	423	0.518		0.204
Суммарный емкостной ток, А	6.08				

Емкостный ток сети 6 кВ на секциях подстанции по рекомендациям п. 3 составляет $(6.08+0.6) = 6.68\text{А}$, поэтому для исключения феррорезонансных явлений было использовано техническое решение по заземлению нейтрали секций 6 кВ через высокоомный резистор.

- Проверка условия обеспечения электробезопасности

На ПС 6 кВ, с нейтралью, заземлённой через резистор электробезопасность обеспечивается при допустимой величине сопротивления ЗУ $R_{зудоп}$, удовлетворяющего условию (3.21):

$$R_{зу доп} \leq \frac{10(\text{пуэ})2000}{\sqrt{2000^2 + 1036^2}} = 8.88 \text{ Ом}$$

где $R_{зу(ПУЭ)=10 \text{ Ом}}$ – величина сопротивления заземляющего устройства, нормируемая [1 п.1.7.57].

Таким образом, условие обеспечения электробезопасности выполняется

- Условие надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

Для потребителей первой категории **при** необходимости сохранения работы сети в режиме ОЗЗ используется высокоомное резистивное заземление нейтрали с действие релейной защиты от ОЗЗ на сигнал.

- Выбор величины сопротивления резистора по условию снижения уровня перенапряжений

Выбор величины резистора по критерию снижения уровня перенапряжений производится по требуемой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений, которая определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений K_{Π} .

Величина допустимого коэффициента кратности перенапряжений определяется оборудованием и уровнем изоляции сети.

Принимаем для высокоомного резистивного заземления нейтрали K_{Π} равным 2.6

Емкостное сопротивление сети X_C определяется

$$X_C = U_{сф} / I_C = 3640 / 6.68 = 545 \text{ Ом};$$

где $U_{сф}$ и I_C – фазное напряжение, В, и емкостной ток сети, А.

Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений K_{Π} определяется по выражению (3.23)

$$R_N = 545 \frac{2.6 - 1}{3.4 - 2.6} = 1090 \text{ Ом},$$

Применяем резистор для заземления нейтрали типа NER-1250

Аттестация проектируемых и действующих резисторов по критерию снижения перенапряжений производится по величине кратности перенапряжений K_{Π} , которая определяется по выражению (3.24):

$$K_{\Pi} = \frac{2.4 \times 1250}{1250 + 545 C} + 1 = 2.67$$

В качестве базовой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений принимается степень защиты $K_{\Pi} = 2,6$, соответствующая норме на профилактические испытания вращающихся машин (высоковольтных двигателей).

Проведенные эксперименты после заземления нейтрали на секциях 6 кВ подстанции через резисторы NER-1250 (активное сопротивление 1250 Ом) повреждения трансформаторов напряжения прекратились. Проведенный в сети 6 кВ эксперимент на физической модели показал, что после исчезновения однофазного замыкания на землю феррорезонансный процесс в сети с резистивным заземлением нейтрали не возникает.

- Выбор величины сопротивления резистора по условию эффективной работы релейной защиты

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали определение поврежденного присоединения производится по наличию активной составляющей тока ОЗЗ, которая имеет достаточно малую величину, что в свою очередь ведет к усложнению и удорожанию релейной защиты от ОЗЗ. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться как простые токовые защиты, так и более сложные виды защит с действием на отключение или сигнал.

Ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ должен удовлетворять условию

$$I_{сз} \leq U_{\phi} / R_N, \text{ Ом}$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ, А (определяется в соответствии с (3.25)).

-Проверка термической стойкости резистора

Величина сопротивления резистора должна выбираться при условии наибольшего рабочего напряжения на шинах $U_{н.раб}$, которое составляет:

$$U_{н.раб} = 7,2 \text{ кВ} - \text{ для сети напряжением } 6 \text{ кВ};$$

Термическая стойкость низкоомного резистора оценивается по допустимому кратковременному току $I_{p\partial on}$ и времени его протекания $t_{p\partial on}$, которые должны удовлетворять условиям

$$I_{p\partial on} = I_P;$$

$$t_{p\partial on} = t_{C3pez}, \text{ но не менее } 3 \text{ с},$$

-Определение мощности трансформатора присоединения резистора

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 (рисунок 3.11), мощность которого выбирается по условию:

$$S_T \geq \frac{6.3^2}{3 \times 1.4 \times R_N}, = 4.72 \text{ кВА}$$

где $K_{пер} = 1.0 \dots 1.4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

Также для включения резистора в нейтраль сети может использоваться специальный сетевой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, мощность которого выбирается по приведенному выражению (3.27).

3.8. Расчет тока замыкания при ОЗЗ с учетом сопротивления резистора

При однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в сетях с заземленной через резистор нейтралью во всех присоединениях протекают собственные емкостные токи, однако в поврежденном присоединении, кроме суммарного емкостного тока, протекает активный ток, обусловленный включением в цепь тока нулевой последовательности активного сопротивления резистора.

Токи замыкания на землю определим для случая повреждения на отходящем присоединении (рисунок 3.12,а) в точке К1.

Полный ток в точке повреждения будет равен

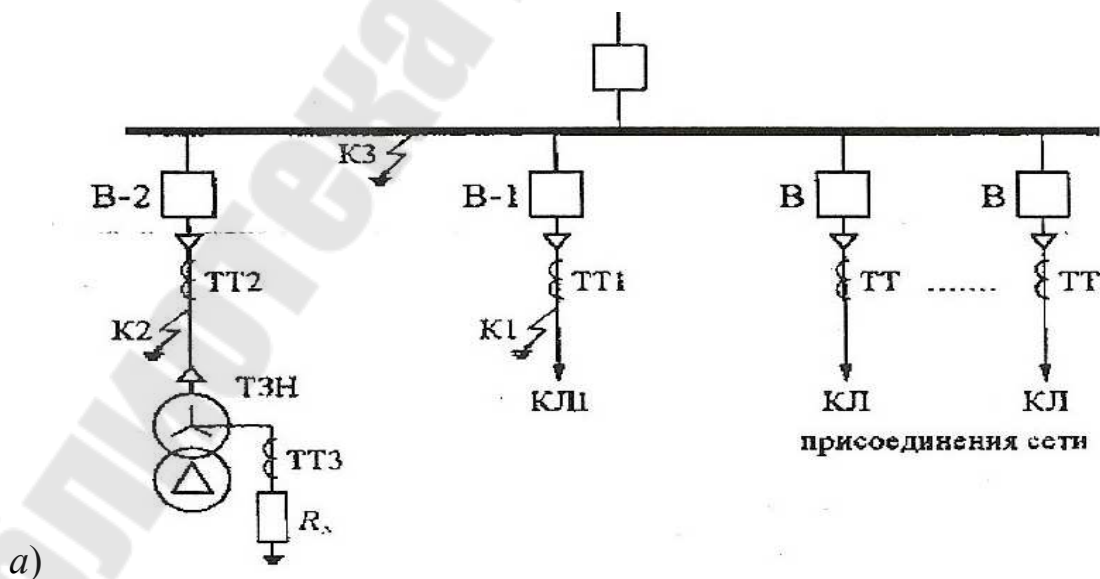
$$I_3^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_{0\Sigma}}, \quad (3.28)$$

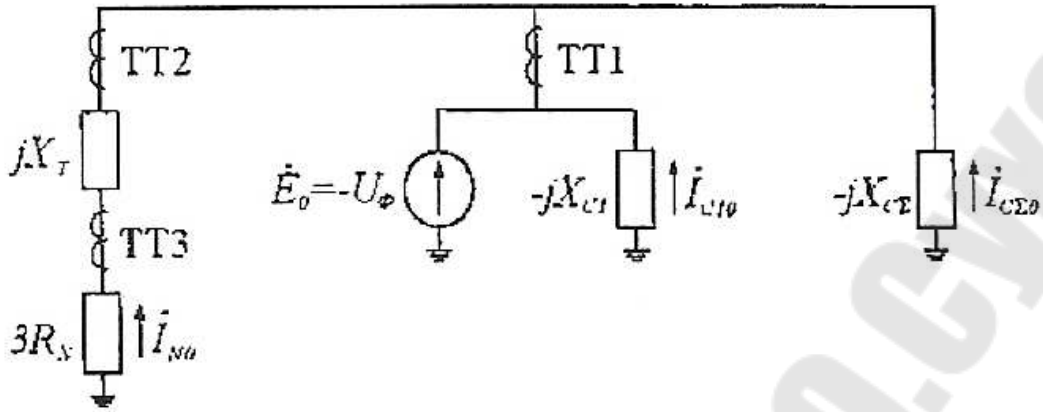
где $Z_{0\Sigma}$ – результирующее сопротивление нулевой последовательности относительно точки замыкания, Ом.

Полный ток замыкания на землю для примера на рисунке 3.12 состоит из слагаемых

$$I_3^{(1)} = 3I_0 = 3(I_{N0} + I_{C\Sigma 0} + I_{C10}) = I_N + I_{C\Sigma} + I_{C1}, \text{ А}, \quad (3.29)$$

где $I_N; I_{C\Sigma}; I_{C1}$ – составляющие тока замыкания на землю от ветвей резистора, емкости всей сети за исключением поврежденного присоединения и емкости поврежденного присоединения, соответственно, А.





б) *Рис. 3.12.* Расчетная схема сети (а) и схема замещения (б) при замыкании на землю на отходящем присоединении

Емкостные токи замыкания на землю для отдельных присоединений и для всей сети могут быть найдены в соответствии с методикой, приведенной в п. 5.

Токи в трансформаторах тока ТТ1, ТТ2 и ТТ3 (рисунок 3.12) равны

$$\begin{aligned} \underline{I}_{ТТ1} &= \underline{I}_N + \underline{I}_{C\Sigma}, A; \\ \underline{I}_{ТТ2} &= \underline{I}_{ТТ3} = \underline{I}_N, A. \end{aligned} \quad (3.30)$$

Рассмотрим выражения для расчета составляющих токов $\underline{I}_N; \underline{I}_{C\Sigma}; \underline{I}_{C1}$.

Ток замыкания на землю от ветви резистора в соответствии с (3.28)

будет

$$\underline{I}_3^{(1)} = \frac{3U_\phi}{3R_N + jX_T} = \frac{U_\phi}{\underline{Z}_N}, \quad (3.31)$$

где R_N – активное сопротивление заземляющего резистора, Ом; X_T – индуктивное сопротивление трансформатора заземления нейтрали, Ом; $\underline{Z}_N = R_N + jX_T/3$ – полное сопротивление нейтрали, Ом.

Значение сопротивления трансформатора, при этом допускается для практических расчетов принимать $\underline{Z}_N = R_N$.

Действующее значение тока от ветви резистора

$$\underline{I}_3^{(1)} = \frac{U_\phi}{\underline{Z}_N}. \quad (3.32)$$

Ток замыкания на землю от емкости неповрежденной сети и от емкости поврежденного присоединения определяется по выражениям п.5.

Для расчета тока замыкания на землю и токов в отдельных трансформаторах тока принимают вид:

$$\begin{aligned}\underline{I}_3^{(1)} &= U_\phi \left(\frac{1}{Z_N} + j3\omega C_\Sigma + j3\omega C_1 \right), A; \\ \underline{I}_{TT1}^{(1)} &= U_\phi \left(\frac{1}{Z_N} + j3\omega C_\Sigma \right), A; \\ \underline{I}_{TT2}^{(1)} &= \underline{I}_{TT3} = U_\phi \frac{1}{Z_N}, A.\end{aligned}\quad (3.33)$$

Заключение

1. В настоящее время с учетом опыта эксплуатации признано целесообразным проводить модернизацию системы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ путем заземления ее через резистор, т.е. переходить на резистивную систему заземления нейтрали [1].
2. Применение резистивного режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ нашли широкое применение в мировой практике, так как имеют значительные преимущества по сравнению с изолированной и компенсированной нейтралью.
3. Применение в сетях 6-35 кВ резисторов заземления нейтрали позволяет существенно повысить надежность работы сетей, автоматизировать процесс поиска поврежденного фидера и снизить аварийность при однофазных замыканиях на землю.
4. Необходимо учитывать снижение коэффициента степени защиты от перенапряжений при отключении части отходящих линий для правильной работы защит от замыканий на землю, автоматизированного поиска поврежденного фидера и последствий от возникновения однофазных замыканий на землю.

Контрольные вопросы

1. Какова последовательность расчета токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью?
2. Приведите векторные диаграммы токов и напряжений при замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью?
3. По каким причинам рекомендуется применение в сетях 6-35 кВ резистивного заземления нейтрали?

4. Как производится расчет тока однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ при резистивном заземлении нейтрали?
5. Как производится расчет параметров элементов при резистивном заземлении нейтрали?

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

4.1. Общие указания к расчету токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ

Распределительные электрические сети напряжением 0,4 кВ являются наиболее распространенными сетями и применяются на всех промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, электрических станциях и подстанциях. Техническая оснащённость сетей 0,4 кВ постоянно существенно изменяется. Созданы новые типы защитных аппаратов, способных отключать значительные токи КЗ, а также ограничивать их максимальное значение. Для получения регулируемых защитных характеристик применяются выключатели с электронными расцепителями. Созданы и выпускаются автоматические выключатели серии ВА, которые заменяют все существующие ранее типы.

Сети напряжением 0,4 кВ эксплуатируются с заземленными нейтралью. В таких сетях могут возникать трехфазные $K^{(3)}$, двухфазные $K^{(2)}$, двухфазные на землю $K^{(1,1)}$ и однофазные $K^{(1)}$ короткие замыкания (КЗ). Возникновение любого вида КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ приводит к увеличению тока в поврежденных фазах и изменению напряжения в распределительной сети. Сети напряжением 0,4 кВ выполняются четырехпроводными или пятипроводными с заземленной нейтралью (400/230 В). Вызвано это тем, что ток однофазного КЗ в таких сетях очень сильно зависит от схемы соединения обмоток питающего их трансформатора и конструкции нулевого заземляющего провода и значительно отличается от тока трехфазного КЗ. Так, при соединении обмоток трансформатора Δ/Y_n (треугольник – звезда с заземленной нейтралью) ток однофазного КЗ значительно меньше, чем при соединении обмоток Y/Y_n (Глава 5).

Расчет токов симметричных и несимметричных КЗ в электроустановках напряжением 0,4 кВ необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, а также для расчетов уставок и проверки чувствительности защит.

Расчеты токов КЗ выполняются для металлического КЗ, т. е. для случая, когда токоведущие части фаз соприкасаются между собой не-

посредственно и переходное сопротивление отсутствует или с учетом величины переходного сопротивления, которым может быть сопротивление дуги в месте КЗ.

4.2. Схемы сетей напряжением 0,4 кВ

Построение первичных схем сетей 0,4 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения электроприемников, удобством обслуживания, технико-экономическими показателями, а также требованиями релейной защиты и автоматики. Для сетей 0,4 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, выбора кабелей, коммутационных аппаратов и релейных защит.

Схемы сетей напряжением 0,4 кВ могут выполняться радиальными, магистральными или смешанными.

Построение схемы сети 0,4 кВ в большой степени определяется значениями токов КЗ для выбора аппаратуры и защит, а также ограниченными возможностями применяемых автоматических выключателей.

Для этих сетей характерно весьма значительное (в десятки раз большее, чем в сетях напряжением 6-10 кВ) влияние сопротивлений элементов схемы на значения токов КЗ и быстрое снижение значений токов КЗ по мере удаления места повреждения от главных шин 0,4 кВ. Например, если при расчетах токов КЗ в сетях 6(10) кВ сопротивление кабеля с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 150 \text{ мм}^2$ длиной 200 м можно не учитывать, то в сети 0,4 кВ кабель такого же сечения, подключенный к КТП за трансформатором мощностью 1,6 МВ·А, снижает значение тока трехфазного металлического КЗ более чем в 8 раз.

В сетях 0,4 кВ применяют только встроенные в автоматические выключатели весьма неточные МТЗ. Поэтому требования защиты сети накладывают определенные ограничения на типы и характеристики применяемых защитных аппаратов, длины и сечения кабелей и, следовательно, на построение схемы сети.

Например, при питании от основного щита 0,4 кВ кабельными линиями или магистралями последовательно нескольких РП с двигателями большой и средней мощности обычно не удается обеспечить необходимую чувствительность защиты этих линий из-за необходимости ее отстройки от токов пуска или самозапуска электродвигателей. Поэтому магистральная схема питания применяется только для

электродвигателей малой мощности. Для питания электродвигателей средней мощности используются РП, имеющие один или два самостоятельных ввода от щита 0,4 кВ (РП1, РП2, РП3, РП4 на рис. 4.1). Однако и для одиночных сильно нагруженных РП с большим количеством электродвигателей средней мощности также часто не удается обеспечить достаточную чувствительность защит питающих линий. В этих случаях вместо одной РП устанавливают несколько РП с самостоятельными линиями питания, или питание части двигателей осуществляют непосредственно от щита 0,4 кВ.

Выбор кабелей также может определяться не только нагрузкой, но и условиями защиты, например, в сетях, требующих защиты от перегрузки, или при необходимости обеспечения достаточной чувствительности защиты, когда считается целесообразным увеличить токи КЗ путем увеличения выбранного по нагрузке сечения кабеля (но не более, чем на 1–2 ступени).

Из изложенного следует, что для сетей 0,4 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, выбора кабелей, коммутационных аппаратов и релейных защит.

Радиальные схемы (рис. 4.1). От главного распределительного щита (РЩ) или комплектной трансформаторной подстанции (КТП) отходят линии питания электродвигателей Д1 и Д8 и других электроприемников большой мощности, а также силовых пунктов (СП) 1-4. К главному распределительному щиту нецелесообразно подключать большое количество электроприемников малой и средней мощности, так как они снижают его надежность.

Для питания таких электроприемников (например, электродвигателей Д2-Д7) образуют вторичные распределительные пункты (РП), питающиеся непосредственно от основного щита, и третичные РП, питающиеся от вторичных РП.

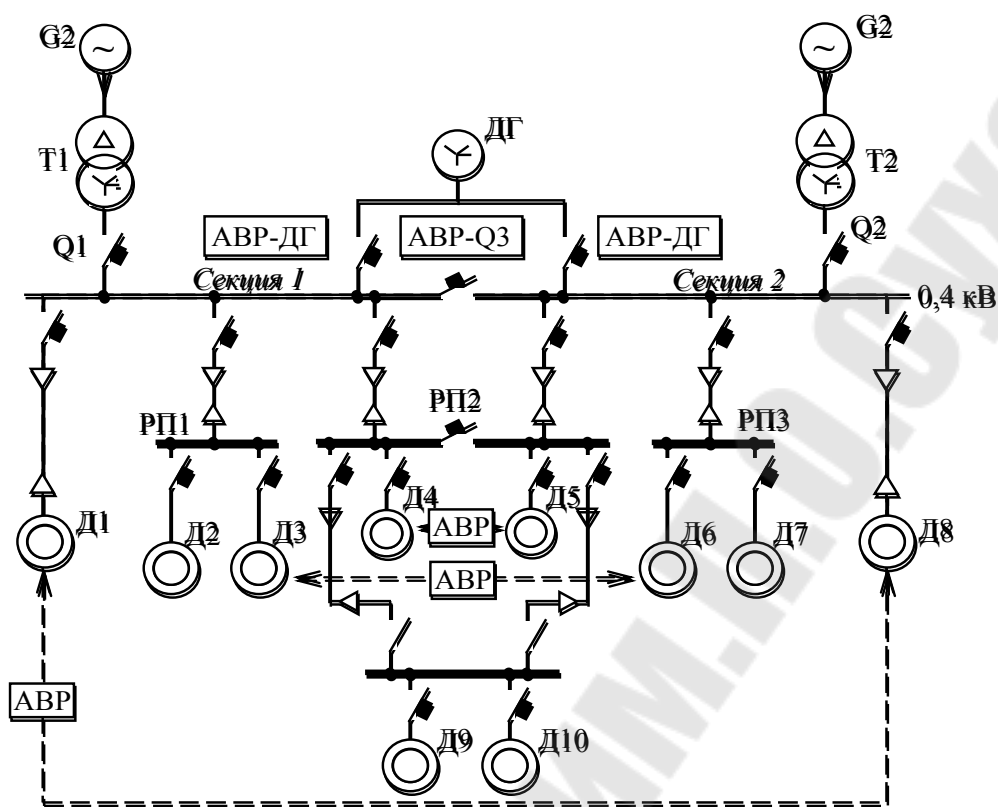


Рис. 4.1. Радиальная схема. Т – питающие трансформаторы; ДГ – аварийный дизель-генератор; Q1 и Q2 – вводные автоматические выключатели и Q3 – секционный автоматический выключатель; Д – электродвигатели

Третичные РП обладают наименьшей надежностью, их селективную защиту выполнить трудно, и поэтому их применяют лишь в отдельных случаях для питания мелких и неответственных электроприемников. Токи КЗ на РП значительно меньше, чем на основном щите 0,4 кВ, что позволяет применять более дешевую и менее стойкую аппаратуру с небольшими номинальными токами. При образовании РП учитывается территориальное расположение электроприемников, удобство обслуживания, возможность экономии кабелей, поскольку сечение питающего РП кабеля принимают меньше суммы сечений кабелей индивидуальных электроприемников ввиду их одновременного включения.

Распределение электродвигателей по РП зависит от их мощности и возможности выполнения релейной защиты сети. Технико-экономические расчеты показывают, что к главному щиту целесообразно подключать электродвигатели большой мощности (более 55 кВт). Электродвигатели малой (до 10 кВт) и средней (10-55 кВт) мощности целесообразно подключать к вторичным РП.

В электроустановках с целью обеспечения надежности всю схему делят на две независимые секции шин. Каждая секция шин питается от своего понижающего трансформатора Т1 или Т2, которые подключены к независимым источникам. От понижающего трансформатора Т1 (Т2) питается соответствующая секция основного щита 0,4 кВ и к ней подключены вторичные РП. Секции шин взаимно резервируются на разных ступенях напряжения с помощью устройств автоматического включения резерва (АВР). Электродвигатели и приводимые ими ответственные механизмы одного назначения обычно дублируют и снабжают технологическим АВР (Д1 и Д8, Д3 и Д6, Д4 и Д5). Такие электродвигатели также разделяют на две независимые группы, которые подключают к разным секциям шин основного щита 0,4 кВ, к РП1 и РП2, имеющим вводы от разных секций. Ответственные электродвигатели, не имеющие технологического резервирования, подключают либо к секциям основного щита 0,4 кВ, либо к РП4, имеющему АВР со стороны питания.

При таком построении схемы надежность работы обеспечивается тем, что в случае погашения одной из секций шин и отказа или неуспешной работы АВР между секциями шин (КЗ на шинах) напряжение на другой секции шин сохраняется и нарушения технологического процесса не произойдет, так как сработает АВР электродвигателей и других ответственных электроприемников.

Для особо ответственных электроприемников, от которых зависит остановка производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров, повреждений дорогостоящего оборудования, предусматривают аварийный источник питания, например аварийный дизель-генератор ДГ. Один из вариантов подключения аварийного дизель-генератора показан на рис. 4.1. Аварийный дизель-генератор резервирует каждую из секций шин независимо от состояния другой секции шин.

Недостатки радиальных схем следующие:

- Повышенный расход проводов и кабелей.
- Большое количество защитных и коммутационных аппаратов.
- Необходимость в дополнительных площадях для размещения щитов, распределительных шкафов.

Магистральные схемы (рис. 4.2). Распределение электроэнергии от трансформаторов выполняется с помощью шинопроводов магистральных (ШМ) и шинопроводов распределительных (ШР), к которым присоединяют электроприемники. Магистральные схемы позволяют

применять комплектные шинопроводы, обеспечивающие быстрый монтаж сети.

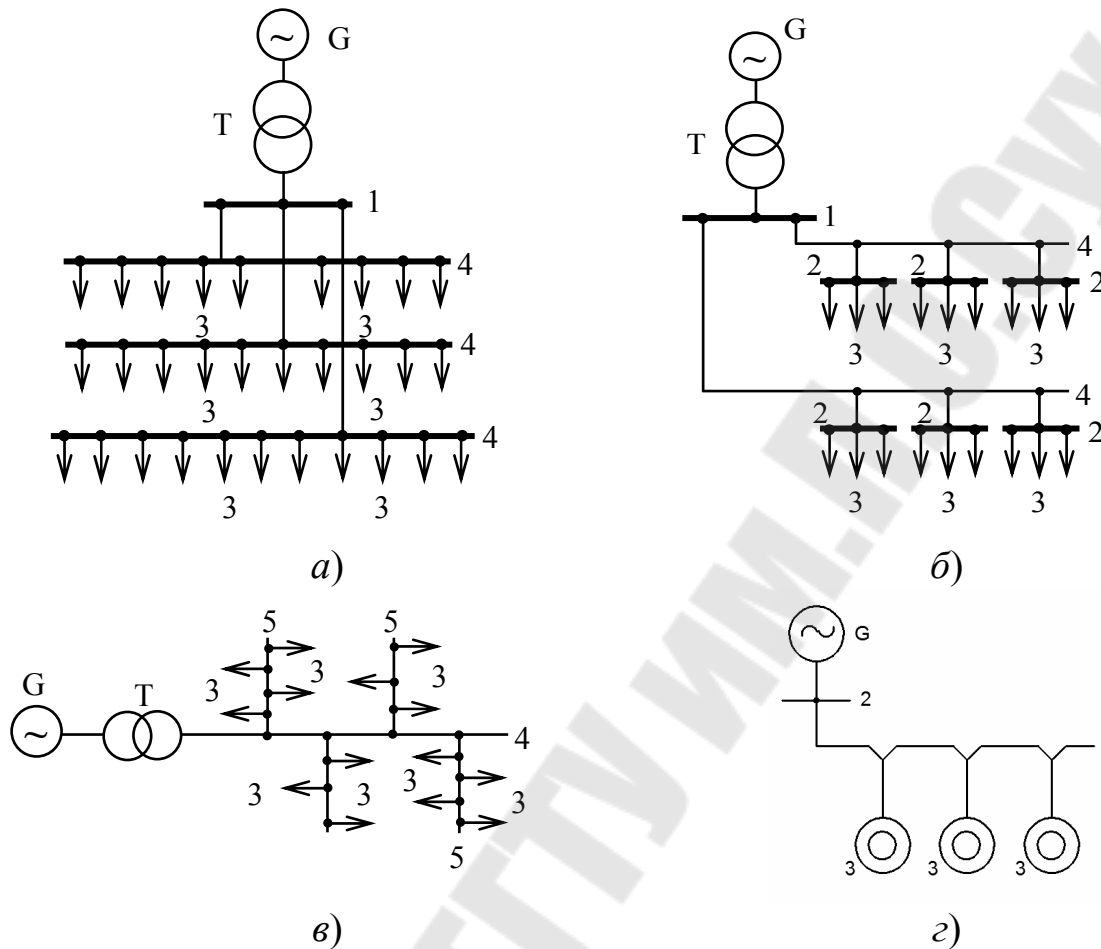


Рис. 4.2. Магистральные схемы питания электроприемников. *а–с* – распределенными нагрузками; *б* – с сосредоточенными нагрузками; *в* – блок трансформатор-магистраль; *г* – схема цепочки; *G* – источник питания; *1* – распределительный щит подстанции; *2* – распределительный силовой пункт; *3* – электроприемник; *4* – магистраль; *5* – шинная сборка

Магистральные схемы находят наибольшее применение при равномерном распределении нагрузок по площади помещения. На рис. 4.2, *а* и 4.2, *б* приведены магистральные схемы при наличии распределительного устройства 0,4 кВ ТП. Часто магистральная сеть выполняется по схеме «блок трансформатор-магистраль» (БТМ) (рис. 4.2, *в*). В этом случае на ТП распределительный щит отсутствует, а магистраль запитывается через автоматический выключатель. Для питания неотчетственных электроприемников, а также приемников связанных технологическим процессом, удаленных от распределительных пунк-

тов или шинопроводов, применяется схема цепочки (рис. 4.2, з). В цепочку не рекомендуется соединять более 3–4 электроприемников.

При магистральных схемах целый ряд приемников питается от одной магистрали, что способствует экономии проводникового материала, за счет чего удешевляется сеть. В магистральных сетях меньше, чем в радиальных, потери напряжения и мощности. Кроме того, магистральная схема характеризуется большей гибкостью, что дает возможность перемещения технологического оборудования без существенной переделки электрической сети. Для повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо применять секционирование шин и магистралей с применением АВР.

Недостатки магистральных схем следующие:

- Пониженная по сравнению с радиальными схемами надежность электроснабжения, так как при повреждении магистрали все ее приемники теряют питание.

- В магистральных сетях по сравнению с радиальными сетями больше токи КЗ.

Смешанные схемы представляют собой комбинации из радиальных и магистральных схем. Крупные и ответственные приемники запитываются по радиальным схемам, остальные – по магистральным схемам.

4.3. Последовательность расчета токов КЗ в сетях 0,4 кВ

4.3.1. Принимаемые допущения. При расчете токов КЗ в распределительных сетях 0,4 кВ необходимо учитывать не только активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, но и активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, вводах и выводах аппаратов, разъемных контактов аппаратов, переходных сопротивлений в контактах рубильников, выключателей, предохранителей), а также сопротивление дуги в месте КЗ, сопротивления катушек расцепителей автоматов, первичных обмоток ТТ, активные и индуктивные сопротивления шин и т. д. Точные данные для некоторых конструкций можно найти только в каталогах заводоизготовителей. Для приближенных вычислений можно пользоваться средними значениями сопротивлений трансформаторов, кабелей, шинопроводов, аппаратов по справочной литературе.

Таким образом необходимо учитывать активные сопротивления всех переходных контактов в цепи КЗ. Испытания показали, что реально имеющие место величины токов при КЗ меньше на 60-80 %

расчетных величин токов, найденных без учета сопротивлений контактных соединений.

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 2.5 МВА включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления:

-Для распределительных устройств на подстанциях – 15 мОм (рисунок 4.1, секция 1 и секция 2).

-Для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или от главных магистралей – 20 мОм. (рисунок 4.1, шины РП1, РП2, РП3).

-Для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных – 25 мОм. (рисунок 4.1, шины РП4).

-Для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов – 30 мОм. (рисунок 4.1, двигатели Д9 и Д10).

Таким образом, основной особенностью расчета токов КЗ в сетях 0,4 кВ является необходимость учета активных и индуктивных сопротивлений всех элементов цепи КЗ.

Токи КЗ в электроустановках напряжением 0,4 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

В зависимости от цели расчета учитывают различные расчетные режимы работы электрической схемы. При выборе аппаратуры и расчете уставок защит расчетным считается максимальный режим, при котором токи КЗ имеют максимальные значения. При проверке чувствительности защит расчетным является минимальный режим, при котором токи КЗ имеют минимальные значения.

При расчетах металлических КЗ (сопротивление контакта в месте повреждения не учитывается) определяют следующие значения токов:

$-I^{(3)}_{ПО.макс}$ - максимальный ток трехфазного металлического КЗ при максимальном режиме работы питающей энергосистемы, который используется для выбора аппаратуры, расчета уставок защит и проверки селективности их действия.

$-I_{ПО.мин}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного металлического КЗ при минимальном режиме работы энергосистемы, который используется для проверки чувствительности защит.

$-I_{ПО.мин}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного металлического КЗ, который используется для проверки чувствительности и селективности действия защит от однофазных КЗ.

подавляющее большинство КЗ в сетях 0,4 кВ происходит через электрическую дугу в месте повреждения, сопротивление которой существенно снижает значение тока КЗ. По данным экспериментальных исследований в 85% случаев КЗ возникают вследствие металлического контакта, однако электродинамические силы, пропорциональные квадрату тока, разбрасывают металлические проводники, разрывают закоротки небольшого сечения и КЗ переходит в дуговое. При больших токах электродинамические силы достигают нескольких тонн и так быстро разрывают металлический контакт, что ток КЗ не достигает максимального значения, а сразу же ограничивается сопротивлением дуги. Лишь в 2% случаев КЗ остается металлическим при наличии закоротки большого сечения.

Чтобы учесть токоограничивающее действие электрической дуги в месте повреждения, определяют следующие значения токов и напряжений:

$-I_{ПОД.ср}^{(3)}$ - средний, наиболее вероятный ток трехфазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для выбора аппаратуры в сети, в том числе отходящих от КТП линий, в случае, если невозможно выбрать аппаратуру, стойкую при металлическом КЗ (кроме вводных и секционного выключателей КТП, которые всегда следует выбирать по металлическому КЗ), а также для проверки селективности защит при этом токе, если при металлическом КЗ она не обеспечивается.

$-I_{ПО.Д.мин}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для проверки чувствительности защит от многофазных КЗ.

$-I_{ПО.Д.мин}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного КЗ, вычисленный с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения, используется для проверки чувствительности защит от однофазных КЗ.

$-U_{к.ост.}$ - остаточное напряжение при КЗ через дугу, используется для проверки чувствительности МТЗ с пуском по напряжению, уста-

навливаемых на понижающих трансформаторах и генераторах напряжением 0,4 кВ.

4.3.2. Определение параметров элементов расчетной схемы. К элементам ЭЭС, сопротивления которых учитываются при расчетах токов КЗ, относятся: генераторы, силовые трансформаторы, электрические двигатели, воздушные и кабельные линии и нагрузки. Для расчетов токов КЗ составляют схему замещения, в которую входят все сопротивления цепи КЗ. Значения этих сопротивлений выражают в миллиомах (МОм).

Значения сопротивлений определяются либо по каталожным данным (генераторы, трансформаторы, электродвигатели), либо по удельным параметрам (воздушные, кабельные линии и шинопроводы).

Сопротивление питающей энергосистемы. Для практических расчетов токов КЗ допустимо не учитывать активное сопротивление энергосистемы, а индуктивное сопротивление принимать равным полному сопротивлению энергосистемы (это практически не влияет на точность расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ), определяя его значение (МОм) по известному току (кА) или мощности $S^{(3)}_{к.ВН}$ (МВ·А) трехфазного КЗ на зажимах ВН понижающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ

$$X_{с.ВН} = \frac{U_{с.ВН}}{\sqrt{3}I^{(3)}_{п.ВН}} 10^3 = \frac{U_{с.ВН}^2}{S^{(3)}_{к.ВН}} 10^3, \text{МОм}, \quad (4.1)$$

где $U_{с.ВН}$ – напряжение энергосистемы со стороны ВН трансформатора, при котором определялись ток и мощность КЗ системы, кВ, $I^{(3)}_{п.ВН}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА, $S^{(3)}_{к.ВН}$ – мощность КЗ на выводах обмотки ВН трансформатора, МВ·А.

Индуктивное сопротивление питающей энергосистемы до зажимов высшего напряжения ВН понижающего трансформатора находят по формуле (4.1) и приводят к стороне низшего напряжения (НН) по выражению

$$X_{с.НН} = X_{с.ВН} \left(\frac{U_{н.т.НН}}{U_{н.т.ВН}} \right)^2 \text{МОм}, \quad (4.2)$$

где $X_{с.ВН}$ – индуктивное сопротивление энергосистемы, приведенное к стороне ВН, МОм; $X_{с.НН}$ – то же, приведенное к стороне НН понижающего трансформатора, МОм; $U_{н.т.НН}$, $U_{н.т.ВН}$ – номинальные линейные напряжения обмоток НН и ВН понижающего трансформатора, кВ.

Пример 4.1. Определить сопротивление питающей системы, если известны напряжения $U_{HT.BH} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{HT.HH} = 0,4 \text{ кВ}$ и мощность трехфазного КЗ $S^{(3)}_{KC.BH} = 106 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Решение

-Определим сопротивление питающей системы по формуле (4.1), приведенное к напряжению 10,5 кВ

$$X_{c.BH} = \frac{U_{c.BH}^2}{S^{(3)}_{KC.BH}} \cdot 10^3 = \frac{10,5^2}{106} \cdot 10^3 = 1040 \text{ мОм};$$

-Определим сопротивление питающей системы по формуле (4.2), приведенное к напряжению 0.4 кВ

$$X_{c.HH} = X_{c.BH} \left(\frac{U_{HT.HH}}{U_{HT.BH}} \right)^2 = 1040 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,509 \text{ мОм}.$$

Сопротивление трансформаторов. Полное сопротивление трансформатора, приведенное к ступени низшего напряжения сети, определяется по формуле

$$Z_T = \frac{U_k U_{HT.HH}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4 \text{ мОм} \quad (4.3)$$

Активное сопротивление понижающего трансформатора R_T , приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формуле

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{HT.HH}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6, \text{ мОм}; \quad (4.4)$$

Индуктивное сопротивление понижающего трансформатора X_T , приведенное к ступени низшего напряжения сети, рассчитывается по формулам

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \text{ мОм},$$

или

$$X_T = \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{T.ном}} \right)^2} \frac{U_{HHном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4, \text{ мОм} \quad (4.5)$$

В формулах (4.3) - (4.5) приняты обозначения: $S_{T.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, $\text{кВ}\cdot\text{А}$; $U_{HT.HH}$ - номинальное линейное напряжение обмотки НН, кВ ; P_K - мощность потерь КЗ в трансформаторе, кВт ; U_k - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Во многих случаях при определении тока КЗ на выводах трансформатора в сетях 0,4 кВ при приближенных расчетах можно пренебречь сопротивлением энергосистемы. В этом случае ток КЗ на стороне 0,4 кВ определяется по формуле

$$I_{по}^{(3)} = U_{HT,HH} / (\sqrt{3} \cdot Z_T) = U_{HH} \cdot S_{T,ном} / \sqrt{3} \cdot 10 \cdot U_K \cdot U_{HH}^2 = I_{HT} / U_K, \quad (4.6)$$

где I_{HT} – номинальный ток трансформатора, А; U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, ОЕ.

Часто при практических расчетах значение сопротивлений трансформаторов мощностью до 1,0 МВА примерно на порядок больше, чем сопротивление питающей его сети. Поэтому при расчете тока КЗ допускается не учитывать сопротивление питающей сети, а, следовательно, и нет необходимости в определении максимального и минимального тока КЗ. Однако для более мощных трансформаторов следует определить X_C – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени высшего напряжения по формуле (4.1), далее по формуле (4.2) осуществить приведение сопротивления X_C к стороне НН трансформатора и определить максимальный ток трехфазного металлического КЗ за трансформатором. Реальный ток КЗ всегда ниже расчетного значения, поскольку в цепях 0,4 кВ существенную роль играют переходные сопротивления контактных соединений и сопротивление дуги.

Пример 4.2. Определить полное, активное и индуктивное сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ; $S_{T,ном} = 250$ кВА; $P_K = 3.7$ кВт. $U_K = 4,5\%$

Решение

-Полное сопротивление трансформатора, определенное по формуле (4.3) и приведенное к напряжению 0,4 кВ

$$Z_T = \frac{U_K U_{HT,HH}^2}{S_{T,ном}} 10^4 = \frac{4.5 \cdot 0.4^2}{250} 10^4 = 28,8 \text{ мОм}$$

-Активное сопротивление трансформатора, определенное по формуле (4.4) и приведенное к напряжению 0.4 кВ

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{HT,HH}^2}{S_{T,ном}^2} 10^6 = \frac{3.7 \cdot 0.4^2}{250^2} 10^6 = 9,472 \text{ мОм},$$

-Индуктивное сопротивление трансформатора, определенное по формулам (4.5)

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{28,8^2 - 9,472^2} = 27,19 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100 \cdot P_K}{S_{T,ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{HT,HH}^2}{S_T} 10^4 = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 3.7}{250}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{250} 10^4 = 27,19 \text{ мОм}$$

Пример 4.3. От шин подстанции с вторичным напряжением 10,5 кВ питаются две линии – кабельная и воздушная. Кабельная линия выполнена одножильным кабелем с изоляцией из сшитого полиэти-

лена с алюминиевыми жилами сечением типа АПвП-10, 3(1×50) мм², воздушная – алюминиевым проводом А50. Длина кабельной и воздушной линий равна 5 км. Ток КЗ на шинах 10,5 кВ $I^{(3)}_{по} = 5300$ А.

В конце линий включены два трансформатора: 10/0,4 кВ, мощностью 25 кВ·А и 400 кВ·А, $U_k = 4,5\%$, $P_k = 600$ и 5400 Вт (Приложение 1), группа соединения обмоток трансформатора (Y/Yн). $Z_{кл} = 3,132$ Ом; Определить ток трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформаторов.

Решение

- Полные сопротивления трансформаторов, вычисленные по формуле (4.3)

$$Z_{T25} = 10^4 \frac{U_k U_{HH, ном}^2}{S_{T, ном}} 10^4 = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{25} 10^4 = 288 \text{ мОм},$$

$$Z_{T400} = 10^4 \frac{U_k U_{HH, ном}^2}{S_{T, ном}} 10^4 = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{400} 10^4 = 18 \text{ мОм}.$$

- Активные сопротивления трансформаторов по формуле (4.4):

$$R_{T25} = \frac{P_k \cdot U_{HH, ном}^2}{S_{T, ном}^2} 10^6 = \frac{0,6 \cdot 0,4^2}{25^2} 10^6 = 1536 \text{ мОм}$$

$$R_{T400} = \frac{P_k \cdot U_{HH, ном}^2}{S_{T, ном}^2} 10^6 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400^2} 10^6 = 5,4 \text{ мОм}.$$

- Индуктивные сопротивления, вычисленные по формуле (4.5):

$$X_{T25} = \sqrt{Z_{T25}^2 - R_{T25}^2} = \sqrt{288^2 - 153,6^2} = 243,62 \text{ мОм}$$

$$X_{T400} = \sqrt{Z_{T400}^2 - R_{T400}^2} = \sqrt{18^2 - 5,5^2} = 17,17 \text{ мОм}$$

- В примере 4.3 сопротивления питающей системы, кабельной линии и воздушной линии приведены к напряжению 10,5 кВ. Приведем эти сопротивления к напряжению 0,4 кВ по формуле (4.2)

$$X_{С.НН} = X_{С.ВН} \left(\frac{U_{НТ.НН}}{U_{НТ.ВН}} \right)^2 10^3 = 1,144 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 1,66 \text{ мОм}.$$

$$X_{кл.НН} = X_{кл.ВН} \left(\frac{U_{НТ.НН}}{U_{НТ.ВН}} \right)^2 10^3 = 0,92 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 1,335 \text{ мОм};$$

$$R_{кл.НН} = R_{кл.ВН} \left(\frac{U_{НТ.НН}}{U_{НТ.ВН}} \right)^2 10^3 = 3,2 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 4,64 \text{ мОм}.$$

$$Z_{кл.НН} = Z_{кл.ВН} \left(\frac{U_{НТ.НН}}{U_{НТ.ВН}} \right)^2 10^3 = 3,33 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 4,83 \text{ мОм};$$

$$X_{вл.НН} = X_{вл.ВН} \left(\frac{U_{НТ.НН}}{U_{НТ.ВН}} \right)^2 10^3 = 1,78 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 2,58 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{вл.НН}} = R_{\text{вл.ВН}} \left(\frac{U_{\text{НТ.НН}}}{U_{\text{нНТ.ВН}}} \right)^2 10^3 = 2,88 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 10^3 = 4,18 \text{ МОм.}$$

- Если пренебречь сопротивлением питающей сети, то ток трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ

$$I_{\text{ПО25}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 288} 10^3 = 802,9 \text{ А}, \quad I_{\text{ПО400}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18} 10^3 = 12830,3 \text{ А}.$$

- Если трансформаторы подключены к кабельной линии, с учетом сопротивления питающей системы, то токи КЗ:

$$I_{\text{ПО25}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,66 + 1,335 + 243,62)^2 + (4,64 + 153,6)^2}} 10^3 = 787,76 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПО400}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,66 + 1,335 + 17,17)^2 + (4,64 + 5,4)^2}} 10^3 = 10250,3 \text{ А}.$$

- Если трансформаторы подключены к воздушной линии, то токи КЗ:

$$I_{\text{ПО25}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,66 + 2,58 + 243,62)^2 + (4,18 + 153,6)^2}} 10^3 = 785,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО400}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,66 + 2,58 + 17,17)^2 + (4,18 + 5,4)^2}} 10^3 = 9831,71 \text{ А}.$$

- Те же вычисления выполняются по уравнению (4.2) для кабельной линии:

$$I_{\text{ПО25}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} (1,66 + 4,83 + 288)} 10^3 = 790,26 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПО400}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} (1,66 + 4,83 + 18)} 10^3 = 9441,82 \text{ А}.$$

На основании результатов расчета примера 4.3 можно сделать следующие выводы:

- для трансформаторов малой мощности расчеты всеми способами (с учетом Z_{PC} , активных сопротивлений или по полному сопротивлению) дают практически одинаковые результаты;

- для трансформаторов большой мощности расчет без учета Z_{pc} , недопустим;

- поскольку численные соотношения активных, индуктивных и полных сопротивлений трансформаторов различны для разных случаев, все расчеты следует выполнять по выражениям (4.3-4.6).

Сопротивление проводов и кабелей.

Для кабельных линий напряжением 0,4 кВ активное и индуктивное сопротивления рекомендуется определить по Приложению 4.

При выполнении приближенных расчетов можно пользоваться средними значениями индуктивных сопротивлений для сетей 0,4 кВ:

- удельное индуктивное сопротивление для воздушных линий - 0.25-0.30 мОм/м;

- удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением 16-240 мм² – 0.08 мОм/м,

Сопротивление шин и шинопроводов. Активные и индуктивные сопротивления шин и шинопроводов приведены в Приложении 6. Сопротивление шин и шинопроводов длиной 5 м и менее можно не учитывать, так как их влияние на ток КЗ невелико.

В приближенных расчетах для активных и индуктивных сопротивлений шинопроводов можно принимать

$$R_{шш} = R_{лш} + 3 R_{нул.пр}, X_{шш} = (7,5-9,4) \cdot X_{лш}.$$

Сопротивление трансформаторов тока, автоматических выключателей, рубильников и переходные сопротивления. Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, автоматических выключателей, рубильников, а также переходные сопротивления (вставных контактов, болтовых соединений шин и др.) принимают по приложению 5. Эти сопротивления часто не учитывают, поскольку их влияние на значение тока КЗ не превышает 5 % вблизи трансформатора и снижается при удалении точки КЗ.

Сопротивления и ЭДС синхронных компенсаторов, синхронных электродвигателей. К паспортным или каталожным параметрам синхронных машин (СМ) для начального момента времени относятся:
- Полная номинальная мощность $S_{ном}$, МВ·А или номинальная активная мощность $P_{ном}$, МВт и номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_{ном}$.
- Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ.
- Сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси X_{d*}'' .

Величина сверхпереходного сопротивления синхронных машин в именованных единицах определяется по выражению

$$X_{d}'' = \frac{X_{d*}'' \cdot U_{н}^2}{S_{н}} \cdot 10^4, \text{ мОм} . \quad (4.7)$$

Величина сверхпереходной ЭДС синхронной машины E_{*d}'' зависит от предшествующего КЗ режима – от нагрузки и напряжения на ее зажимах. Если СМ имеет до момента КЗ напряжение U_2 и нагрузку I_2 , то ЭДС ее в начальный момент КЗ определяется по выражению

$$E_{*d}'' = \sqrt{(U_{*см} \cdot \cos\varphi_{см})^2 - (U_{*см} \cdot \sin\varphi_{см} + I_{*см} \cdot X_{d*}'')^2} \quad (4.8)$$

ЭДС СМ в начальный момент КЗ в приближенных расчетах допускается вычислять по упрощенной формуле

$$E_{*d}'' \approx U_{*CM} - I_{*CM} \cdot X_{*d}'' \sin \varphi_{CM}. \quad (4.9)$$

Для определения сверхпереходного сопротивления электродвигателей допустимо пользоваться выражением

$$X_{\partialв}'' = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{пуск}} \text{ мОм} \quad (4.10)$$

$$\text{или} \quad X_{\partialв}'' = \frac{1 \cdot U_{ном}^2}{Kn \cdot S_n} \text{ мОм}. \quad (4.11)$$

где $I_{пуск}$ – пусковой ток ЭД, который определяется $I_{пуск} = Kn \cdot I_{ном.дв}$, где Kn – пусковой коэффициент, величина которого выбирается из паспорта двигателя.

Пример 4.4. Вычислить сопротивление и ЭДС двигателя, если задано $U_n = 0,4 \text{ кВ}$; $P_n = 750 \text{ кВт}$; $\cos \varphi_n = 0,8$; $Kn = 5,4$, $КПД = 0,92$.

Решение.

-Сопротивление двигателя определяется по формуле (4.11)

$$X_{\partialв}'' = \frac{1 \cdot U_n^2}{Kn \cdot S_n} = \frac{1 \cdot 0,4^2}{5,4 \cdot \frac{0,75}{0,8 \cdot 0,92}} 10^4 = 1570,1 \text{ мОм}.$$

-ЭДС двигателя определяется по формуле (4.9)

$$E_{*d}'' \approx U_{*Г} - I_{*Г} \cdot X_{*d}'' \sin \varphi_{Г} = 1 - 1 \cdot 0,185 \cdot 0,6 = 0,889 \text{ ОЕ}$$

-ЭДС двигателя в именованных единицах составит

$$E_d'' = E_{*d}'' U_2 = 0,889 \cdot 0,4 = 0,356 \text{ кВ}.$$

4.3.3. Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в сетях 0,4 кВ.

При составлении схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения 0,4 кВ, на которой находится точка КЗ.

Ток трехфазного металлического КЗ определяется по выражению

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}}, \text{ кА}, \quad (4.12)$$

где $U_{ср.н}$ - среднее номинальное линейное напряжение сети НН, В (для сети 0,4 кВ $U_{ср.н}$ равно 400 В); X_{Σ} и R_{Σ} - результирующее индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ, мОм.

Ток трехфазного металлического КЗ с учетом активного сопротивления дуги следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{ПО Д}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА} \quad (4.13)$$

где $U_{\text{ср.НН}}$ - среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В; $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{TA} + R_{кв} + R_{ш} + R_{к} + R_{кб} + R_{вл} + R_{д}, \quad X_{\Sigma} = X_C + X_T + X_{TA} + X_{кв} + X_{ш} + X_{к} + X_{кб} + X_{вл},$$

где: R_T и X_T - активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, их рассчитывают по формулам (4.4)–(4.5); X_C – индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, рассчитанное по формуле (4.1) и приведенное к ступени низшего напряжения по формуле (4.2); R_{TA} и X_{TA} – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток ТТ, мОм, определяется по приложению 5; $R_{кв}$ и $X_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм, определяется по приложению 5; $R_{ш}$ и $X_{ш}$ – активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм; $R_{к}$ – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений. При приближенном учете сопротивлений контактов следует принимать: $R_{к} = 0,1$ мОм – для контактных соединений кабелей; $R_{к} = 0,01$ мОм – для шинопроводов; $R_{к} = 1,0$ мОм – для коммутационных аппаратов; $R_{Iкб}$ и $X_{Iкб}$ – активное и индуктивное сопротивления кабелей; $R_{Iвл}$ и $X_{Iвл}$ – активное и индуктивное сопротивления воздушных линий; $R_{д}$ – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм.

При определении $I_{\text{ПО.макс}}^{(3)}$ в значения X_{Σ} и R_{Σ} входят сопротивления питающей энергосистемы в максимальном режиме, а при определении $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ - в минимальном режиме энергосистемы и с учетом активного сопротивления дуги. Ток двухфазного КЗ определяется по току трехфазного КЗ.

Пример 4.5. Определить максимальное значение тока КЗ в начальный момент КЗ в точке К1 (рис. 4.3). Расчет произвести для металлического КЗ.

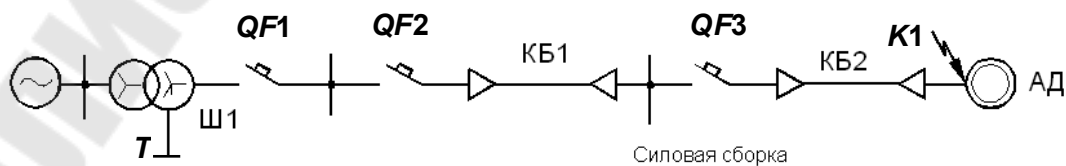


Рис. 4.3. Расчетная схема к примеру 4.5

Исходные данные:

-Система G: $S_{KC}^{(3)} = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{cp.BH} = 6,0 \text{ кВ}$.

-Трансформатор Т ТC-1000/6,0/0,4: $U_K = 8 \%$; $U_{BH} = 6,3 \text{ кВ}$; $U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}$;

$P_K = 8,4 \text{ кВт}$.

-Автоматические выключатели (приложение 5):

QF1 BA51: $I_{ном} = 1000 \text{ А}$; $R_{QF1} = 0,077 \text{ мОм}$; $X_{QF1} = 0,115 \text{ мОм}$;

QF2-BA53: $I_{ном} = 400 \text{ А}$; $R_{QF2} = 0,1 \text{ мОм}$; $X_{QF2} = 0,102 \text{ мОм}$;

QF3-BA: $I_{ном} = 100 \text{ А}$; $R_{QF3} = 1,3 \text{ мОм}$; $X_{QF3} = 0,85 \text{ мОм}$.

-Шинопровод Ш1: ШМА-73-1600; $L = 15 \text{ м}$; $R_{ш1} = 0,031 \text{ мОм/м}$; $X_{ш1} = 0,017 \text{ мОм/м}$. [приложение 6]

-Кабельные линии (приложение 5):

КБ1: АВВГ-3×185+1×50; $L_2 = 50 \text{ м}$; $R_1 = 0,208 \text{ мОм/м}$;

$X_1 = 0,063 \text{ мОм/м}$;

КБ2: АВВГ-3×35+1×16; $L_3 = 20 \text{ м}$; $R_1 = 1,05 \text{ мОм/м}$;

$X_1 = 0,068 \text{ мОм/м}$;

-Болтовые контактные соединения: $R_K = 0,003 \text{ мОм}$; $n = 10$.

Решение

Определим параметры элементов схемы замещения.

-Сопротивление системы (X_c) по формулам (4.1) и (4.2) составляет

$$X_c = \frac{(0,4)^2}{150} 10^3 = 1,066 \text{ мОм}.$$

-Активное R_T и индуктивное X_T сопротивления трансформатора вычисленные по формулам (4.4) и (4.5) составляют

$$R_T = \frac{8,4 \cdot 0,4^2}{(1000)^2} 10^6 = 1,34 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{8^2 - \left(\frac{100 \cdot 11,2}{1000} \right)^2} \frac{0,4^2}{1000} 10^4 = 12,73 \text{ мОм}.$$

Такие же значения R_T и X_T можно получить, используя приложение 1,

-Активное $R_{ш1}$ и индуктивное $X_{ш1}$ сопротивления шинпровода длиной 15 м составляют

$$R_{ш1} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ мОм}; X_{ш1} = 0,017 \cdot 15 = 0,225 \text{ мОм}.$$

-Активное $R_{КБ1}$ и индуктивное $X_{КБ1}$ сопротивления кабельной линии КБ1

$$R_{КБ1} = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ мОм}; X_{КБ1} = 0,063 \cdot 50 = 3,15 \text{ мОм};$$

-Активное $R_{КБ2}$ и индуктивное $X_{КБ2}$ сопротивления кабельной линии КБ2

$$R_{KB2} = 1,05 \cdot 20 = 21 \text{ мОм}; X_{KB2} = 0,068 \cdot 20 = 1,36 \text{ мОм}.$$

-Активное сопротивление болтовых контактных соединений

$$R_K = 0,003 \cdot 10 = 0,03 \text{ мОм}.$$

- Суммарные сопротивления относительно точки КЗ К1:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{wl} + R_{KB1} + R_{KB2} + R_{QF1} + R_{QF2} + R_{QF3} + R_K = \\ = 1,34 + 0,465 + 10,4 + 21 + 0,077 + 0,1 + 1,3 + 0,03 = 34,712 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = X_C + X_T + X_{wl} + X_{KB1} + X_{KB2} + X_{QF1} + X_{QF2} + X_{QF3} = \\ = 1,066 + 12,73 + 0,225 + 3,15 + 1,36 + 0,115 + 0,102 + 0,25 = 19,37 \text{ мОм}.$$

- Полное сопротивление цепи КЗ составляет

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{34,712^2 + 19,37^2} = 39,75 \text{ мОм}$$

-Начальное значение периодической составляющей тока при металлическом КЗ составит

$$I_{\text{ПОmax}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 39,75} = 5,8 \text{ кА}$$

4.3.4. Учет подпитки места КЗ электродвигателями напряжением 0.4кВ. Согласно [1] влияние асинхронных двигателей на ток КЗ не учитывается, если ток от них поступает к месту КЗ через те элементы, через которые протекает основной ток КЗ от сети.

Периодическую составляющую тока подпитки от электродвигателей можно определить, рассматривая нагрузку трансформатора I_{HT} как обобщенную с параметрами $E_*'' = 0,8$ и $X_*'' = 0,35$

$$I_{\text{Подв}}^{(3)} = \frac{E_*''}{X_*''} I_{HT} = 2,29 I_{HT} \quad (4.14)$$

Суммарный ток в месте КЗ с учетом подпитки от электродвигателей

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = I_{\text{ПО}}^{(3)} + 2,29 I_{HT}^{(3)} \quad (4.15)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ - расчетный ток КЗ от трансформатора для металлического КЗ.

4.3.5. Сопротивление дуги в месте КЗ

При определении минимального значения тока КЗ в установках напряжением до 1000 В следует учитывать влияние на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d в месте КЗ, которое определяется на базе вероятностных характеристик влияния устойчивой дуги на ток КЗ. Приближенные значения активного сопротивления дуги в электроустановках 0.4 кВ приведены в таблице 4.1.

При приближенных расчетах сопротивление дуги в месте КЗ допускается принимать равным 10 мОм.

Таблица 4.1

Приближенные значения активных сопротивлений дуги в установках до 1 кВ

Расчетные условия КЗ		Активное сопротивление дуги (мОм) при КЗ за трансформаторами мощностью, кВА					
		250	400	630	1000	1600	2500
КЗ вблизи выводов низшего напряжения трансформатора	В разделке кабелей напряжением, 0.4кВ	15	10	7	5	4	3
	В шинпроводе типа ШМА напряжением, 0.4 кВ	-	-	-	4	3	2
КЗ в конце шинпровода типа ШМА длиной 100...150 м напряжением, 0.4кВ		-	-	-	6-8	5-7	4-6

При точных расчетах активное сопротивление дуги зависит от тока КЗ и длины дуги и рассчитывается по формуле:

$$R_{д} = 16 \frac{\sqrt{L_{д}}}{I_{п}^{0,85}}, \quad (4.16)$$

где $I_{п}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ, кА, определяемое с учетом сопротивления дуги;

$L_{д}$ – длина дуги, см, которая принимается равной:

$$L_{д} = 4a \text{ при } a < 5 \text{ мм};$$

$$L_{д} = 20,4 \cdot \ln(a/2) \cdot \exp(-0,15) \cdot (R_{\Sigma}/X_{\Sigma}) \text{ при } a = 5 \dots 50 \text{ мм};$$

$$L_{д} = a \text{ при } a > 50 \text{ мм};$$

R_{Σ} , X_{Σ} – суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм;

a – расстояние между фазами проводников, мм.

При точных расчетах среднее значение активного сопротивления дуги в электроустановках 0.4 кВ в начальный момент КЗ рекомендуется определять по формуле

$$R_{д} = \sqrt{\frac{U_{ср.НН}^2}{3I^{(3)2} K_c^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1\Sigma}, \quad (4.17)$$

где $I^{(3)}$ - начальное значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ, кА;

$R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - соответственно суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивление цепи КЗ, мОм;

K_c - среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического, который можно определить по формуле:

$$K_c = 0,6 - 0,0025Z_k + 0,114\sqrt{Z_k} - 0,13\sqrt[3]{Z_k},$$

где Z_k - сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ.

при трехфазном КЗ

$$Z_k^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}$$

при двухфазном КЗ

$$Z_k^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}$$

при однофазном КЗ

$$Z_k^{(1)} = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}$$

Расчет максимальных и минимальных значений тока дугового КЗ рекомендуется выполнять на основе предельных значений сопротивления дуги, определяемых по статистическим характеристикам разброса поправочного коэффициента $K_{Под}$, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ.

4.3.6. Влияние токоограничивающего действия дуги на величину токов КЗ зависит от мощности трансформатора, мощности питающей энергосистемы и удаленности точки КЗ от шин 0,4 кВ.

Влияние мощности трансформатора на величину возможных токов КЗ за трансформатором (на шинах 0,4 кВ) для случая, когда трансформатор питается от мощной энергосистемы $X_c=0$, показано в приложении 1, откуда видно, что влияние переходного сопротивления очень велико, особенно для мощных трансформаторов.

По мере удаления точки КЗ от шин 0,4 кВ величина токов КЗ уменьшается. Аналогично влияет на величину токов КЗ сопротивление питающей системы.

Таким образом, в зависимости от конкретных расчетных условий граница минимальных значений токов КЗ $I_{ПО.макс}^{(3)}$ и $I_{ПО.мин}^{(3)}$ могут весьма существенно отличаться друг от друга, и это необходимо учитывать при выборе аппаратуры и проверке чувствительности защиты.

Для выбора аппаратуры, особенно для вводных и секционных выключателей как наиболее ответственных, следует использовать значения тока металлического КЗ.

В то же время при проверке чувствительности защит трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ, а также автоматических выключателей 0,4 кВ во избежание отказов защиты следует учитывать минимальные токи КЗ, рассчитанные с учетом переходного сопротивления в том числе и токоограничивающего действия дуги $I_{под}^{(3)}$.

Влияние токоограничивающего действия дуги в месте КЗ можно не учитывать в следующих случаях:

-при выборе аппаратуры – если мощность трансформатора менее 400 кВА;

-при проверке чувствительности защит - если мощность трансформатора менее 250 кВА.

При выборе аппаратуры при мощности понижающих трансформаторов S_T , равной или большей указанной, влиянием токоограничивающего действия дуги в месте КЗ можно пренебречь при достаточно большом сопротивлении питающей энергосистемы. Например, для трансформатора мощностью 1000 кВА влиянием токоограничивающего действия дуги можно пренебречь при выборе аппаратуры, если $X_c/X_T \geq 1,2$, при оценке чувствительности защит - если $X_c/X_T \geq 2.5$.

Пример 4.6. Произвести решение примера 4.5 для начального значения периодической составляющей с учетом сопротивления дуги в точке К1.

Решение.

а. Приближенное решение.

- Активное сопротивление дуги из таблицы 4.1 составляет 8 мОм.

- Начальное значение тока дугового КЗ составляет

$$I_{под}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(35,712^2 + 8)^2 + 20,081^2}} 10^3 = 4801,0 \text{ А.}$$

б. Точное решение по выражению (4.16).

- Принимая $a=50\text{мм}$, имеем $L_d = 5.0 \text{ см}$.

$$R_d = 16 \frac{\sqrt{L_d}}{I_{по}^{0,85}} = 16 \frac{\sqrt{5}}{5.810^{0,85}} = 16 \frac{2,236}{4.46} = 8,022 \text{ мОм,}$$

- Начальное значение тока дугового КЗ составляет

$$I_{под}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(35,712 + 11,76)^2 + 20,081^2}} 10^3 = 4799,0 \text{ А.}$$

в. Точное решение по выражению (4.17).

- Активное сопротивление дуги в начальный момент КЗ составляет

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{cp.HH}^2}{3I_{п0}^2 K_c^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1\Sigma} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 5,810^2 \cdot 0,797^2} - 20,081^2} - 35,712 = 11,76 \text{ мОм},$$

где коэффициент K_c равен

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 47,55 + 0,114 \sqrt{47,55} - 0,13 \sqrt[3]{47,55} = 0,797.$$

- Начальное значение тока дугового КЗ составляет

$$I_{п0д}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(35,712 + 11,76)^2 + 20,081^2}} 10^3 = 5559,0 \text{ А}.$$

4.3.7. Расчет тока КЗ при однофазном дуговом КЗ рекомендуется выполнять двумя способами:

1. Введением в формулу (4.17) активного сопротивления дуги, значение которого зависит от мощности и схемы соединений обмоток питающего трансформатора, сечения жил и длины кабельной линии.

2. Приближенное значение сопротивления дуги при однофазном дуговом КЗ допустимо определять по формуле

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{nn}^2}{3I_{п0}^2 \cdot K_c^2} - \left(\frac{X_{0\Sigma}}{3}\right)^2} - \left(\frac{R_{0\Sigma}}{3}\right), \quad (4.18)$$

где $I_{п0}$ – значение тока периодической составляющей металлического КЗ в; $R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ; K_c – значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, который можно определить по формулам:

Значение коэффициента K_c в начальный момент КЗ

$$K_{c.max} = 0,6 - 0,0025 Z_K + 0,114 \sqrt{Z_K} - 0,13 \sqrt[3]{Z_K};$$

Значение коэффициента в произвольный момент КЗ

$$K_{c.min} = 0,55 - 0,002 Z_K + 0,1 \sqrt{Z_K} - 0,12 \sqrt[3]{Z_K},$$

где Z_K – полное сопротивление цепи КЗ, определяемое при однофазном КЗ по выражению

$$Z_K = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}.$$

Если электроснабжение электроустановки напряжением 0.4 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы следует рассчитывать по формуле

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp.HH}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \text{кА} \quad (4.19)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм; $R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм. Эти сопротивления равны

$$R_{\Sigma} = R_{0T} + R_{mA} + R_{кв} + R_{0ш} + R_{к} + R_{кб} + R_{вл} + R_{д} \quad X_{\Sigma} = X_{0T} + X_{mA} + X_{кв} + X_{0ш} + X_{к} + X_{кб} + X_{вл},$$

где R_{0T} и X_{0T} – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, их принимают, используя приложение 1. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y_n , при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности; R_{mA} и X_{mA} – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток ТТ, мОм; $R_{кв}$ и $X_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм; $R_{к}$ – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений. При приближенном учете сопротивлений контактов следует принимать: $R_{к} = 0,1$ мОм – для контактных соединений кабелей; $R_{к} = 0,01$ мОм – для шинопроводов; $R_{к} = 1,0$ мОм – для коммутационных аппаратов; $R_{0ш}$ и $X_{0ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинопровода, мОм; $R_{0кб}$ и $X_{0кб}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля, мОм; $R_{0вл}$ и $X_{0вл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии, мОм:

$$R_{0вл} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0,15 \text{ мОм} / \text{м}; \quad X_{0вл} \approx 3X_{1вл}.$$

$R_{д}$ – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм.

Расчет токов однофазного КЗ производится по удельным сопротивлениям прямой (R_1 ; X_1) и нулевой (R_0 ; X_0) последовательностей проводов, кабелей, значения которых приведены в приложениях. Необходимо учитывать влияние переходных сопротивлений контактных соединений, сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей, сопротивление электрической дуги при дуговых замыканиях на землю. При этом погрешность расчета величины тока КЗ не превышает 10 % от реального значения.

Если питающая энергосистема имеет ограниченную мощность, то значения сопротивлений нулевой последовательности увеличиваются с учетом сопротивления энергосистемы:

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_{mA} + R_{кв} + R_{0и} + R_{к} + R_{кб} + R_{0вл} + R_{д} + 2R_{с} \quad X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{mA} + X_{кв} + X_{0и} + X_{к} + X_{кб} + X_{0вл} + 2X_{с}$$

где $X_{с}$, $R_{с}$ – индуктивное и активное сопротивления системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения.

Для выбора уставок релейной защиты в электроустановках до 1 кВ необходимо знать минимально возможные токи КЗ для проверки чувствительности защит. Минимальные токи КЗ возникают при повреждениях, сопровождающихся дуговыми однофазными КЗ в конце защищаемой линии.

4.3.8. Расчет тока однофазного КЗ через переходные сопротивления. Ток однофазного КЗ при любой мощности питающей энергосистемы и с учетом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения определяется по выражению

$$I_{\text{ПО.НН}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\Sigma}^{(1)} / 3 + Z_{\text{ПТ}}} \quad (4.20)$$

где $Z_{\Sigma}^{(1)}$ – величина сопротивления, численно равная геометрической сумме полных сопротивлений току однофазного КЗ питающей энергосистемы, трансформатора, а также переходных сопротивлений $R_{\text{П}}$, определяется в миллиомах по выражениям

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_{mA} + R_{кв} + R_{к} + R_{0и} + R_{кб} + R_{0вл} + R_{д} + 2R_{с} + 2R_{\text{П}}$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{mA} + X_{кв} + X_{0и} + X_{кб} + X_{0вл} + 3X_{с}$$

Пример 4.7. Вычислить ток однофазного КЗ с учетом переходных сопротивлений на зажимах трансформатора 10/0.4 кВ, мощностью 400 кВ·А, $U_{к} = 4,5 \%$, соединение обмоток $Y/Y_{н}$. Трансформатор присоединен к энергосистеме сопротивлением $X_{с} = 0,1 X_{Т}$.

Решение

-Для трансформатора мощностью 400 кВ·А значение $Z_{\text{ТП}}^{(1)} = \frac{195}{3} = 65.53$ мОм (приложение 1), следовательно, ток металлического однофазного КЗ на выводах 0.4 кВ трансформатора при большой мощности питающей системы ($X_{с} < 0,1 X_{Т}$) составит

$$I_{\text{ПО.НН}}^{(1)} = \frac{230}{65.53} 10^3 = 3509 \text{ А}$$

-По приложению 1 для трансформатора $X_{1Т} = X_{2Т} = 17,17$ мОм; $R_{1Т} = R_{2Т} = 5,4$ мОм; $X_{0Т} = 165$ мОм; $R_{0Т} = 109,6$ мОм.

-Сопротивление системы $X_{c0} = 1,65 \text{ мОм}$; $R_c=0$; $R_n=15 \text{ мОм}$. $R_{dT}=10 \text{ мОм}$.

$$\begin{aligned} R_{1\Sigma} &= R_{2\Sigma} = R_{IT} + R_d + R_{II} = 5.4 + 10 + 15 = 30.4 \text{ мОм} \\ X_{1\Sigma} &= X_{2\Sigma} = X_{IT} + X_c = 17.17 + 1.717 = 18.887 \text{ мОм} \\ R_{0\Sigma} &= R_{0T} + R_d + 2R_{II} = 109.6 + 10 + 2 \cdot 15 = 149.6 \text{ мОм} \\ X_{0\Sigma} &= X_{0T} + 3X_c = 165 + 3 \cdot 1.65 = 169.95 \text{ мОм} \end{aligned}$$

-Вычислим ток КЗ с учетом активных и индуктивных сопротивлений цепи КЗ.

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 30.4 + 149.6)^2 + (2 \cdot 18.887 + 169.95)^2}} 10^3 = 2343.23, \text{ А}$$

Пример 4.8. КТП с трансформатором мощностью 1000 кВА, напряжением 6,3/0,4 кВ; $U_k=5,5\%$ питается от энергосистемы. Ток КЗ со стороны энергосистемы на зажимах ВН трансформатора составляет в максимальном режиме 17 кА, в минимальном - 10 кА. Определить параметры для выбора автоматических выключателей отходящих от КТП линий, а также минимальный ток двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП и в конце отходящей кабельной линии с алюминиевыми жилами сечением $3 \times 120 \text{ мм}^2$ длиной 100 м.

Решение.

1.Выполним расчет при металлическом КЗ в максимальном режиме работы питающей энергосистемы.

-Сопротивление питающей энергосистемы, приведенное к напряжению 0,4 кВ, составляет

$$X_{c\text{НН}} = \frac{U_{\text{сВН}}}{\sqrt{3} I_{\text{кВН}}^{(3)}} 10^3 \frac{(U_{\text{сНН}})^2}{(U_{\text{сВН}})^2} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 17} 10^3 \frac{(0,4)^2}{(6,3)^2} = 0,862 \text{ мОм}$$

-Сопротивление трансформатора (Приложение 1): $X_T = 8,63 \text{ мОм}$; $R_T = 1,73 \text{ мОм}$.

-Максимальный ток металлического трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ

$$I_{\text{ПО.макс}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,862 + 8,63)^2 + 1,73^2}} = 23,94 \text{ кА},$$

-Периодическая составляющая тока подпитки от электродвигателей по формуле (4.18)

$$I_{\text{ПО.дв}} = 2,29 \cdot 1,443 = 3,305 \text{ кА},$$

где 1,443 - номинальный ток силового трансформатора, кА.

-Суммарное значение тока для выбора аппаратуры (с учетом подпитки от двигателей) по формуле (4.15)

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 23,94 + 3,305 = 28,245 \text{ кА.}$$

-Отношение результирующих сопротивлений от шин 0,4 кВ $X_{\Sigma}/R_{\Sigma} = (0,862 + 8,63)/1,73 = 5,48$. С учетом этого находим $Ky = 1,56$. Ударный ток от системы равен $i_y = \sqrt{2} \cdot 1,56 \cdot 23,94 = 52,66 \text{ кА.}$

-Суммарный ударный ток с учетом подпитки от двигателей по формуле (4.14)

$$i_{y\Sigma} = 52,66 + \sqrt{2} \cdot 2,29 \cdot 1,443 = 57,31 \text{ кА.}$$

2. Определим значения токов при двухфазном металлическом КЗ в минимальном режиме питающей энергосистемы.

-Сопротивление питающей энергосистемы в минимальном режиме

$$X_{c.HH} = \frac{U_{c.BH}}{\sqrt{3}I^{(3)}_{к.ВH}} 10^3 \frac{(U_{c.HH})^2}{(U_{c.BH})^2} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} 10^3 \frac{(0,4)^2}{(6,3)^2} = 1,466 \text{ мОм}$$

-Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ

$$I^{(3)}_{\text{ПО.мин}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,466 + 8,63)^2 + 1,73^2}} = 22,55 \text{ кА.}$$

$$I^{(2)}_{\text{ПО.мин}} = 0,866 \cdot 22,55 = 19,53 \text{ кА.}$$

-Сопротивление кабеля $3 \times 120 \text{ мм}^2$ длиной 100 м (приложение 4)

$$X_{кл} = 0,076 \cdot 100 = 7,6 \text{ мОм}; R_{кл} = 0,308 \cdot 100 = 30,8 \text{ мОм.}$$

-Ток трехфазного и двухфазного КЗ при КЗ в конце кабеля

$$I^{(3)}_{\text{ПО.мин}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,466 + 8,63 + 7,6)^2 + (1,73 + 30,8)^2}} = 6,23 \text{ кА}$$

$$I^{(2)}_{\text{ПО.мин}} = 0,866 \cdot 6,23 = 5,4 \text{ кА.}$$

3. Выполним тот же расчет, но с учетом токоограничивающего действия дуги в месте КЗ.

-Значение тока КЗ на шинах с учетом $Rn = 15 \text{ мОм}$ в максимальном режиме работы питающей системы

$$I^{(3)}_{\text{ПО.макс}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(0,862 + 8,63)^2 + (1,73 + 15)^2}} = 12,0 \text{ кА}$$

-Суммарное значение тока для выбора аппаратуры с учетом токоограничивающего действия электрической дуги и подпитки от двигателей по формуле (4.14)

$$I^{(3)}_{\text{ПО.}\Sigma} = 12 + \sqrt{2} \cdot 2,29 = 15,305 \text{ кА.}$$

-Отношение результирующих сопротивлений от шин 0,4 кВ $X_{\Sigma}/R_{\Sigma} = (0,862 + 8,63)/1,73 + 15 = 0,57$. С учетом этого находим $Ky = 1,0$, а значение ударного тока от системы

$$i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,0 = 16,92 \text{ кА.}$$

- Ударный ток с учетом подпитки от двигателей

$$i_{y\Sigma} = 16,92 + 3,22 \cdot 1,44 = 21,57 \text{ кА.}$$

- Значения токов при двухфазном КЗ через переходные сопротивления в минимальном режиме.

- Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ

$$I_{\text{ПО.мин}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,466 + 8,63)^2 + (1,73 + 15)^2}} = 11,82 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОД.мин}}^{(2)} = 0,866 \cdot 11,82 = 10,24 \text{ кА.}$$

- Ток трехфазного и двухфазного КЗ при КЗ в конце кабеля

$$I_{\text{ПО.мин}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(1,466 + 8,63 + 7,6)^2 + (1,73 + 32,4 + 15)^2}} = 4,42 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОД.мин}}^{(2)} = 0,866 \cdot 4,42 = 3,83 \text{ кА.}$$

Пример 4.9. Рассчитать ток дугового однофазного КЗ в конце кабельной линии с медными жилами в алюминиевой оболочке сечением 3×50 , длиной 110 м, подключенной через автоматический выключатель к источнику питания 0,4 кВ с сопротивлением $Z_{\text{пл}} = Z_{\text{ол}} = 3,085 + j11,43$ МОм.

Решение

- По приложениям 5 и 7 находим сопротивления прямой и нулевой последовательностей кабельной линии и автоматического выключателя

$$R_{1к} + jX_{1к} = 55,8 + j6,0 \text{ мОм}; R_{0к} + jX_{0к} = 164 + j25,7 \text{ мОм}; Z_a = 1,3 + j0,85 \text{ мОм.}$$

- Находим результирующее сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{1\Sigma} = (3,085 + 55,8 + 1,3) + j(11,43 + 6,0 + 0,85) = 60,185 + j18,28 = 65,5 \text{ мОм.}$$

- Результирующее сопротивление нулевой последовательности:

$$Z_{0\Sigma} = (3,85 + 164 + 1,3) + j(11,43 + 25,7 + 0,85) = 168,38 + j37,98 \text{ мОм}$$

- Ток однофазного металлического КЗ по (4.25)

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 60,185 + 158,8)^2 + (2 \cdot 18,28 + 37,98)^2}} = 273 \text{ кА.}$$

- Определяем сопротивление дуги

$$Z_k = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2} = \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 60,185 + 158,8)^2 + (2 \cdot 18,28 + 37,98)^2} = 96,18 \text{ мОм}$$

$$K_{\text{с.р.}} = 0,6 - 0,0025Z_k + 0,114\sqrt{Z_k} - 0,13\sqrt[3]{Z_k} = 0,6 - 0,0025 \cdot 96,18 + 0,114\sqrt{96,18} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{96,18} = 0,8826$$

$$R_0 = \sqrt{\frac{U_{nn}^2}{3I_k^2 \cdot K_c^2} - \left(\frac{X_{0\Sigma}}{3}\right)^2} - \left(\frac{R_{0\Sigma}}{3}\right) = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 2,401^2 \cdot 0,8826^2} - \left(\frac{37,98}{3}\right)^2} - \left(\frac{158,38}{3}\right) = 55,95 \text{ мОм}$$

-Ток дугового однофазного КЗ составит

$$I_{\text{по.д}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 60,185 + 158,38 + 55,45)^2 + (2 \cdot 18,28 + 37,98)^2}} = 2,016 \text{ кА}$$

4.3.9. Расчет токов КЗ при питании от аварийных генераторов.

Аварийные генераторы (рисунок 4.1) предназначены для электроснабжения потребителей при потере основных источников питания и обычно имеют небольшую мощность. Они подключаются непосредственно к шинам ТП 0,4 кВ. Расчет токов КЗ выполняется только с целью выбора уставок и проверки чувствительности и селективности действия защит.

В зависимости от расчетных условий максимальным может оказаться ток однофазного или трехфазного КЗ, минимальным – ток трех- двух- или однофазного КЗ. Например, ток однофазного КЗ может оказаться максимальным (по сравнению с другими видами КЗ) на зажимах генератора и минимальным – в удаленных точках сети.

Расчет токов при междуфазных КЗ. При близких КЗ в генераторе возникает переходный процесс, сопровождающийся изменением во времени периодической составляющей тока. С удалением точки КЗ от генератора это явление становится незаметным (как при питании от энергосистемы). Электрическую удаленность однозначно характеризует расчетное результирующее сопротивление цепи до точки КЗ в относительных единицах $Z_{*\Sigma}$, приведенное к суммарной мощности параллельно работающих генераторов

$$Z_{*p} = Z_{*\Sigma} \frac{S_{н\sigma\Sigma}}{U_{ср}^2}, \quad (4.21)$$

где $Z_{*\Sigma}$ - суммарное сопротивление всех элементов цепи КЗ, включая генераторы, мОм; $S_{н\sigma\Sigma}$ - суммарная мощность параллельно работающих генераторов, кВА; $U_{ср}$ - среднее напряжение той ступени, к которой отнесено $Z_{*\Sigma}$,

Обобщенные кривые зависимости периодической составляющей тока КЗ, отнесенной к номинальному току генератора $I_{\text{по.т}} = I_{\text{по.т}} / I_{н\Gamma}$, от расчетного сопротивления Z_p (X_p) и времени от начала КЗ t для маломощных генераторов приведены на рисунке 4.4. Кривые учитывают действие при КЗ устройств автоматического регулирования возбуж-

дения (АРВ) и форсировки возбуждения генераторов. Сопротивление $Z_{*p}=0,65$ называется критическим. Если $Z_{*p}<0,65$, то электрическая удаленность КЗ считается небольшой. Такое соотношение характерно для КЗ на зажимах генераторов, шинах КТП и основных РП 0,4 кВ.

Упрощенную картину процессов, происходящих при КЗ в этих точках, рассмотрим на примере внезапного трехфазного КЗ. В начальный момент КЗ индуктивное сопротивление генератора резко уменьшается до сверхпереходного (начального) значения X_d'' , а затем постепенно увеличивается до установившегося X_d . Это вызвано изменением магнитных потоков в генераторе. Наряду с этим при снижении напряжения (вследствие КЗ) вступают в действие устройства АРВ и форсировки возбуждения генераторов, которые стремятся восстановить напряжение на его зажимах увеличением тока возбуждения и, следовательно, ЭДС.

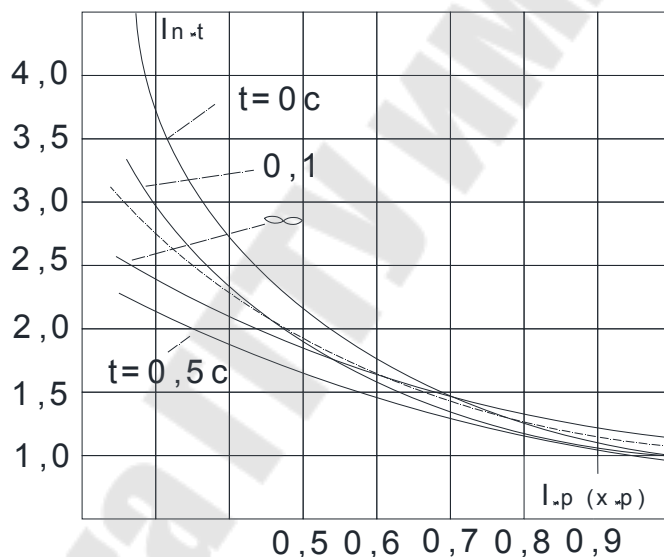


Рис. 4.4. Типовые кривые изменения токов КЗ для генераторов малой мощности с АРВ (сплошные линии - трехфазное КЗ, штриховая - двухфазное КЗ при $t=\infty$, время t -- в секундах)

Однако вследствие небольшой электрической удаленности КЗ, устройства АРВ и форсировки возбуждения не могут восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального, несмотря на увеличение тока возбуждения до предельного. На изменение тока КЗ во времени больше влияет увеличение сопротивления генератора, чем увеличение его ЭДС. Происходит снижение (затухание) тока КЗ с течением времени от сверхпереходного (начального) I_{n0} ($t=0$) до установившегося $I_{n\infty}$ ($t=\infty$).

Если $Z_p \geq 0,65$, то КЗ считается удаленным. Обычно это соотношение соответствует КЗ на зажимах отдаленных электроприемников при питании длинными кабелями с большим сопротивлением. В этих случаях АРВ и форсировка возбуждения способны восстановить напряжение на зажимах генератора до номинального (при очень удаленных КЗ АРВ и форсировка возбуждения вообще не вступают в работу), а изменение сопротивления генератора в процессе КЗ почти не влияет на значение тока КЗ. Установившийся ток трехфазного КЗ оказывается равным или несколько большим сверхпереходного. Ввиду небольшого различия этих токов можно находить только ток $I_{\text{ПО}}^{(3)}$, принимая с целью упрощения

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = I_{\text{П}\infty}^{(3)}; I_{\text{ПО}}^{(2)} = I_{\text{П}\infty}^{(2)} = 0,866 I_{\text{ПО}}^{(3)}$$

Для защит, действующих без выдержки времени, чувствительность при междуфазных КЗ проверяется при токе $I_{\text{ПО}}^{(2)} = 0,866 I_{\text{ПО}}^{(3)}$ независимо от электрической удаленности точки КЗ.

Таким образом, для расчетов защит следует определить значения токов $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ и $I_{\text{ПО}}^{(2)}$, а для защит, имеющих выдержку времени и действующих в зоне $Z_p < 0,65$ - дополнительно и значение тока $I_{\text{П}\infty}^{(3)}$ (при $t = \infty$). Для других моментов времени токи КЗ определять не требуется.

Ток КЗ $I_{\text{П}t}^{(3)}$ для момента времени t определяется по выражению

$$I_{\text{П}t}^{(3)} = \frac{E_t}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} = \frac{E_t}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (R_{\Sigma} + R_{\text{П}})^2}}, \text{ кА}, \quad (4.22)$$

где E_t - линейная ЭДС генератора для момента времени t . В; X_{Σ} и R_{Σ} - результирующее индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ, включая сопротивление генератора, мОм; $R_{\text{П}}$ - переходное сопротивление в месте КЗ, мОм.

Для момента времени $t = 0$ ЭДС нагруженного генератора $E_{\text{ПО}} = U_{\text{нз}} (1 + X''_d \sin \varphi_{\text{нз}})$; при $\cos \varphi_{\text{нз}} = 0,8$ и $\sin \varphi_{\text{нз}} = 0,6$, тогда $E_{\text{ПО}} = U_{\text{нз}} (1 + X''_d \cdot 0,6)$. Учитывая, что номинальное напряжение генератора на 5 % выше номинального напряжения сети, а также, что КЗ может возникнуть и при ненагруженном генераторе, обычно можно принять $E_{\text{но}} = (1 - 1,05) U_{\text{нз}}$.

Индуктивное сопротивление генератора (в миллиомах) для момента $t = 0$ определяется по выражению

$$X_{\text{Г}} = X''_d U_{\text{НГ}}^2 / S_{\text{НГ}}, \quad (4.23)$$

где $S_{\text{НГ}}$ - номинальная мощность генератора, кВ·А; X''_d - сверхпереходная реактивность генератора в относительных единицах; $U_{\text{НГ}}$ - номинальное напряжение генератора, В.

Параметры генераторов приведены в приложении 7.

Соппротивления понижающего трансформатора вычисляют по выражению (4.1). При наличии трансформатора в цепи КЗ все сопротивления приводят к одному базисному напряжению по выражению (4.2). В данном случае за базисное принимается напряжение 0,4 кВ, где находятся расчетные точки КЗ. Переходные сопротивления принимают $R_{\Pi}=15 \text{ мОм}$. Далее вычисляют результирующие сопротивления X_{Σ} и R_{Σ} , находят полное результирующее сопротивление цепи КЗ Z_{Σ} , а по формуле (4.22) - начальный ток трехфазного КЗ $I^{(3)}_{\Pi 0}$.

Для момента времени $t=\infty$ ЭДС и сопротивление генератора будут уже другими, они зависят от удаленности КЗ. Для расчетов используют метод спрямленных характеристик.

Вначале определяют уточненное значение критического сопротивления

$$Z_{кр} = \frac{X_{Г\infty} U_{Г.н}}{E_{Г\infty} - U_{Г.н}}, \quad (4.24)$$

где сопротивление генератора $X_{Г\infty}$ принимают равным величине, обратной отношению короткого замыкания Kc (Kc - отношение установившегося тока КЗ на зажимах генератора при токе возбуждения холостого хода к номинальному току генератора). Сопротивление $X_{Г\infty}$ равно

$$X_{Г\infty} = U_{НГ}^2 / Kc, \text{ мОм}. \quad (4.25)$$

ЭДС генератора $E_{Г\infty}$, (в Вольтах) принимают увеличенной пропорционально относительному предельному току возбуждения $I_{в.пред}$ (отношение тока возбуждения при форсировке к току возбуждения холостого хода генератора):

$$E_{Г\infty} = U_{НГ} I_{в.пред} \quad (4.26)$$

Если внешнее сопротивление участка от зажимов генератора до точки КЗ $Z_{вн} < Z_{кр}$ (близкое КЗ), то имеет место режим предельного возбуждения, и значение тока КЗ $I^{(3)}_{\Pi \infty}$ определяют по формуле (4.22), где принимают $E_t = E_{Г\infty}$.

Если внешнее сопротивление до точки КЗ $Z_{вн} \geq Z_{кр}$ (удаленное КЗ), то имеет место режим нормального напряжения и значение тока КЗ $I^{(3)}_{\Pi \infty}$ определяют по формуле (4.22), где принимают $E_t = U_{НГ}$, а $X_2 = 0$. Обычно при КЗ в этих точках значение $I^{(3)}_{\Pi \infty}$ не рассчитывают, принимая $I^{(3)}_{\Pi \infty} = I^{(3)}_{\Pi 0}$ (кроме особых случаев, например, проверки чувствительности пусковых органов напряжения). При этом учитывают, что возможное увеличение тока $I^{(3)}_{\Pi \infty}$ по сравнению с $I^{(3)}_{\Pi 0}$ (оно не превышает 10–20 %) идет в запас чувствительности МТЗ, а также компенсирует влияние другой подключенной к генератору нагрузки,

сопротивление которой шунтирует КЗ, несколько уменьшая ток в месте повреждения и увеличивая ток генератора .

При расчетах токов КЗ в сети 0,4 кВ, питающейся от генераторов мощностью менее 400 кВт, переходные сопротивления R_{II} можно не учитывать, в этом случае они почти не влияют на значения токов КЗ.

Расчет токов однофазных КЗ. Однофазные КЗ в сети 0,4 кВ при питании от генераторов характеризуются большой электрической удаленностью, поэтому обычно можно не считаться с изменением тока во времени.

Ток однофазного КЗ (в килоамперах) при питании от генератора напряжением 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью можно определить по выражению:

$$I_{ПОД}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Sigma Г}}{3} + Z_{ПГ}}, \quad (4.26)$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(R_{1Г} + R_{2Г} + R_{0Г} + R_{ПО})^2 + (X_{1Г} + X_{2Г} + X_{0Г})^2},$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение, В; $R_{1Г}$, $X_{1Г}$ - активное и индуктивное сопротивления генератора токам прямой последовательности, мОм; $R_{2Г}$, $X_{2Г}$ - то же обратной последовательности; $R_{0Г}$, $X_{0Г}$ - то же нулевой последовательности; $Z_{пт}$ - сопротивление петли фаза-нуль от генератора до места КЗ, мОм. Активное сопротивление фазы статора генератора с глухозаземленной нейтралью $R_{ст} = R_{1Г} = R_{2Г} = R_{0Г}$.

Пример 4.10. Определить сверхпереходный и установившийся токи КЗ с учетом переходных сопротивлений $R_{п} = 15$ мОм за кабелем $3 \times 95 + 1 \times 35$ мм² длиной 100 м с алюминиевыми жилами при питании от генератора, имеющего следующие данные: $P_{нз} = 630$ кВт; $S_{нз} = 787$ кВА; $U_{нз} = 0,4$ кВ; $I_{нз} = 1138$ А; $x^*_{д} = 0,16$ ОЕ; $K_c = 0,63$; $I_{в.пред} = 10$; $R_z = 0$.

Решение/ Расчет токов трехфазных КЗ.

- Индуктивное сопротивление генератора по формуле (4.21)

$$X_z = 0,16 \cdot 400^2 / 787 = 32,5 \text{ мОм.}$$

- Сопротивление кабеля (Приложение 4)

$$X_{кл} = 0,064 \cdot 100 = 6,4 \text{ мОм; } R_{кл} = 0,308 \cdot 100 = 30,8 \text{ мОм.}$$

-Результирующее сопротивление до точки КЗ

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(32,5 + 6,4)^2 + (30,8 + 15)^2} = 66,39 \text{ мОм.}$$

-Ток КЗ при $t=0$ по формуле (4.22)

$$I_{ПО}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 66,39) = 3,65 \text{ кА.}$$

-Ток КЗ при $t=\infty$ определяем методом спрямленных характеристик.

-Внешнее сопротивление $Z_{вн}=54,17 \text{ мОм}$.

-Сопротивление и ЭДС генератора

$$X_{2\infty}=400^2/(0,63 \cdot 787)=322,7 \text{ мОм}; \quad E_{2\infty}=400 \cdot 10=4000 \text{ В}.$$

-Критическое сопротивление

$$Z_{г.кр}=322,7 \cdot 400/(4000 - 400) = 35,9 \text{ мОм}.$$

-Поскольку $Z_{вн}>Z_{кр}$, то имеем режим нормального напряжения.

Принимая $E t=U_{нз}$, $X_2=0$, имеем

$$I_{П0}^{(3)}=400/(\sqrt{3} \cdot 54,17) = 4,263 \text{ кА}.$$

Однако из-за шунтирующего влияния нагрузки значение тока КЗ будет несколько меньше, поэтому можно принять

$$I_{П\infty}^{(3)}=I_{П0}^{(3)}=3,65 \text{ кА}.$$

Пример 4.11. Определить ток однофазного КЗ на зажимах генератора и за кабелем для условий примера 4.10. Дополнительные параметры генератора: $X_{2Г}=0,171 \text{ ОЕ}$; $X_{0Г}=0,054 \text{ ОЕ}$. Кабель имеет непроводящую оболочку.

Решение.

Индуктивное сопротивление генератора токам прямой, обратной и нулевой последовательностей

$$X_{1Г}=0,16 \cdot 400^2/787=32,5 \text{ мОм};$$

$$X_{2Г}=0,171 \cdot 400^2/787=34,8 \text{ мОм};$$

$$X_{0Г}=0,054 \cdot 400^2/787=11 \text{ мОм}; \quad R_{1Г}=R_{2Г}=R_{0Г}=2,18 \text{ мОм}.$$

По формуле (4.25) имеем $Z_{\Sigma Г}=\sqrt{(3 \cdot 2,18+3 \cdot 15)^2+(32,5+34,8+11)^2}=93,7 \text{ мОм}$. Сопротивление петли фаза - нуль кабеля $Z_{ПГ}=1,13 \cdot 100=113 \text{ мОм}$.

Ток однофазного КЗ на зажимах генератора с учетом переходных сопротивлений по формуле (4.26)

$$I_{под}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \frac{97,3}{3}} = 7,4 \text{ кА}.$$

Для металлического КЗ ($R_n=0$) $Z_{\Sigma Г}^{(1)}=78,6 \text{ мОм}$ и $I_{П0}^{(1)}=8,8 \text{ кА}$.

Ток однофазного КЗ за кабелем с учетом переходных сопротивлений

$$I_{под}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \left(\frac{97,3}{3} + 113 \right)} = 1,6 \text{ кА}.$$

и для металлического почти одинаковы

$$I_{по}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3}\left(\frac{78.6}{3} + 113\right)} = 1.66 \text{ кА.}$$

Контрольные вопросы

1. Какие технические задачи решаются благодаря расчетам токов КЗ в сетях 0.4 кВ?
2. Какие основные допущения принимают при расчётах КЗ в сетях 0.4 кВ?
3. Назовите основные этапы расчёта токов КЗ в сетях 0.4 кВ?
4. Какие параметры элементов СЭС необходимы для расчёта токов КЗ в сетях 0.4 кВ?
5. Каковы особенности расчёта токов трёхфазных КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ?
6. Каковы особенности расчёта токов однофазных КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ?
7. Какова последовательность определения начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ?
8. Какова последовательность определения начального значения периодической составляющей тока однофазного КЗ в сетях 0.4 кВ?
9. Как определяется сопротивление дуги при расчете токов КЗ в сетях 0.4 кВ?
10. В каких случаях возможно не учитывать токоограничивающее действие дуги при расчёте токов КЗ в сетях 0.4 кВ?
11. Как определяется максимальный и минимальный ток КЗ в сети 0,4 кВ?
12. Какова последовательность расчета токов КЗ при питании точки КЗ генераторами 0.4 кВ?

5. Приведение на сторону высшего напряжения токов КЗ за трансформатором

5.1. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Yн-0. (рис. 5.1)

Коэффициент трансформации трансформатора T для схемы Y/Yн-0 равен

$$K_T = \frac{W_1}{W_2} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}, \quad (5.1)$$

где W_1, W_2 - число витков обмоток ВН и НН; U_{AB}, U_{ab} – линейные напряжения соответственно ВН и НН трансформатора.

Ток КЗ, протекающий в любой фазе при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

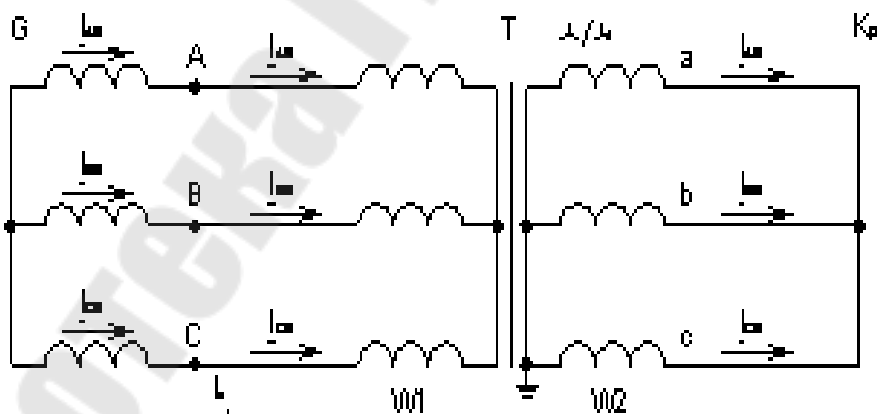
$$I_{af}^{(3)} = I_{ef}^{(3)} = I_{cf}^{(3)} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}}, A, \quad (5.2)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение, В; Z_{Σ} – полное сопротивление цепи КЗ (питающей системы и трансформатора Т), приведенные к стороне КЗ, Ом

. Рассчитанные по (5.2) токи трехфазного КЗ на стороне низшего напряжения должны быть пересчитаны на сторону высшего напряжения

При построении векторных диаграмм токов вторичной и первичной обмоток трансформатора (рисунки 5.1,б,в) для простоты условно принят коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$.

Анализируя векторные диаграммы токов можно сделать вывод, что токи, протекающие во вторичной обмотке, трансформируются без сдвигов по фазе в первичную обмотку. При трехфазном КЗ в точке К между фазами а, в и с звезды Y_n-0 токи КЗ одинаковые в фазах по величине протекают во всех трех фазах. Вектора фазных токов при этом сдвинуты на угол 120^0 (рисунок 5.1,б). По этим причинам трехфазное КЗ называется симметричным КЗ. На рисунке 5.1,б и 5.1,в построены векторные диаграммы токов на стороне Y при трехфазном КЗ на стороне Y_0 .



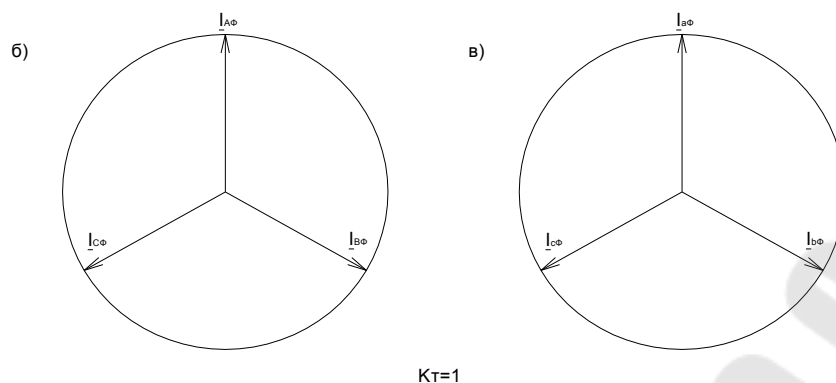


Рис. 5.1. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов вторичной (в) и первичной (б) обмоток при трехфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Y_n-0 при $K_T=1$

Определенный по (5.2) ток КЗ на стороне КЗ Y_0 пересчитывается на сторону Y по формуле:

$$I_{\text{ПО.ВН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{ПО.НН}}^{(3)}}{K_T} \quad (5.3)$$

где K_T определяется по формуле (5.1).

Пример 5.1. Определить токи, протекающие на стороне Y , если трансформатор напряжением 10.5/0.4 кВ, соединен по схеме Y/Y_n-0 . Ток трехфазного КЗ на стороне 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток, протекающий в фазах на стороне $Y=10.5$ кВ, составит:

$$I_{A\phi}^{(3)} = I_{B\phi}^{(3)} = I_{C\phi}^{(3)} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{K_T} = \frac{10250.3}{10.5/0.4} = 390.5 \text{ А.}$$

5.2. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_n-0 .

При двухфазном КЗ в точке $K^{(2)}$ (рисунок 5.2) между фазами $в$ и $с$ звезды за трансформатором со схемой Y/Y_n-0 токи КЗ одинаковые по величине протекают в двух фазах. Вектора фазных токов при этом сдвинуты на угол 180° (рисунок 5.2,в).

Ток КЗ, протекающий в фазе при двухфазном КЗ на стороне НН трансформатора T определяется

$$I_{\text{вф}}^{(2)} = I_{\text{сф}}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{U_{\text{Л}}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}}, \text{ А} \quad (5.4)$$

где $U_{\text{Л}}$ – линейное напряжение стороны НН трансформатора, В;

$Z_{1\Sigma}$ и $Z_{2\Sigma}$ – полные сопротивления прямой и обратной последовательности цепи КЗ, приведенные к стороне НН трансформатора, соединенной Y_H , Ом.

Ток КЗ, протекающий в фазе при двухфазном КЗ на стороне НН, допускается определять по формуле, полагая $Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$.

$$I_{\text{ПО.ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ПО.НН}}^{(2)}}{K_T} \quad (5.5)$$

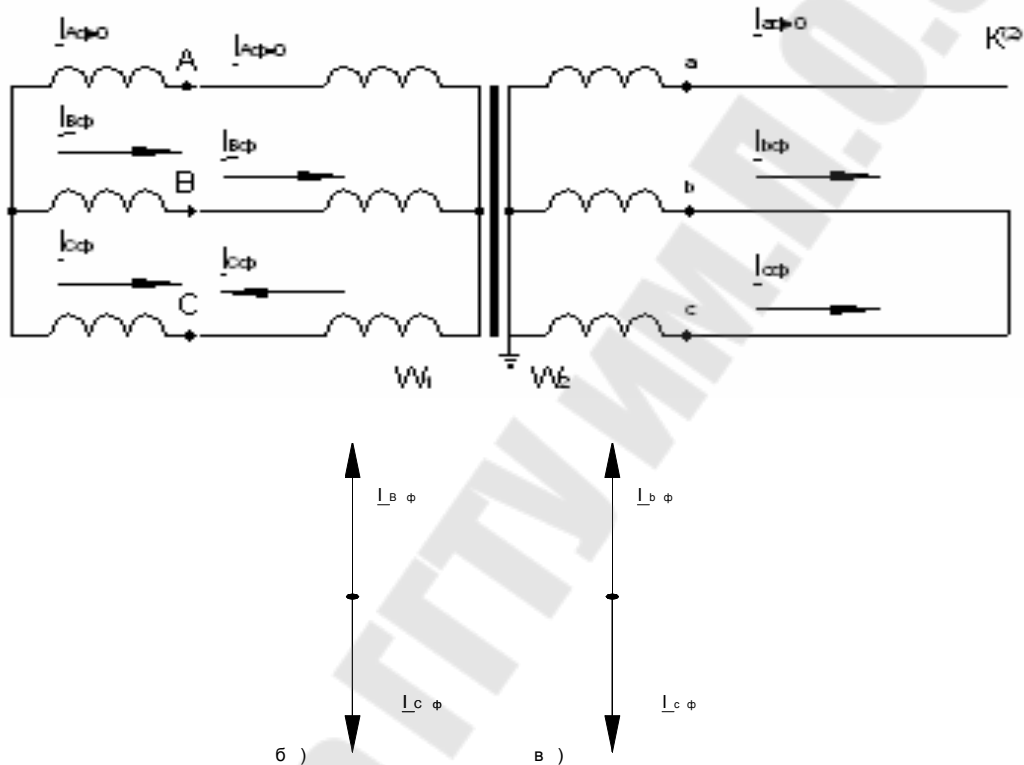


Рис. 5.2. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов вторичной (в) и первичной обмоток (б) при двухфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Y_0-0 и $K_T = 1$.

Расчитанные токи двухфазного КЗ за трансформатором на стороне низшего напряжения должны быть пересчитаны на сторону высшего напряжения ВН.

При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_H-0 сдвиг по фазе между токами вторичной и первичной обмоток равен 0° (рис. 5.2, в).

Для простоты при построении векторных диаграмм токов вторичной и первичной обмоток трансформатора (рис. 5.2, б, в) условно принимаем коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При

этом отношении линейных токов обмоток с соединением Y и Y_n равно 1,

Токи двухфазного КЗ пересчитываются на сторону ВН через коэффициент трансформации трансформатора K_T , величина которого определяется по выражению (5.1)

Пример 5.2. Определить токи, протекающие в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ, если трансформатор напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой Y/Y_n-0 . Ток трехфазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток, протекающий в поврежденных фазах трансформатора Т на стороне 0.4 кВ, составит $I_{af}^{(2)} = I_{bf}^{(2)} = I_{cf}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 10250.3 = 8876.76 \cdot A$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

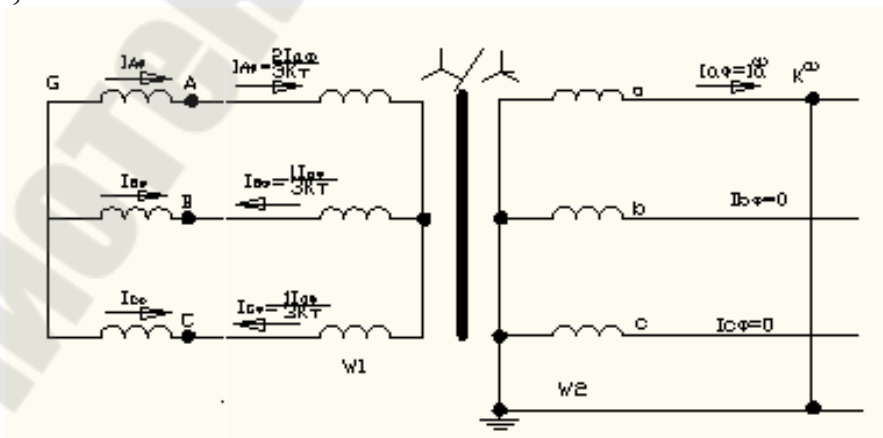
$$I_{Af}^{(2)} = I_{Bf}^{(2)} = I_{Cf}^{(2)} = \frac{I_{af}^{(2)}}{K_T} = \frac{8876.76}{10.5/0.4} = 338.2 A$$

5.3. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Y_n-0

Ток КЗ, протекающий в фазе при однофазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

$$I_{af}^{(2)} = I_{cf}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{U_{Л}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}, A \quad (5.6)$$

где $U_{Л}$ – линейное напряжение стороны НН трансформатора, В;
 $Z_{1\Sigma}$ и $Z_{2\Sigma}$ – полные сопротивления прямой и обратной последовательности цепи КЗ, приведенные к стороне НН трансформатора, соединенной Y_n , Ом.



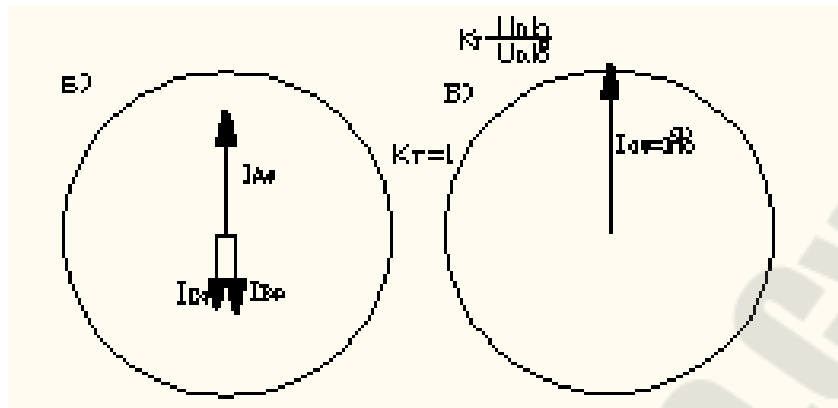


Рис. 5.3. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y_n-0 и $K_T = 1$.

Рассмотрим распределение токов на стороне звезды трансформатора с соединением обмоток Y/Y_n-0 при однофазном КЗ в точке $K^{(1)}$ на стороне звезды НН (рис. 5.3). Для простоты принимается, что коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение токов в фазах обмоток с соединением Y/Y_n-0 равно 1. $I_Y / I_{\Delta} = w_{\Delta}/w_Y = 1$

$$\begin{aligned} I_{внА}^{(1)} &= 2/3 I_{нн}^{(1)} / K_T; \\ I_{внВ}^{(1)} &= -1/3 I_{нн}^{(1)} / K_T; \end{aligned} \quad (5.7)$$

При однофазном КЗ за трансформатором 6(10)/0,4кВ схемой соединения обмоток Y/Y_n-0 ток КЗ на стороне НН проходит только в поврежденной фазе а (рисунок 5.3).

Токи однофазного КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_n-0 на стороне ВН проходят во всех трех фазах, причем в одной фазе течет ток равный $2/3$ тока однофазного КЗ, а в двух других протекают половина этого тока (рисунок 5.3)

Пример 5.3. **О**пределить токи, протекающие через реле при однофазном КЗ фазы a на землю, если трансформатор, напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой Y/Y_n-0 . Ток однофазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 4502 А.

Решение.

Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$\begin{aligned} I_{A\phi}^{(1)} &= \frac{2 \cdot I_{a\phi}^{(1)}}{3K_T} = \frac{2 \cdot 4502}{3 \cdot 10.5/0.4} = 114.34 \text{ А} \\ I_{B\phi}^{(1)} &= I_{C\phi}^{(1)} = \frac{I_{a\phi}^{(1)}}{3K_T} = \frac{4502}{3 \cdot 10.5/0.4} = 57.17 \text{ А} \end{aligned}$$

5.4. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 .

При трехфазном КЗ в точке $K^{(3)}$ между фазами **а**, **в** и **с** звезды за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 токи КЗ одинаковые по величине протекают во всех трех фазах (рисунок 5.4). Вектора фазных токов при этом равны по величине и сдвинуты на угол 120° (рисунок 5.4,в). При построении векторных диаграмм токов вторичной и первичной обмоток трансформатора (рисунок 5.4,в) для простоты условно принимаем коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. Если число витков фазных обмоток соответственно равны W_Y и W_Δ , то коэффициент трансформации для трансформатора со схемой Δ/Y_n-11

$$K_T = \frac{\sqrt{3} \cdot W_Y}{W_\Delta} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}} \quad (5.7)$$

Рассчитанные токи КЗ за трансформатором на стороне низшего напряжения должны быть пересчитаны на сторону высшего ра. На рис. 5.4 приведена принципиальная схема трансформатора с соединением напряжения, учитывая особенности, связанные с группой соединения обмоток трансформаторообмоток Δ/Y_n-11 . При известных фазных токах $\underline{I}_{a\phi}$, $\underline{I}_{b\phi}$ и $\underline{I}_{c\phi}$ ток в линейных проводах за треугольником имеем при $K_T = 1$

$$\begin{aligned} \underline{I}_{Al} &= \underline{I}_{A\phi} - \underline{I}_{B\phi} = (\underline{I}_{a\phi} / \sqrt{3} - \underline{I}_{b\phi} / \sqrt{3}); \\ \underline{I}_{Bl} &= \underline{I}_{B\phi} - \underline{I}_{C\phi} = (\underline{I}_{b\phi} / \sqrt{3} - \underline{I}_{c\phi} / \sqrt{3}); \\ \underline{I}_{Cl} &= \underline{I}_{A\phi} - \underline{I}_{C\phi} = (\underline{I}_{c\phi} / \sqrt{3} - \underline{I}_{a\phi} / \sqrt{3}). \end{aligned} \quad (5.8)$$

При построении векторных диаграмм токов (рис. 5.4, б, в) следует обратить внимание, что вектора токов $\underline{I}_{a\phi}$ и $\underline{I}_{A\phi}$ совпадают по фазе и при $K_T = 1$ отличаются по величине в $\sqrt{3}$ раз за счет соотношения $\sqrt{3}W_Y/W_\Delta$, т.е. при $K_T = 1$ имеем $\underline{I}_{A\phi} = \underline{I}_{a\phi} / \sqrt{3}$ (рис. 5.2, б).

Т.е. при реальном K_T имеем увеличение токов \underline{I}_{Al} , \underline{I}_{Bl} , \underline{I}_{Cl} в $\sqrt{3}$ раз (рис. 5.4, б) и их уменьшение $\sqrt{3}$ раз за счет соотношения $\sqrt{3}W_Y/W_\Delta$, (рис. 5.4, а, б).

Ток КЗ, протекающий в любой фазе трансформатора Т на стороне ВН при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

$$I_{A\phi}^{(3)} = I_{B\phi}^{(3)} = I_{C\phi}^{(3)} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{\sqrt{3}K_T}, A, \quad (5.9)$$

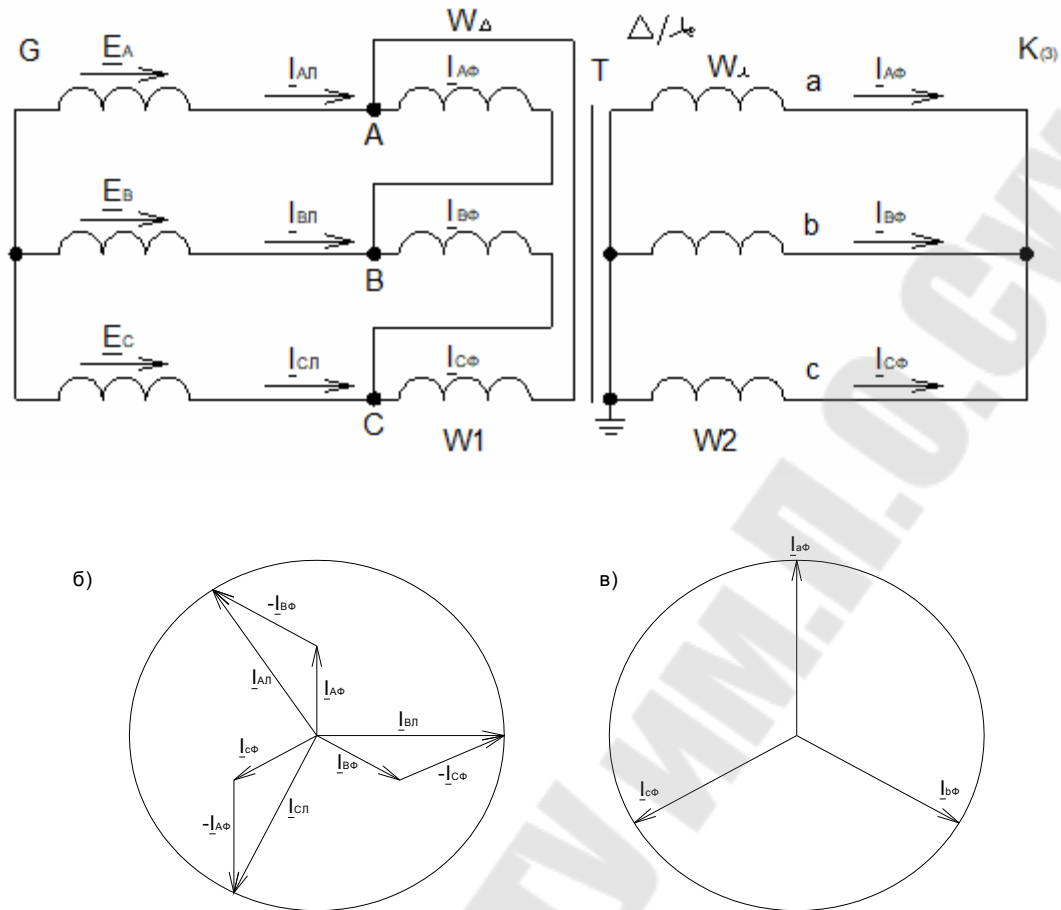


Рис. 5.4. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов вторичной (в) и первичной обмоток (б) при трехфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y_0 и $K_T=1$

Таким образом при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 токи, протекающие на стороне ВН при КЗ на стороне НН трансформатора такие же, что и при соединении обмоток трансформатора по схеме Y/Y_n-0 , но сдвиг по фазе между токами вторичной и первичной обмоток составляет 30° . Токи трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора пересчитываются через коэффициент трансформации трансформатора K_T

$$I_{A\Delta}^{(3)} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}\sqrt{3}}{\sqrt{3}K_T} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{K_T}; \quad I_{B\lambda}^{(3)} = \frac{I_{b\phi}^{(3)}\sqrt{3}}{\sqrt{3}K_T} = \frac{I_{b\phi}^{(3)}}{K_T}; \quad I_{C\lambda}^{(3)} = \frac{I_{c\phi}^{(3)}\sqrt{3}}{\sqrt{3}K_T} = \frac{I_{c\phi}^{(3)}}{K_T} \quad (5.10)$$

Т.е. при реальном K_T имеем увеличение токов $I_{A\Delta}$; $I_{B\lambda}$; $I_{C\lambda}$ в $\sqrt{3}$ раз (рисунок 5.4,б) и их уменьшение $\sqrt{3}$ раз за счет соотношения $\sqrt{3}W_Y/W_\Delta$, (рисунки 5.4,а,б).

На рисунке 5.4 приведены токи в трансформаторе со схемой Δ/Y_n-11 и построены векторные диаграммы токов при трехфазном КЗ.

Пример 5.4. Определить токи, протекающие на стороне Δ , если трансформатор напряжением 10.5/0.4 кВ имеет схему соединения обмоток Δ/Y_n-11 . Ток трехфазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 0.4 кВ составит

$$I_{af}^{(3)} = I_{bf}^{(3)} = I_{cf}^{(3)} = 10250.3 \text{ А}$$

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 10.5 кВ при КЗ на стороне НН равен

$$I_{Af}^{(3)} = I_{Bf}^{(3)} = I_{Cf}^{(3)} = \frac{I_{af}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot K_T} = \frac{10250.3}{\sqrt{3} \cdot 10.5/0.4} = 225.46 \text{ А}$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{Al}^{(3)} = I_{Bl}^{(3)} = I_{Cl}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_{Af}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 225.46 = 390.5 \text{ А}$$

- Т.е. величина тока в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ такая же, что и при соединении обмоток трансформатора со схемой Y/Y_n-0 .

5.5. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 (рисунок 5.5).

При двухфазном КЗ в точке К⁽²⁾ между фазами В и С звезды за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 токи КЗ одинаковые по величине протекают в двух фазах. Вектора фазных токов при этом сдвинуты на угол 180° (рисунок 5.5,в).

Ток КЗ, протекающий в фазе при двухфазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется по формуле (5.4).

При двухфазном КЗ на стороне звезды, (например между фазами в и с рисунок 5.5,а), ток в неповрежденной фазе $I_{af} = 0$, а токи в поврежденных фазах в и с равны току КЗ, т. е.

$$I^{(2)}_{vf} = -I^{(2)}_{cf} = I^{(2)}_{no}$$

В общем случае для трансформатора со схемой Δ/Y_n-11 фазные токи стороны треугольника ВН связаны с токами стороны звезды следующими выражениями при $K_T=1$

$$\begin{aligned} I_{Al} &= (I_{A\Phi} - I_{B\Phi}) / \sqrt{3}, \\ I_{Bl} &= (I_{B\Phi} - I_{C\Phi}) / \sqrt{3}, \end{aligned}$$

$$I_{CЛ} = (I_{CФ} - I_{AФ}) / \sqrt{3} \quad (5.11)$$

При двухфазном КЗ между фазами **в** и **с** ток КЗ в фазе **а** со стороны звезды отсутствует, т.е. $I_{aф} = 0$, $I_{вф} = -I_{сф}$ (рисунок 5.5,в), поэтому при $K_T \neq 1$:

$$\begin{aligned} I_{AЛ}^{(2)} &= -I_{вф}^{(2)} / \sqrt{3} K_T, \\ I_{ВЛ}^{(2)} &= 2I_{вф}^{(2)} / \sqrt{3} K_T, \\ I_{CЛ}^{(2)} &= -I_{сф}^{(2)} / \sqrt{3} K_T. \end{aligned} \quad (5.12)$$

Токи в фазах на стороне ВН трансформатора с учетом K_T будут

$$\begin{aligned} I_{AЛ} &= I_{AФ} = (I_{aф} - I_{вф}) / K_T; \\ I_{ВЛ} &= I_{ВФ} = (I_{вф} - I_{сф}) / K_T; \\ I_{CЛ} &= I_{CФ} = (I_{aф} - I_{сф}) / K_T \end{aligned} \quad (5.13)$$

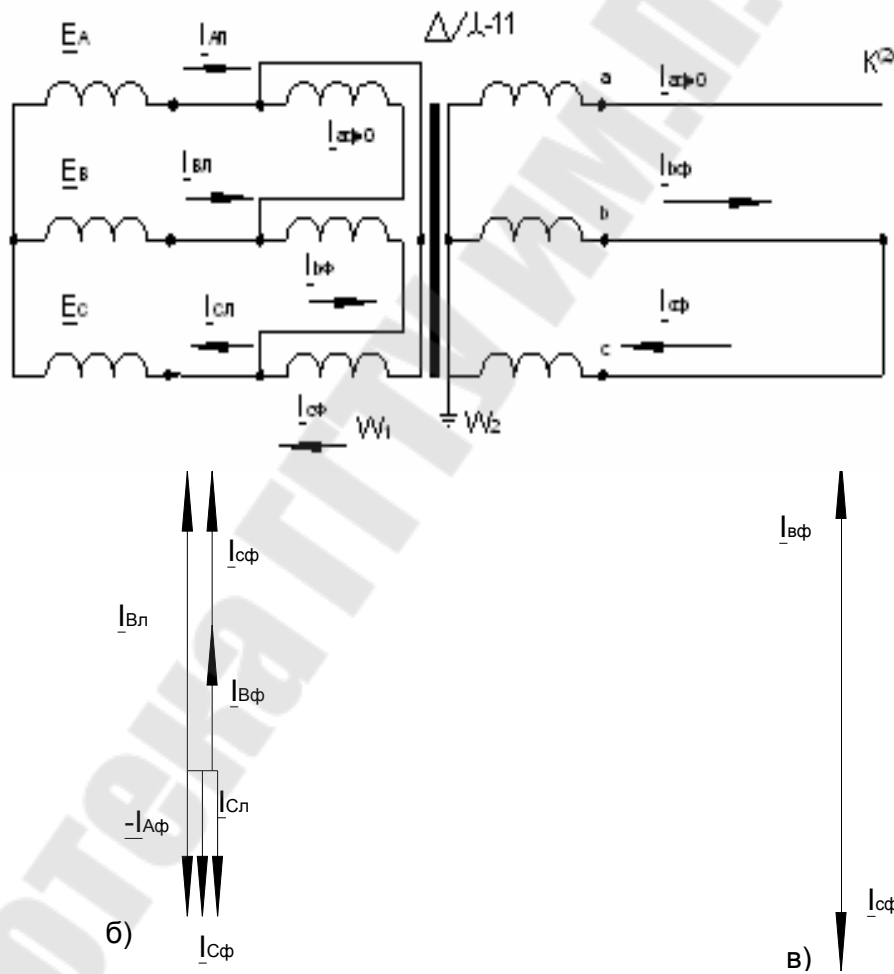


Рис. 5.5. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов вторичной (в) и первичной обмоток (б) при двухфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y_0-11 и $K_T = 1$.

При построении векторных диаграмм токов (рисунок 5.5,б,в) следует обратить внимание, что вектора токов $I_{aф}$ и $I_{AФ}$ совпадают по

фазе и при $K_T = 1$ отличаются по величине в $\sqrt{3}$ раз за счет соотношения $\sqrt{3}W_Y/W_\Delta$, т.е. при $K_T = 1$ имеем $I_{A\phi} = I_{a\phi}/\sqrt{3}$ (рисунок 5.5,б).

Ток КЗ, протекающий в любой фазе трансформатора Т на стороне ВН при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

$$I_{A\phi}^{(3)} = I_{B\phi}^{(3)} = I_{C\phi}^{(3)} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{\sqrt{3}K_T}, A, \quad (5.14)$$

Таким образом при двухфазном КЗ между фазами **в** и **с** звезды за трансформатором со схемой Δ/Y_n-11 на стороне треугольника токи КЗ проходят во всех трех фазах. Причем, в одной фазе течет ток в два раза больше, чем ток двух других фаз, и в $2/\sqrt{3}$ раз больший тока $I_{\text{ПО}}^{(2)}$ на стороне **У** и совпадает с ним по фазе (рисунок 5.5,б).

Как видно из рисунка 5.5,а ток в треугольнике делится на две части: одна замыкается по обмотке фазы **в** и другая – по последовательно включенным обмоткам фаз **с** и **а**. Поскольку сопротивление второй цепи в два раза больше, ток в обмотке фазы **в** равен $I_{c\phi} = 2I_{\text{ПО}}^{(2)}/3$, а в обмотках фаз **а** и **с** $I_{a\phi} = I_{b\phi} = I_{\text{ПО}}^{(2)}/3$. (рисунок 5.5,в)

Для простоты при построении векторных диаграмм токов вторичной и первичной обмоток трансформатора (рисунки 5.5,б,в) условно принят коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение линейных токов обмоток с соединением **У** и Δ равно 1, а токов в фазах $I_{a\phi}/I_{A\phi} = w_\Delta/w_Y = \sqrt{3}$, так как $w_\Delta = \sqrt{3} w_Y$.

Пример 5.5. Определить токи, протекающие в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ при двухфазном КЗ между фазами **в** и **с**, если трансформатор, напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой Δ/Y_n-11 . Ток трехфазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток двухфазного КЗ, протекающий в фазах **в** и **с** трансформатора Т на стороне 0.4 кВ составит

$$I_{в\phi}^{(2)} = I_{с\phi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 10250.3 = 8876.76 \cdot A$$

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{A\phi}^{(2)} = 0, I_{B\phi}^{(2)} = I_{C\phi}^{(2)} = \frac{I_{в\phi}^{(2)}}{\sqrt{3}K_T} = \frac{8876.76}{\sqrt{3} \cdot 10.5 / 0.4} = 195.24 A$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т в фазах **А** и **С** на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{АЛ}^{(2)} = I_{СЛ} = 195.24 A$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т в фазе В на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{ВЛ}^{(2)} \cdot 2 \cdot 195.24 = 390.48 A$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ в фазе В можно рассчитать по выражению

$$I_{ВЛ}^{(2)} = \frac{I^{(3)}}{K_T} = \frac{10250.3}{10.5/0.4} = 390.48 A$$

5.6. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y_n .

При однофазном КЗ в точке $K^{(1)}$ между фазой a и землей протекает в одной фазе. (рисунок 5.6,в).

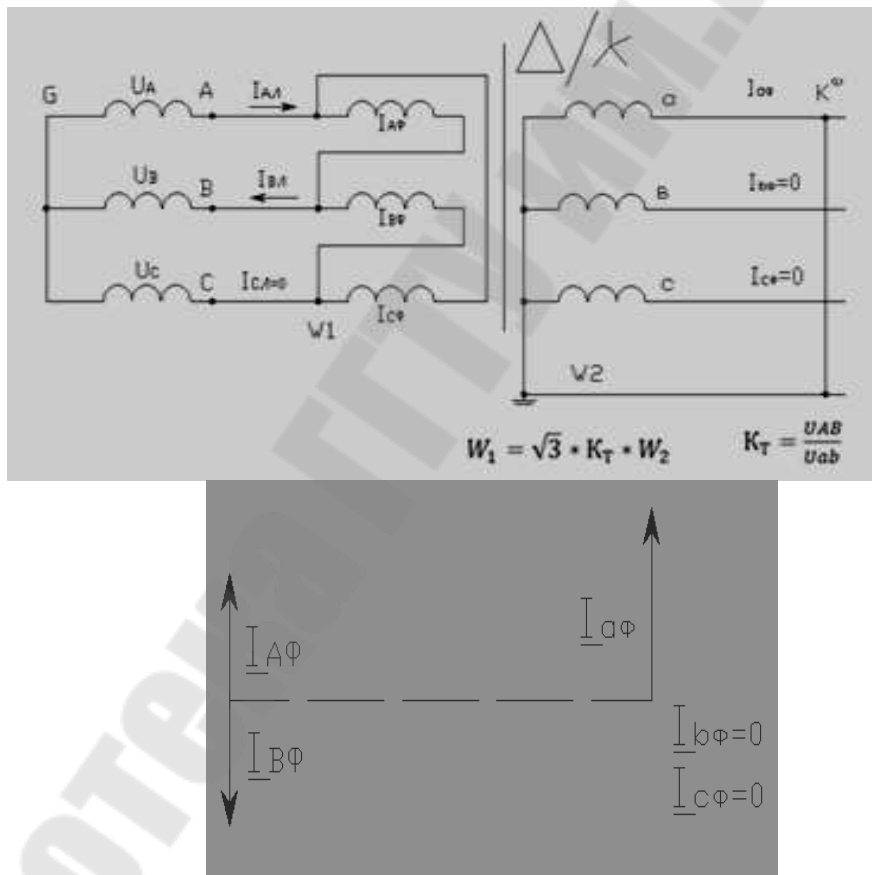


Рис. 5.6. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединений $\Delta/Y-11$ и $K_T = 1$.

Ток КЗ, протекающий в фазе при однофазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

$$I_{a\phi}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{Л}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}, \text{ А} \quad (5.15)$$

где $U_{Л}$ – линейное напряжение, В; $Z_{1\Sigma}$, $Z_{2\Sigma}$ и $Z_{0\Sigma}$ полные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности цепи КЗ, приведенные к стороне НН трансформатора Т, соединенной Y_0 , Ом.

Рассмотрим распределение токов на стороне звезды трансформатора с соединением обмоток Δ/Y_{H-11} при однофазном КЗ в точке К⁽¹⁾ на стороне звезды НН (рисунок 5.6). Для простоты принимается, что коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение токов в фазах обмоток с соединением Δ/Y_{H-11} равно

$$I_Y / I_{\Delta} = w_{\Delta}/w_Y = \sqrt{3}$$

При однофазном КЗ за трансформатором 6(10)/0,4кВ схемой соединения обмоток Δ/Y_{H-11} ток КЗ на стороне НН проходит только в поврежденной фазе **а** (рисунок 5.6).

Токи однофазного КЗ за трансформатором со схемой Y/Y_{H-0} на стороне ВН проходят в двух фазах **а** и **в**, они равны по величине и противоположно направлены (рис. 5.6).

При нормальном режиме и симметричной нагрузке имеем симметричные звезды линейных и фазных токов (рисунок 5.6,б). При этом величины линейных токов могут быть определены:

$$\begin{aligned} I_{Aл} &= I_{a\phi} - I_{c\phi} \\ I_{Bл} &= I_{в\phi} - I_{a\phi} \\ I_{Cл} &= I_{c\phi} - I_{в\phi}; \end{aligned} \quad (5.16)$$

Учитывая, что при однофазном КЗ $I_{в\phi} = 0$ и $I_{c\phi} = 0$, имеем при $K_T = 1$ и $w_{\Delta}/w_Y = \sqrt{3}$

$$\begin{aligned} I_{Aл} &= I_{a\phi} / \sqrt{3}; \\ I_{Bл} &= -I_{a\phi} / \sqrt{3} \\ I_{Cл} &= 0. \end{aligned} \quad (5.17)$$

Пример 5.6. Определить токи, протекающие через реле при однофазном КЗ фазы **а** на землю, если трансформатор, напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой Y/Y_{H-0} . Ток однофазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 4502 А.

Решение.

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{A\phi}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{a\phi}^{(1)}}{3K_T} = \frac{2 \cdot 4502}{3 \cdot 10.5 / 0.4} = 114.34 A$$

$$I_{B\phi}^{(1)} = I_{C\phi}^{(1)} = \frac{I_{a\phi}^{(1)}}{3K_T} = \frac{4502}{3 \cdot 10.5 / 0.4} = 57.17 A$$

5.7. Распределение токов при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Y /Δ-11.

При трехфазном КЗ в точке К между фазами а, в и с треугольника за трансформатором со схемой Y/Δ-11 токи КЗ одинаковые по величине протекают во всех трех фазах. Вектора фазных токов при этом сдвинуты на угол 120^0 (рис. 5.7, в).

Если число витков фазных обмоток соответственно равны W_Y и W_{Δ} , то коэффициент трансформации для трансформатора со схемой Y/Δ-11

$$K_T = \frac{\sqrt{3} \cdot W_Y}{W_{\Delta}} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}, \quad (5.18)$$

Так как $I_Y/I_{\Delta} = w_{\Delta}/w_Y = \sqrt{3}$ или $w_{\Delta} = \sqrt{3} w_Y$

Рассчитанные токи КЗ за трансформаторами на стороне низшего напряжения должны быть пересчитаны на сторону высшего напряжения, учитывая особенности, связанные с группой соединения обмоток трансформатора. Токи трехфазного КЗ на стороне Δ пересчитываются на первичную сторону через коэффициент трансформации трансформатора.

На рис. 5.7 приведена принципиальная схема трансформатора с соединением обмоток Y/Δ-11. Для простоты при построении векторных диаграмм токов вторичной и первичной обмоток трансформатора (рис. 5.7, б, в) условно принимаем коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение линейных токов обмоток с соединением Y и Δ равно 1, а токов в фазах:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{a\Delta} &= \underline{I}_{a\phi} - \underline{I}_{b\phi}; \\ \underline{I}_{b\Delta} &= \underline{I}_{b\phi} - \underline{I}_{c\phi}; \end{aligned} \quad (5.19)$$

Таким образом при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ-11 токи, протекающие на стороне ВН при КЗ на стороне НН трансформатора такие же, что и при соединении обмоток трансформатора по схеме Y/Y₀-0, но сдвиг по фазе между токами вторичной и первичной обмоток составляет 30^0 (рисунки 5.7,б,в). Токи трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора пересчитываются через коэффициент трансформации трансформатора K_T

$$I_{A\Delta}^{(3)} = \frac{I_{a\phi}^{(3)} \sqrt{3}}{\sqrt{3} K_T} = \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{K_T}$$

$$; I_{Bл}^{(3)} = \frac{I_{\phi\phi}^{(3)} \sqrt{3}}{\sqrt{3} K_T} = \frac{I_{\phi\phi}^{(3)}}{K_T} ;$$

$$I_{Cл}^{(3)} = \frac{I_{c\phi}^{(3)} \sqrt{3}}{\sqrt{3} K_T} = \frac{I_{c\phi}^{(3)}}{K_T} \quad (5.20)$$

$$\underline{I}_{cл} = \underline{I}_{a\phi} - \underline{I}_{c\phi}.$$

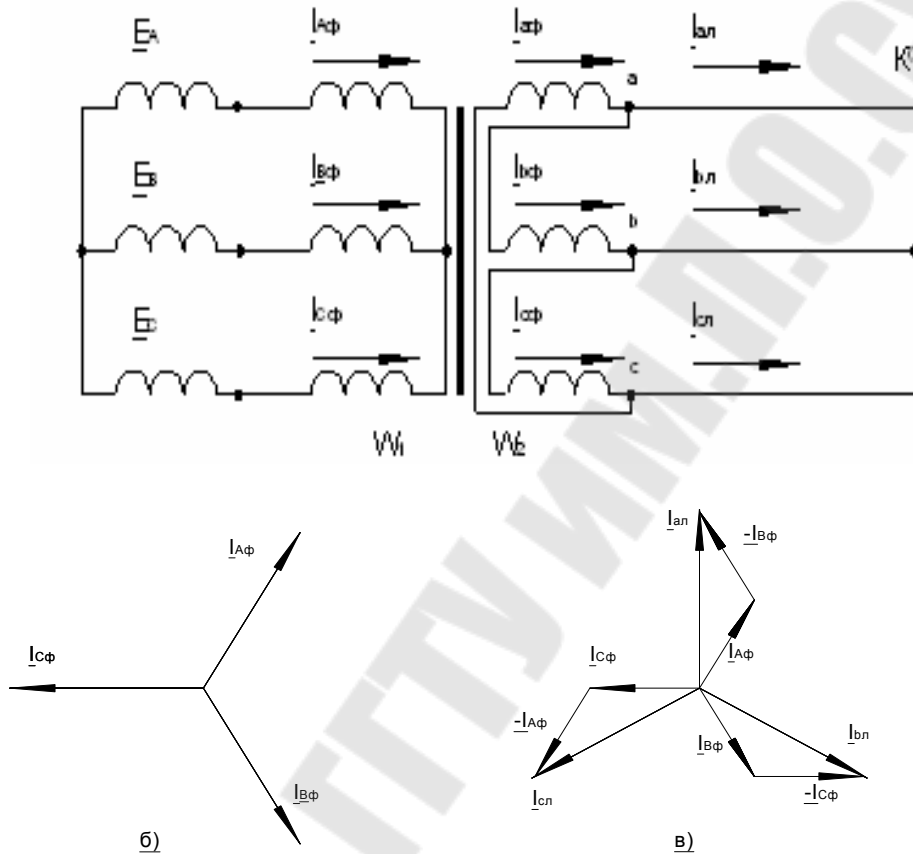


Рис. 5.7. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов вторичной (в) и первичной (б) обмоток при трехфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ -11 и $K_T = 1$

На рисунке 5.7 показаны токи в обмотках реле и построены векторные диаграммы токов при трехфазных КЗ.

Пример 5.7. Определить токи, протекающие через реле, если трансформатор напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой Y/Δ-11. Ток трехфазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток трехфазного КЗ, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 0.4 кВ составляет

$$I_{ал}^{(3)} = I_{вл}^{(3)} = I_{сл}^{(3)} = 10250 \cdot 3 \cdot A$$

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 0.4 кВ составит

$$I_{a\phi}^{(3)} = I_{b\phi}^{(3)} = I_{c\phi}^{(3)} = \frac{I_{A\Delta}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{10250.3}{\sqrt{3}} = 5918.2 \text{ A}$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{A\phi}^{(3)} = I_{B\phi}^{(3)} = I_{C\phi}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{a\phi}^{(3)}}{K_T} = \sqrt{3} \cdot \frac{5918.2}{10.5/0.4} = 390.5 \text{ A}$$

На основании расчетов примеров 5.1, 5.4 и 5.7 видно, что при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора группа соединений обмоток трансформатора Т не влияет на величину тока на стороне НН и ВН

5.8. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ-11

При двухфазном КЗ в точке $K^{(2)}$ между фазами **в** и **с** треугольника за трансформатором со схемой Y/Δ-11 токи КЗ одинаковые по величине протекают в двух фазах. Вектора фазных токов при этом сдвинуты на угол 180° (рисунок 5.8,в).

Ток КЗ, протекающий в фазе при двухфазном КЗ на стороне НН трансформатора Т определяется

$$I_{a\phi}^{(2)} = I_{c\phi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\Delta}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}}, \text{ A}$$

где U_{Δ} – линейное напряжение, В; $Z_{1\Sigma}$ и $Z_{2\Sigma}$ – полные сопротивления прямой и обратной последовательности цепи КЗ, приведенные к стороне НН трансформатора Т, соединенной Y_0 , Ом.

Рассмотрим распределение токов на стороне звезды трансформатора с соединением обмоток Y/Δ-11 при двухфазном КЗ на стороне треугольника (рисунок 5.8). Для простоты принимаем коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение линейных токов обмоток с соединением Y/Δ-11 равно 1, а токов в фазах: $I_Y / I_{\Delta} = w_{\Delta} / w_Y = \sqrt{3}$

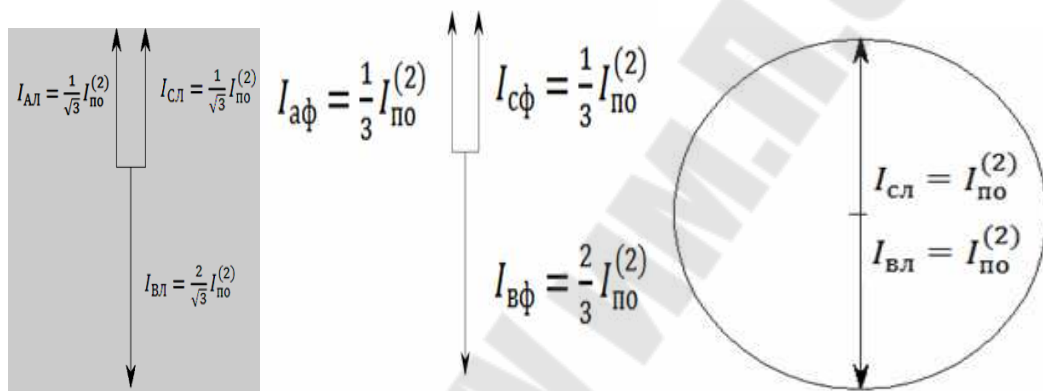
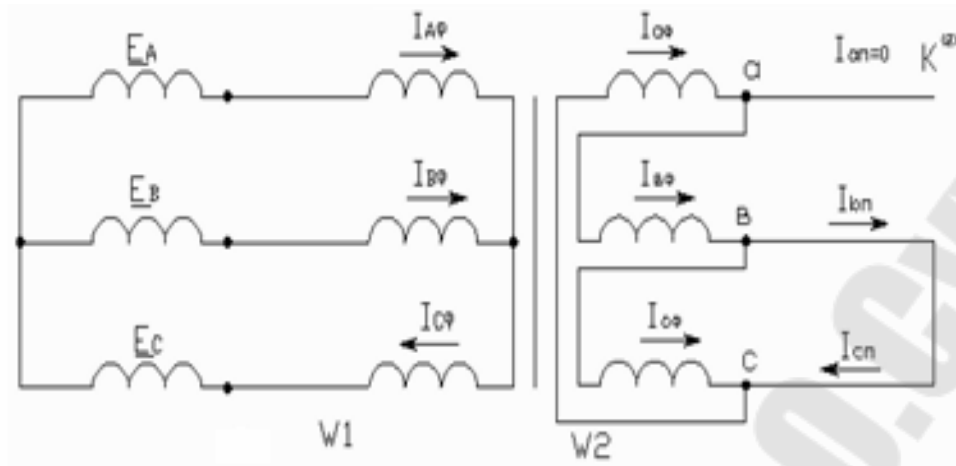


Рис.5.8. Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток $Y/\Delta-11$ (а) и векторные диаграммы токов на стороне Δ (в) – векторная диаграмма фазных токов на стороне Δ ; (г) то же линейных токов; (д) – векторная диаграмма фазных токов на стороне Y при коэффициенте трансформации силового трансформатора $K_T = 1$ и числе витков $W_\Delta = \sqrt{3}W_Y$.

При нормальном режиме и симметричной нагрузке имеем симметричные звезды линейных и фазных токов (рисунок 5.6,б). При этом величины линейных токов могут быть определены:

$$\begin{aligned} I_{ал} &= I_{а\phi} - I_{с\phi}; \\ I_{вл} &= I_{в\phi} - I_{а\phi}; \\ I_{сл} &= I_{с\phi} - I_{б\phi}; \\ I_{с\phi}^{(2)} &= I_{с\phi}^{(2)} \sqrt{3}/K_T = I_{по}^{(2)} / \sqrt{3} K_T. \end{aligned} \quad (5.21)$$

При двухфазном КЗ на стороне треугольника, например, между фазами $в$ и $с$ (рисунок 5.8,а), ток в неповрежденной фазе $I_{ал} = 0$, а линейные токи в поврежденных фазах $в$ и $с$ равны току КЗ, т. е.

$$\underline{I}_{вл}^{(2)} = -\underline{I}_{сл}^{(2)} = \underline{I}_{по}^{(2)} \quad (5.22)$$

Как видно из рисунка 5.8,а ток в треугольнике делится на две части: одна замыкается по обмотке фазы **в** и другая – по последовательно включенным обмоткам фаз **в** и **а**. Поскольку сопротивление второй цепи в два раза больше, ток в обмотке фазы **в** равен $I_{сф} = 2I_{ПО}^{(2)}/3$, а в обмотках фаз **а** и **с** $I_{аф} = I_{бф} = I_{ПО}^{(2)}/3$. (рисунок 5.8,в)

Токи на стороне Y трансформатора (рисунок 5.8,д) соответствуют токам в обмотках одноименных фаз треугольника и превышают их в $\sqrt{3}$ раз, так как $W_{\Delta} = \sqrt{3}W_Y$:

$$\begin{aligned} I_{АФ}^{(2)} &= I_{аф}^{(2)} \sqrt{3} = I_{ПО}^{(2)} \sqrt{3}/3 = I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}; \\ I_{ВФ}^{(2)} &= 2I_{вф}^{(2)} \sqrt{3} = 2 I_{ПО}^{(2)} \sqrt{3}/3 = 2I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}; \\ I_{СФ}^{(2)} &= I_{сф}^{(2)} \sqrt{3} = I_{ПО}^{(2)} \sqrt{3}/3 = I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}. \end{aligned} \quad (5.23)$$

т.е. $I_A^{(2)} = I_C^{(2)} = I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}$ и только в одной – ток $I_B^{(2)} = 2I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}$ при коэффициенте трансформации силового трансформатора $K_T = 1$.

Если $K_T = U_{AB}/U_{ав}$, то токи, протекающие в фазах обмотки ВН будут

$$\begin{aligned} I_{АФ}^{(2)} &= I_{аф}^{(2)} \sqrt{3}/K_T = I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}K_T; \\ I_{ВФ}^{(2)} &= 2I_{вф}^{(2)} \sqrt{3}/K_T = 2I_{ПО}^{(2)}/\sqrt{3}K_T; \end{aligned} \quad (5.24)$$

Таким образом, при двухфазном КЗ на стороне треугольника трансформатора, токи на стороне звезды появляются во всех трех фазах. В двух фазах они равны и одинаково направлены. В третьей фазе ток противоположен первым двум и равен их сумме, т.е. в два раза больше каждого из них.

Пример 5.8. Определить токи, протекающие через реле при двухфазном КЗ между фазами **в** и **с**, если напряжением 10.5/0.4 кВ, со схемой $Y/\Delta-11$. Ток трехфазного КЗ на шинах 0.4 кВ составляет 10250.3 А.

Решение.

- Ток двухфазного КЗ, протекающий в фазах **в** и **с** трансформатора Т на стороне 0.4 кВ составит

$$I_{вф}^{(2)} = I_{сф}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 10250.3 = 8876.76 \text{ А}$$

- Ток, протекающий в фазах трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{АФ}^{(2)} = 0, I_{ВФ}^{(2)} = I_{СФ}^{(2)} = \frac{I_{вф}^{(2)}}{\sqrt{3}K_T} = \frac{8876.76}{\sqrt{3} \cdot 10.5/0.4} = 195.24 \text{ А}$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т в фазах А и С на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{АЛ}^{(2)} = I_{СЛ}^{(2)} = I_{АФ}^{(2)} = 195.24 \text{ А}$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т в фазе В на стороне 10.5 кВ составит

$$I_{ВЛ}^{(2)} = 2I_{Вф} = 2 \cdot 195.24 = 390.48 A$$

-Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ составит в фазе В можно рассчитать по выражению

$$I_{ВЛ}^{(2)} = \frac{I^{(3)}}{K_T} = \frac{10250.3}{10.5/0.4} = 390.48 A$$

- Ток, протекающий в линии трансформатора Т на стороне 10.5 кВ в фазах А и С составит

$$I_{ВЛ}^{(2)} = \frac{I^{(3)}}{2K_T} = \frac{10250.3}{2 \cdot 10.5/0.4} = 195.24 A$$

5.9. Итоговое заключение. Распределение токов несимметричных КЗ за трансформатором при различных схемах соединения обмоток трансформаторов.

При определении тока однофазного КЗ необходимо знать группу соединений обмоток трансформатора 6(10)/0,4 кВ. Если группа соединений обмоток трансформатора Δ/Y_n , то можно считать, что сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению нулевой последовательности, т.е. $X_{mp}^{(3)} = X_{mp}^{(1)}$, и, следовательно, токи однофазного и трехфазного КЗ на стороне НН равны между собой: $I_K^{(1)} \approx I_K^{(3)}$. Однако, при приведении тока КЗ на сторону ВН значение его (без учета коэффициента трансформации) уменьшится на $\sqrt{3}$ (таблица 2).

Если группа соединений обмоток трансформатора Y/Y_0 , то в этом случае ток однофазного КЗ намного меньше тока трехфазного КЗ.

Для практических расчетов тока однофазного металлического КЗ за трансформатором Y/Y_n пользуются выражением при большой мощности питающей системы ($X_c < 0,1 X_T$)

$$I_{П0.нн}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T^{(1)}/3} \quad (5.25)$$

где U_ϕ – фазное напряжение стороны НН, равное 230 В. $z_{тр}^{(1)}/3$ – значение сопротивления трансформатора для однофазного замыкания, отнесенное к стороне НН. Эти значения приведены в зависимости от мощности трансформатора в приложении 1.

Таблица 5.2

Токи несимметричных КЗ при различных схемах соединений обмоток трансформаторов

Схема соединений обмоток	Вид КЗ	Ток КЗ на вторичной стороне при $U_1/U_2=1$		Количество витков
		в месте КЗ	на первичной стороне	
	a-0	$I_a = \frac{3U\phi}{Z_T^{(1)}}$	$I_A = 2/3 I_a$ $I_b = I_c = 1/3 I_a$	$w_Y = w_{YH}$
	b-c	$I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{Z} I^{(3)}$	$I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(3)} = 0.866$	
	a-0	$I_a = \frac{3U\phi}{Z_T^{(1)}} = \frac{U\phi}{Z_T} = I^{(3)}$	$I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0.58 I^{(3)}$	$w_\Delta = \sqrt{3} w_{YH}$
	b-c	$I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{Z} I^{(3)}$	$I_B = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b = I^{(3)}$ $I_A = I_C = \frac{I_B}{2}$	
	a-0	$I_a = \frac{3U\phi}{Z_T^{(1)}} = \frac{U\phi}{Z_T} = I^{(3)}$	$I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0.58 I^{(3)}$	
	-c	$I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{Z} I^{(3)}$	$I_C = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b - I^{(3)}$ $I_B = I_A = \frac{I_C}{2}$	
	-c	$I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{Z} I^{(3)}$	$I_A = I_C = \frac{I_B}{2}$ $I_\phi = \frac{2}{\sqrt{3}} I_b = I^{(3)}$	

Для практических расчетов тока однофазного металлического КЗ в сети за трансформатором Y/Y_n пользуются выражением при большой мощности питающей системы ($X_c < 0,1X_T$)

$$I_{\text{ПО.ВН}}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T^{(1)}/3 + Z_{\text{ПТ}}} \quad (5.26)$$

где $Z_{\text{ПТ}}$ — полное сопротивление петли фаза - нуль от трансформатора до точки КЗ, измеренное при испытаниях или найденное из приложения, мОм;

Полученный ток на стороне ВН распределяется по фазам следующим образом. В одной из фаз его величина составляет $2/3 I_{\text{ПО.ВН}}^{(1)}$, а в двух других фазах $1/3 I_{\text{ПО.ВН}}^{(1)}$ (таблица 2). Таким образом, при оценке чувствительности МТЗ на стороне ВН такого трансформатора для цифровых реле, а также для обычных защит в трехрелейном исполнении, значение тока однофазного КЗ принимается равным $2/3 I_{\text{ПО.ВН}}^{(1)}$.

Для расчета защит трансформаторов необходимо знать значение и направление токов в первичной обмотке трансформатора при КЗ на его вторичной стороне.

В таблице 2 приведены выражения для пересчета токов. Особенностью выражений в таблице 2 является то, что за исключением однофазного КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y_n-0 все токи при разных видах КЗ и разных схемах соединений обмоток трансформатора выражены через ток трехфазного КЗ в той же точке $I_{\text{ПО}}^{(3)}$. При выводе выражений принято, что коэффициент трансформации трансформатора равен отношению линейных напряжений холостого хода $K_T = U_{1x}/U_{2x}$. По этому условию определены и соотношения чисел витков обмоток трансформатора. Пользоваться выражениями, приведенными в таблице 2, можно двояко:

1. Определить ток требуемого вида КЗ, приведенный к вторичному напряжению U_2 и пересчитать его по действительному коэффициенту трансформации на первичную сторону;

2. Производить расчет для трехфазного КЗ, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 , и по выражениям из таблице 1 определить токи при рассчитываемом виде КЗ.

Контрольные вопросы

1. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Y/Y_n-0 , при трехфазном КЗ на стороне НН?
2. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Δ/Y_n-11 , при трехфазном КЗ на стороне НН?
3. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему $Y/\Delta-11$, при трехфазном КЗ на стороне НН?
4. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Y/Y_n-0 , при двухфазном КЗ на стороне НН?
5. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Δ/Y_n-11 , при двухфазном КЗ на стороне НН?
6. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему $Y/\Delta-11$, при двухфазном КЗ на стороне НН?
7. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Y/Y_n-0 , при однофазном КЗ на стороне НН?
8. Как распределяются токи на стороне НН и ВН трансформатора, обмотки которого соединены в схему Δ/Y_n-11 , при однофазном КЗ на стороне НН?
9. По каким причинам ток трехфазного КЗ одинаков для трансформаторов Y/Y_n-0 и $Y/\Delta-11$ при КЗ на стороне НН?
10. Как определить по таблице 1 токи КЗ на стороне ВН по току несимметричного КЗ на стороне НН?

6. Примеры расчетов токов КЗ для распределительных сетей и потребителей электроэнергии

6.1. Двойные короткие замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью ($3^{(1+1)}$) - это замыкание на землю двух фаз в разных точках сети (рисунок 6.1).

При замыкании на землю одной фазы в сетях с изолированной нейтралью появляется ток нулевой последовательности (но это - не ток КЗ). Поврежденная линия при этом не отключается. Однако во всей сети в неповрежденных (здоровых) фазах возникают перенапряжения, которые могут вызвать пробой изоляции и замыкания на землю во второй точке в другой линии. Двойные КЗ на землю фактически отличаются от двухфазных КЗ тем, что дополнительно содержат составляющую нулевой последовательности.

Предположим в произвольных точках М и N сети, работающей с изолированной или резонансно заземленной нейтралью, произошли одновременные замыкания на землю фаз В и С (рисунок 6.1,а). При этом для упрощения примем, что оба замыкания являются металлическими, а все элементы сети – чисто индуктивными. Для построения векторных диаграмм используем метод симметричных составляющих.

Граничные условия в точках М и N сети будут

$$\underline{I}_{MA} = 0, \underline{I}_{MC} = 0, \underline{U}_{MB} = 0, \underline{I}_{NA} = 0, \underline{I}_{NB} = 0, \underline{U}_{NC} = 0 \quad (6.1)$$

Дополнительным условием является равенство

$$\underline{I}_{MB} = -\underline{I}_{NC} \quad (6.2)$$

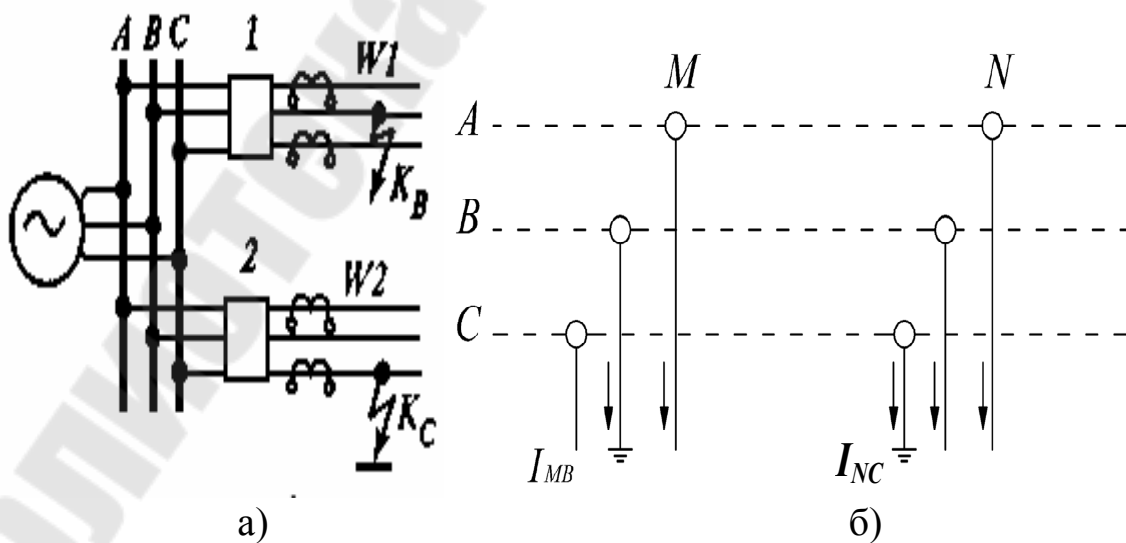


Рис. 6.1. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью. а – принципиальная схема, б – расчетная схема.

Приняв неповрежденную фазу A за основную, запишем через симметричные составляющие, которые вытекают из граничных условий (6.1)

$$\begin{cases} \underline{I}_{MB2} = \underline{I}_{MB1} \text{ или } \underline{I}_{MA2} = a\underline{I}_{MA1}; \\ \underline{I}_{M0} = \underline{I}_{MB1} \text{ или } \underline{I}_{MA0} = a^2\underline{I}_{MA1}; \\ \underline{U}_{MB1} + \underline{U}_{MB2} + \underline{U}_{M0} = a^2\underline{U}_{MA1} + a\underline{U}_{MA2} + \underline{U}_{M0} = 0; \\ \underline{I}_{NC2} = \underline{I}_{NC1} \text{ или } \underline{I}_{NA2} = a^2\underline{I}_{NA1}; \\ \underline{I}_{N0} = \underline{I}_{NC1} \text{ или } \underline{I}_{N0} = a\underline{I}_{NA1}; \\ \underline{U}_{NC1} + \underline{U}_{NC2} + \underline{U}_{N0} = a\underline{U}_{NA1} + a^2\underline{U}_{NA2} + \underline{U}_{N0} = 0 \end{cases} \quad (6.3)$$

и, учитывая граничные условия (6.1) в соответствии с (6.2), находим

$$\underline{I}_{NA1} = -a\underline{I}_{MA1}. \quad (6.4)$$

Равенство (6.4) показывает, что симметричные составляющие токов в обоих местах замыкания не являются независимыми переменными, а находятся в жесткой связи между собой, как это иллюстрируют векторные диаграммы на рисунке 6.2.

Из соотношений, вытекающих из граничных условий, решение полученной системы уравнений (6.3) сводится к замене всех неизвестных.

Выражения для симметричных составляющих напряжений в точках М и N удобнее представить через ток $\underline{I}_{M0} = -\underline{I}_{N0}$.

$$\begin{cases} \underline{U}_{MA1} = \underline{E}_{MA} - j\underline{I}_{M0}((a - a^2) \cdot X_{H1} + a \cdot X_{M1}); \\ \underline{U}_{MA2} = j\underline{I}_{M0}((a^2 - a) \cdot X_{H2} + a^2 \cdot X_{M2}); \\ \underline{U}_{M0} = -(a^2\underline{U}_{MA1} + a\underline{U}_{MA2}); \\ \underline{U}_{NA1} = \underline{E}_{NA} - j\underline{I}_{M0}((a - a^2) \cdot X_{H1} + a^2 \cdot X_{N1}); \\ \underline{U}_{NA2} = -j\underline{I}_{M0}((a^2 - a) \cdot X_{H2} + a \cdot X_{N2}); \\ \underline{U}_{N0} = -(a\underline{U}_{NA1} + a^2\underline{U}_{NA2}). \end{cases} \quad (6.5)$$

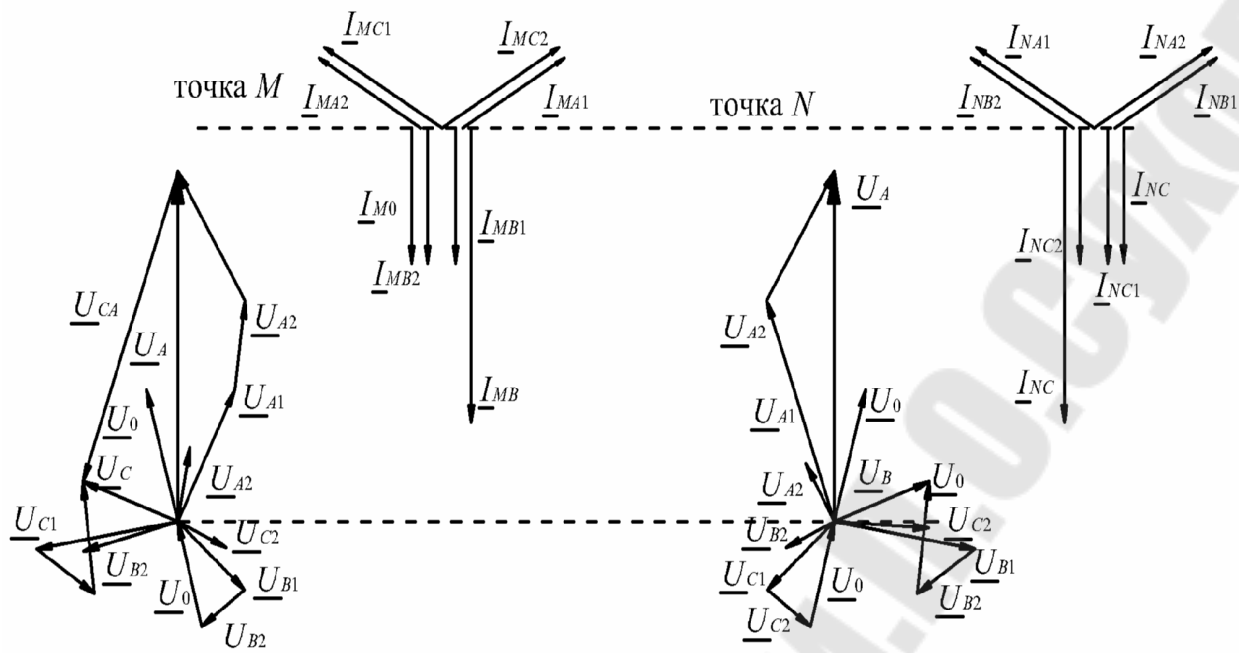


Рисунок 6.2. Векторные диаграммы токов и напряжений в точках М и N

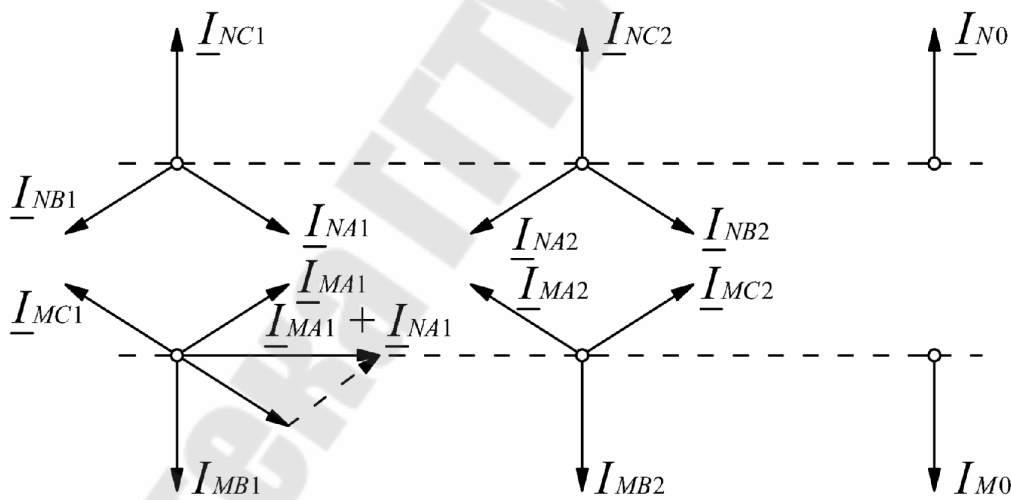


Рис. 6.3. Симметричные составляющие токов в местах двойного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

На рис. 6.2 и 6.3 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в местах двойного замыкания на землю. Диаграммы напряжений показывают, что величины и сдвиги фазных напряжений зависят от соотношения между реактивными сопротивлениями схем отдельных последовательностей.

При таких видах КЗ целесообразно отключать лишь одно место повреждения, а оставшееся однофазное замыкание ликвидируется оперативным или ремонтным персоналом

Пример 6.1. К системе G через трансформатор T присоединена воздушная линия W (рисунок 6.4). Параметры элементов следующие:

Система G: $U_c = 37.5$ кВ, $X_{1c} = X_{2c} = 5.6$ Ом;

Трансформатор T: $S_T = 16$ МВА, 37/10.5 кВ, $U_k = 10.4$ %

Линия W: $L = 10$ км, $X_{1w} = X_{2w} = 0.4$ Ом/км, $X_{0w} = 1.2$ Ом/км.

На линии W произошло двойное КЗ в точках M и N. Определить диапазон изменения токов КЗ при перемещении точки N по линии, считая положение точки M неизменным – в начале линии.

Решение. Проведем решение в именованных единицах. Приведем сопротивления всех элементов к напряжению линии равному 10.5 кВ.

- Сопротивление питающей системы G

$$X_c = 5.6 \frac{10.5^2}{37.5^2} = 0.439 \text{ Ом.}$$

- Сопротивление трансформатора T

$$X_T = \frac{10.4}{100} \cdot \frac{10.5^2}{16} = 0.717 \text{ Ом.}$$

- Сопротивление линии W. Для прямой и обратной последовательности

$$X_{1W} = X_{2W} = 0.4 \cdot 10 = 4.0 \text{ Ом.}$$

- Для нулевой последовательности $X_{0W} = 1.2 \cdot 10 = 12$

- Собственная реактивность петли провод-земля определяется по значениям X_{1W} , X_{2W} и X_{0W}

$$X_L = \frac{2X_{1W} + X_{0W}}{3} = \frac{2 \cdot 4 + 12}{3} = 6.67 \text{ Ом}$$

- Суммарная реактивность контура фаза системы – трансформатора – линии с возвратом через землю и другие фазы трансформатора и системы составляет

$$X_{\Sigma} = 2(0.439 + 0.717) + 6.67k = 2.312 + 6.67k,$$

где k – относительное расстояние точки N от начала линии.

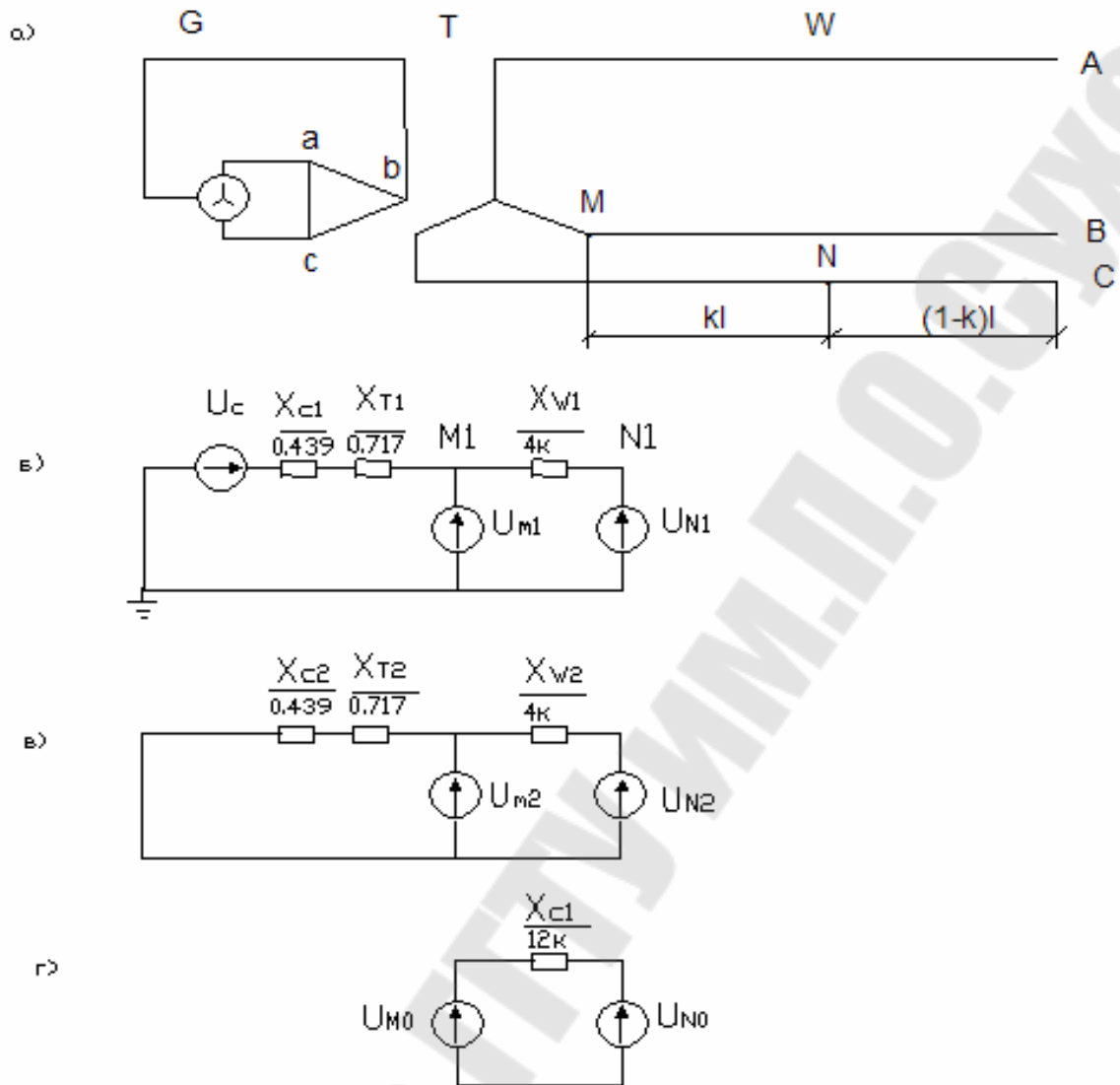


Рис. 6.4. К примеру 6.1. а – расчетная схема; б, в, г – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей

- В указанном контуре действует линейная ЭДС величиной 10.5 кВ. и, следовательно искомый ток будет

$$I^{(1-1)} = \frac{10.5}{2.312 + 6.67k}$$

- Наибольшая величина тока КЗ будет при $k=0$, т.е когда точки М и N совпадают

$$I^{(1-1)} = \frac{10.5}{2.312} = 4.54 \text{ кА}$$

- Наименьшая величина тока КЗ будет при $k=1$, т.е когда точка N находится в конце линии

$$I^{(1-1)} = \frac{10.5}{2.312 + 6.67 \cdot 1} = 1.17 \text{ кА}$$

- При двухфазном КЗ между фазами В и С ток КЗ будет

$$I^{(1-1)} = \frac{10.5}{2.312 + 2 \cdot 4\kappa}$$

-Наибольшая величина тока двухфазного КЗ будет при $\kappa=0$, т.е когда точки М и N совпадают

$$I^{(2)} = \frac{10.5}{2.312} = 4.54 \text{ кА}$$

- Наименьшая величина тока двухфазного КЗ будет при $\kappa=1$, т.е когда точки М и N находится в конце линии

$$I^{(2)} = \frac{10.5}{2.312 + 8 \cdot 1} = 1.02 \text{ кА}$$

-Решение этой задачи произведем с использованием метода симметричных составляющих.

-Схемы замещения отдельных последовательностей для рассматриваемой задачи показаны на рисунке 6.4.

-Для модуля тока прямой последовательности в месте КЗ имеем

$$I_1 = \frac{U}{3X_{H1} + X_{M1} + X_{N1} + X_D} = \frac{10.5}{3 \cdot 1.156 + 0 + 4\kappa + 3.468 + 16\kappa} = \frac{10.5}{6.936 + 20\kappa}$$

где $X_{H1} = 0.439 + 0.717 = 1.156 \text{ Ом}$; $X_{M1} = 0$; $X_{N1} = 4\kappa$;

$$X_D = 3X_{H2} + X_{M2} + X_{N2} + X_{MN0} = 3 \cdot 1.156 + 0 + 4\kappa + 12\kappa = 3.468 + 16\kappa$$

-Ток в месте замыкания

$$I^{(1-1)} = 3I_1 = \frac{3 \cdot 10.5}{6.936 + 16\kappa} = \frac{10.5}{2.312 + 6.67\kappa}$$

- Т.е, получено то же выражение, что и без применения симметричных составляющих.

6.2. Двухстороннее питание места КЗ

В распределительных сетях широко применяется питание потребителей по двум линиям, от одного или двух источников. Основные, наиболее часто применяемые схемы приведены на рисунке 6.5. На рисунке 6.5.а показана схема замкнутого кольца с одной точкой питания. На рисунке 6.5.б – транзитная линия, питающаяся от двух разных источников питания, объединенных в системе. На рисунке 6.5.в – питание по двум параллельным линиям от одного источника питания.

Все эти схемы преобразовываются в схему замещения (рисунок 6.5.г, в которой точка КЗ питается через два сопротивления $Z_{п1}$ и $Z_{п2}$).

В свою очередь схема на рисунке 6.5.г преобразовывается в схему рисунка 6.5.д и ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$I^{(3)} = U/\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{\Sigma})^2 + R_{\Sigma}^2}. \quad (6.6)$$

Сопротивления X_{Σ} и R_{Σ} определяются по выражениям:

$$\begin{aligned} R_{\Sigma} &= (R_2(R_1^2 + X_1^2) + R_1(R_2^2 + X_2^2))/((R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2) = \\ &= (R_2Z_1^2 + R_1Z_2^2)/((R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2); \\ X_{\Sigma} &= (X_2Z_1^2 + X_1Z_2^2)/((R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2). \end{aligned}$$

Вычисления по формуле (6.6) довольно громоздки. В некоторых случаях их можно упростить.

Так, если отношение R/X всех линий одинаково, а X_c настолько мало, что им можно пренебречь, то с достаточной для практики точностью эквивалентное сопротивление можно определить по выражению: $Z_{\Sigma} = Z_1/Z_2$.

Если сопротивления $X_1 = X_2$; $R_1 = R_2$; $Z_1 = Z_2$, как это обычно бывает для параллельных линий, то $Z_{\Sigma} = Z_1/2 = Z_2/2$; $X_{\Sigma} = X_1/2 = X_2/2$; $R_{\Sigma} = R_1/2 = R_2/2$.

Полный ток в месте КЗ распределяется по сопротивлениям Z_{L1} и Z_{L2} обратно пропорционально значениям их сопротивлений и определяется по формулам:

$$\begin{aligned} I_1 &= I \cdot Z_2 / \sqrt{(X_1 + X_2)^2 + (R_1 + R_2)^2}, \\ I_2 &= I \cdot Z_1 / \sqrt{(X_1 + X_2)^2 + (R_1 + R_2)^2}. \end{aligned} \quad (6.7)$$

В частном случае, когда отношения R/X одинаковы, формулы (6.7) упрощаются и приводятся к виду:

$$I_1 = \frac{I \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}, I_2 = \frac{I \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2}. \quad (6.8)$$

Если линии имеют одинаковые удельные сопротивления R_y , X_y , Z_y , то в формулах (6.8) величины Z_1 и Z_2 можно заменить на $Z_y L_1$ и $Z_y L_2$, после чего они примут следующий вид:

$$I_1 = \frac{I \cdot L_2}{L_1 + L_2}, I_2 = \frac{I \cdot L_1}{L_1 + L_2}. \quad (6.9)$$

Схема с параллельными линиями (рисунки 6.5.в и 6.6) является частным случаем, для которого обычно действительны соотношения $L_1 = L_2$, $X_1 = X_2$; $R_1 = R_2$; $Z_1 = Z_2$. Для расчета защит параллельных линий необходимо

знать токи, протекающие по обеим линиям при перемещении точки КЗ по одной из них. Длина каждой из линий равна L ; величину L принимаем за единицу; КЗ происходит на расстоянии d (рисунок 6.6) от шин питающей подстанции; величина d выражается в долях единицы.

Сопrotивления участков линий от подстанции до места КЗ будут $d \cdot Z_{л}$ и $(2L - d) \cdot Z_{л}$. Эквивалентное сопротивление обоих участков линий будет равно: $Z_{э} = Z_{л} \cdot (d - d^2/2) = k \cdot Z_{л}$, где $k = d - d^2/2$.

Аналогично $R_{э} = k \cdot R_{л}$; $X_{э} = k \cdot X_{л}$. Обычно для расчетов релейных защит достаточно значения d принять равными ($1/4, 1/2, 3/4, 1$) длины линии. Промежуточные значения токов при необходимости определяются графическим построением.

Для каждой величины d определяется k . Ток КЗ в любой точке линии равен:

$$I = U / \sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{с} + k \cdot X_{л})^2 + k \cdot R_{л}^2} . \quad (6.10)$$

Подставляя в формулу (6.10) значения k для каждой величины d , можно определить ток КЗ в любой точке. Место КЗ питается по обеим линиям. Токи I_1 и I_2 определяются по выражениям (43), в которых величины $L_1/(L_1 + L_2)$ и $L_2/(L_1 + L_2)$ заменяются на $k_2 = L_1/(L_1 + L_2) = d/2$ и $k_1 = L_2/(L_1 + L_2) = (2 - d)/2 = 1 - d/2$,

$$\text{т. е. } k_2 = d/2, k_1 = 1 - d/2. \quad (6.11)$$

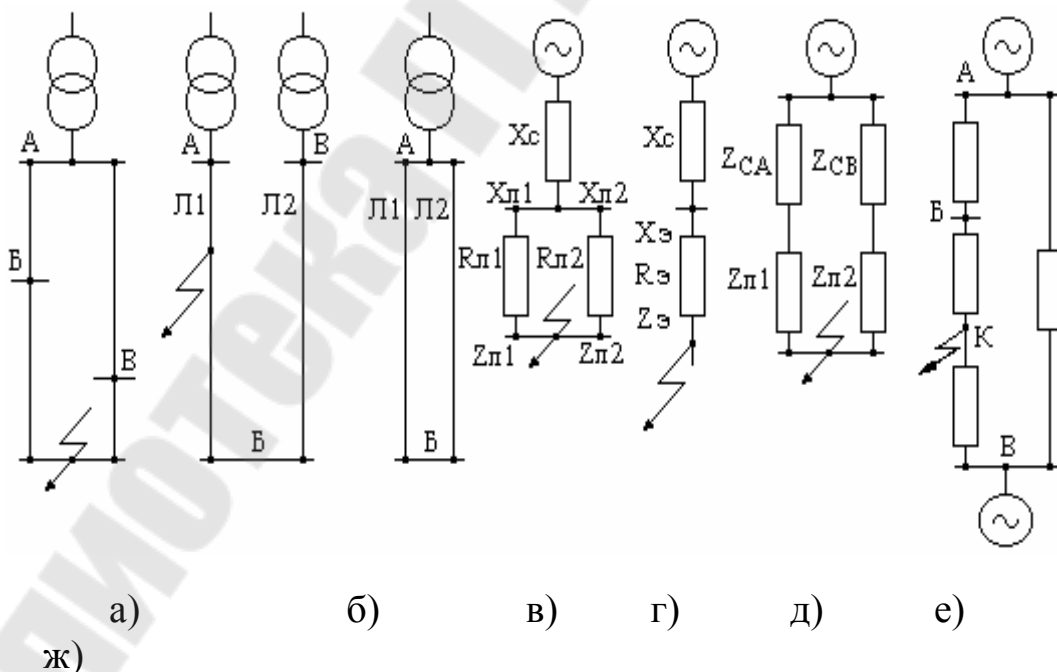


Рис. 6.5. Схемы двустороннего питания подстанций и расчетные схемы

Подставив в эти уравнения величины d , получим коэффициенты k_1 и k_2 , по которым определяются токи, притекающие к месту КЗ по обеим линиям:

$$I_2 = k_2 \cdot I; I_1 = k_1 \cdot I. \quad (6.12)$$

Для упрощения вычислений заранее составляется таблица значений d , k , k_1 , k_2 , по которой и производятся вычисления:

d	0	0,25	0,5	0,75	1,
k	0	0,219	0,375	0,468	0,5,
k_1	1	0,875	0,75	0,625	0,5,
k_2	0	0,125	0,25	0,375	0,5.

Так как отношение X/R для обеих линий одинаково, то токи, протекающие по линиям, совпадают по фазе.

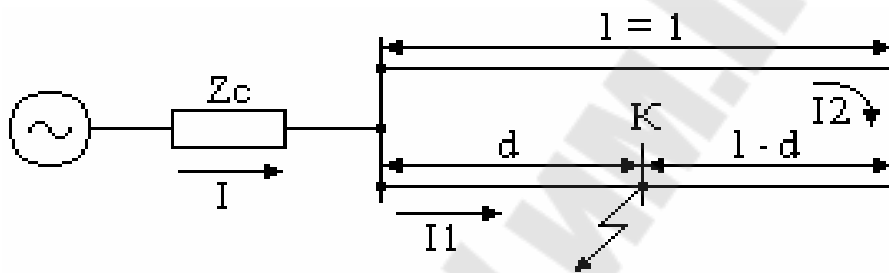


Рис. 6.6. Расчетная схема при наличии параллельных линий

Пример 6.2. Для схемы на рисунке 6.5.в дано: вторичное напряжение трансформатора, питающего сеть 38,5 кВ, длина каждой линии 10 км. Провод АС-70, опоры П-образные. Расстояние между проводами $D = 2,8$ м, сопротивление энергосистемы $X_c = 5$ Ом. Построить кривые изменения тока при перемещении точки КЗ по линии. Среднее геометрическое расстояние для П-образной опоры $D_{ср} = 1,26$, $D = 1,26 \cdot 2,8 = 3,5$ м.

Решение По Приложению 2 $X_y = 0,417$ Ом/км. $R_y = 0,42$ Ом/км.

Сопротивление линии: $X_l = 4,17$ Ом, $R_l = 4,2$ Ом.

Задаваясь значением d , определяют k , k_1 , k_2 и затем по формулам (6.9) определяют токи I_1 и I_2 . По результатам расчета строят кривые, приведенные на рисунке 6.7. Результаты расчета:

d	0	0,25	0,5	0,75	1,0,
I	4450	3700	3220	3040	2980,
I_1	4450	3240	2410	1900	1490,
I_2	0	460	810	1140	1490.

По этим кривым определяются зоны действия токовых отсечек, максимальных токовых защит и поперечных дифференциальных защит.

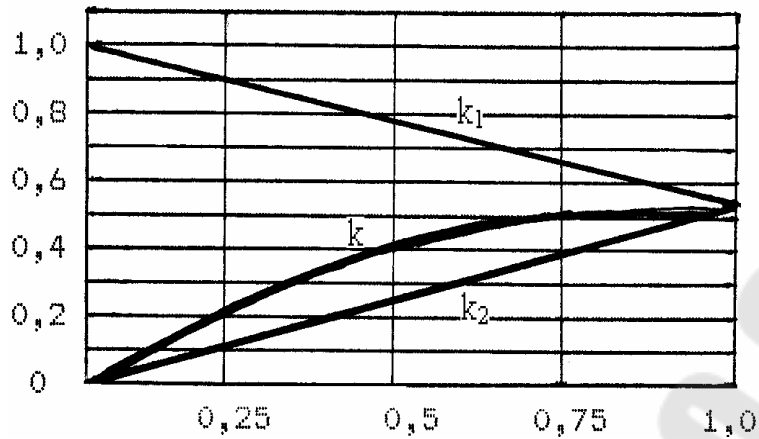


Рис. 6.7. Значения коэффициентов k для определения распределения токов при КЗ на параллельных линиях

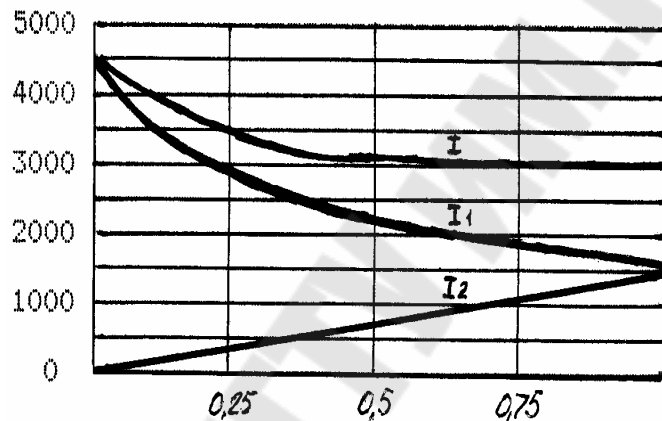


Рис. 6.8. Кривые токов КЗ к примеру 6.2

Пример 6.3. Для схемы 6.6.а дано: $X_c = 5$ Ом, напряжение 38,5 кВ, все линии выполнены проводом АС-70 на П-образных опорах. Длина линии АБ 3 км, длина линии БВ 10 км, длина линии ВА 7 км. Определить ток КЗ на шинах подстанций А, Б, В и токи по линиям.

Решение

По данным примера 6.2: $X_y = 0,417$ Ом/км; $R_y = 0,42$ Ом/км. Середина кольца находим на расстоянии 10 км от шин подстанции А.

- Определяем величины k , k_1 , k_2 .

Шины подстанции А: $d = 0$; $k = 0$; $k_1 = 1$; $k_2 = 0$.

Шины подстанции Б: $d = 0,3$; $k = 0,3 - 0,3^2/2 = 0,225$; $k_1 = 1 - 0,3/2 = 0,85$; $k_2 = 0,3/2 = 0,15$.

Середина кольца: $d = 1$; $k = 0,5$; $k_1 = 0,5$; $k_2 = 0,5$.

Шины подстанции В: $d = 0,7$; $k = 0,7 - 0,7^2/2 = 0,455$; $k_1 = 1 - 0,7/2 = 0,65$; $k_2 = 0,7/2 = 0,35$.

- Подстановкой величин k , k_1 , k_2 в формулы (6.10) и (6.12) вычисляем I, II, I2:

	Шины А	Шины Б	Шины В	Середина
кольца				
Место КЗ	0	0,3	0,7	0,5
Ток в месте КЗ 2950	4450	3580	3080	
Ток по линии АБ 1490	4450	3040	1080	
Ток по линии АВ 1490	0	540	2000	

По результатам вычислений строится график, показанный на рисунке 6.9. При вычислении важно обратить внимание на то, что для шин подстанции В отсчет величины d идет не по линии АБ, как для подстанции Б, а по линии АВ. Поэтому по сравнению с подстанцией Б коэффициенты k_1 и k_2 меняются местами. Из сравнения кривых токов по рисунку 6.9 и 6.8 видно, что кривые токов на рисунке 6.9 симметричны относительно середины кольца и каждая половина их является кривой токов, приведенных на рисунке 6.8. Это обстоятельство можно использовать для упрощения вычислений и построений. Так, вычисления для подстанции В в примере 6.3 можно вести для точки, находящейся на линии АБ на расстоянии $d = 0,7$. Расчет можно вести только для половины кольца, кривые токов второй половины строятся по вычислениям, выполненным для первой половины. В данном примере количество вычислений обоими способами одинаково; но если подстанций в кольце много, то такой способ вычислений может дать значительную экономию времени.

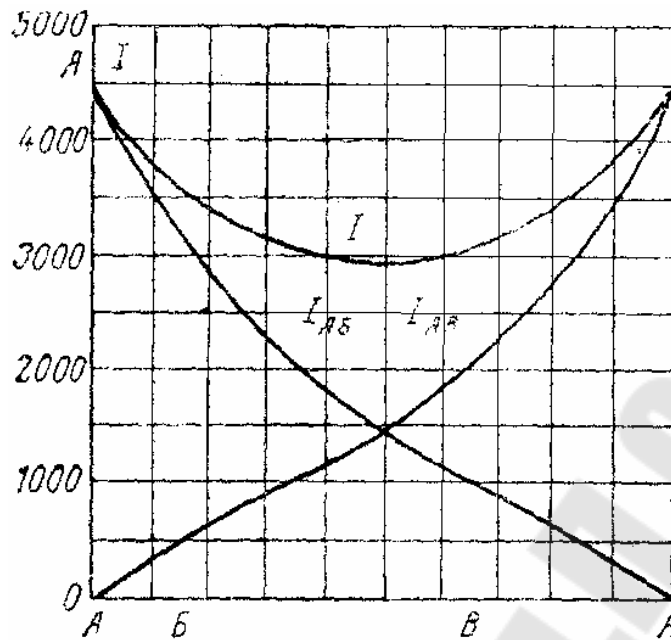


Рис. 6.9. Кривые токов КЗ к примеру 6.3

Если линии имеют разные значения удельных сопротивлений, то в изложенном методе длины линий заменяются их сопротивлениями. Рассмотрим это на примере.

Пример 6.4. В примере 6.2 линия АБ выполнена проводом М-50, линия АБ – проводом А-70, линия ВА – проводом АС-50. Остальные условия те же. Определить токи при КЗ на шинах подстанций Б и В.

Решение

По приложениям определяем сопротивления линий.

Линия АБ: $R = 0,361 \cdot 3 = 1,08$ Ом; $X = 0,433 \cdot 3 = 1,3$ Ом; $Z = 1,7$ Ом.

Линия БВ: $R = 0,412 \cdot 10 = 4,12$ Ом; $X = 0,42 \cdot 10 = 4,2$ Ом; $Z = 5,9$ Ом.

Линия ВА: $R = 0,532 \cdot 7 = 4,15$ Ом; $X = 0,428 \cdot 7 = 3,1$ Ом; $Z = 5$ Ом.

Середина кольца определится как $(1,7 + 5,9 + 5)/2 = 6,3$ Ом.

Сопротивление от шин подстанций А до этой точки принимается за единицу. Величины d для шин подстанций Б и В определяются как

$$1,7/6,2 = 0,27 \text{ и } 5/6,3 = 0,7.$$

Далее определяются коэффициенты k , k_1 , k_2 и вычисляются токи.

Формула (6.10) применяется в следующем виде:

$$I^{(3)} = U/\sqrt{3} \cdot (X_c + kZ).$$

В изложенной выше методике допускаются упрощения: арифметическое сложение полных сопротивлений с разными отношениями X/R и арифметическое сложение индуктивного сопротивления системы с полным сопротивлением линий. Если отношение X/R для разных линий значительно отличается, то такое упрощение может вызвать значительные ошибки в значениях токов. В таких случаях следует пользоваться формулами (6.10) и (6.12). В данном случае отношения X/R равны $0,433/0,361 = 1,2$; $0,42/0,412 = 1,02$; $0,428/0,592 = 0,725$ и ошибки в определении суммарного сопротивления всех линий практически нет:

$$Z_{AA} = Z_{AB} + Z_{BB} + Z_{BA} = 1,7 + 5,9 + 5 = 12,6 \text{ Ом};$$

$$Z_{AA} = \sqrt{(1,08 + 4,12 + 4,15)^2 + (1,3 + 4,2 + 3)^2} = 12,6 \text{ Ом}.$$

Расчет по схеме на рисунке 6.5.б сводится к расчету по схеме на рисунке 6.05.а с небольшими изменениями. Для этого расчета необходимо знать $I^{(3)}$ или $S^{(3)}$ на шинах подстанций А и В при разомкнутой в любом месте линии АБВ. Таким образом получаются значения сопротивления энергосистемы Z_{cA} и Z_{cB} , приведенные к шинам подстанций А и В.

Дальнейший расчет выполняется так же, как для схемы, приведенной на рисунке 6.5.г, только теперь сопротивление энергосистемы равно 0, а сопротивления Z_{cA} и Z_{cB} входят в величины X_1 и X_2 . Если X_c настолько мало, что им можно пренебречь по сравнению с $X_{п}$, а линии имеют одинаковые сопротивления, то расчет ведется, как для схемы на рисунке 6.5.а с коэффициентами k , k_1 , k_2 .

Пример 6.5. Параллельно работают два трансформатора: 35/10,5 кВ № 1 $S_1 = 1600$ кВ·А, $U_k = 6,5 \%$, $P_k = 11600$ Вт и № 2 $S_2 = 4000$ кВА, $U_k = 7,5 \%$, $P_k = 33500$ Вт. Сопротивление энергосистемы $X_c = 5$ Ом. Определить токи через трансформаторы при КЗ на шинах 10,5 кВ.

Решение

Определяем сопротивления трансформаторов:

$$\text{№ 1 } R_1 = 11600 \cdot 35^2 / 1600^2 = 5,55 \text{ Ом}; X_1 = \sqrt{49,8^2 - 5,55^2} = 49,5 \text{ Ом};$$

$$Z_1 = 10 \cdot 6,535^2 / 1600 = 49,8 \text{ Ом}; X_1 / R_1 = 46 / 5,55 = 8,9;$$

$$\text{№ 2 } R_2 = 33500 \cdot 35^2 / 4000^2 = 2,55 \text{ Ом}; X_2 = \sqrt{22,9^2 - 2,55^2} = 22,6 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = 10 \cdot 7,5 \cdot 35^2 / 4000 = 22,9 \text{ Ом}; X_2 / R_2 = 22,6 / 2,55 = 8,85.$$

Отношения X/R настолько близки, что можно пользоваться упрощенным методом расчета. Так как отношение $X/R > 3$, то активны-

ми сопротивлениями можно пренебречь и считать $Z = X$. Тогда сопротивление параллельно включенных трансформаторов равно:

$$Z_1/Z_2 = 49,8 \cdot 22,9 / (49,8 + 22,9) = 15,7 \text{ Ом.}$$

Ток в месте КЗ: $I_k^{(3)} = 35000 / \sqrt{3} \cdot (5 + 15,7) = 980 \text{ А.}$

Ток через трансформатор №1: $I_1 = 22,9 / (22,9 + 49,8) = 310 \text{ А.}$

Ток через трансформатор №2: $I_2 = 49,8 / (22,9 + 49,8) = 670 \text{ А.}$

Отношение токов $I_1/I_2 = 310/670 = 0,463$, а отношение мощностей трансформаторов $1600/4000 = 0,4$. Если бы U_k % трансформаторов были одинаковы, то отношение токов было бы равно отношению мощностей.

6.3. Расчет токов КЗ при КЗ на стороне выпрямителя

6.3.1. Общие положения

Потребителям необходим постоянный ток по двум причинам:

1. Многие энергоемкие технологические процессы требуют постоянного тока (электролиз, электрохимические процессы и т. д.).

2. Постоянный ток обеспечивает большие удобства в управлении электродвигателями в тяговом и промышленном электроприводе.

По этим причинам около 30 % всей вырабатываемой электроэнергии используется потребителями постоянного тока.

При анализе наиболее часто применяемых схем выпрямления приняты следующие обозначения:

m – число фаз выпрямления;

U_d – среднее значение выпрямленного напряжения;

I_d – среднее значение выпрямленного тока;

$U_{обр. макс.}$ – максимальное значение обратного напряжения;

U_1, U_2, I_1, I_2 – действующие значения фазных напряжений и токов трансформатора;

S_1, S_2, S_T – расчетные – первичная, вторичная и типовая мощности трансформатора;

P_d – мощность на стороне выпрямленного тока;

R_d – сопротивление, включенное в цепь анода.

6.3.2. Промышленные схемы выпрямления тока

В промышленном электроснабжении применяют однофазные или трехфазные схемы выпрямления.

Однофазные схемы

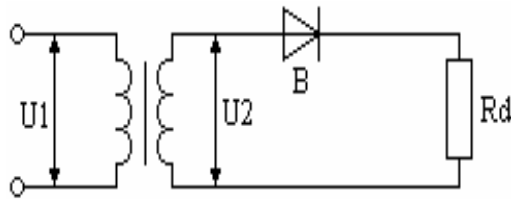


Рис. 6.10. Однофазная однополупериодная схема (схема ВП-1)

Мгновенное значение фазного напряжения вторичной обмотки трансформатора:

$$U_2 = \sqrt{2} \cdot E_2 \cdot \sin \omega t = U_d.$$

Постоянная составляющая выпрямленного напряжения:

$$U_d = 1/2\pi \int \sqrt{2} \cdot U_2 \cdot \sin \omega t \, d\omega t = \sqrt{2} / \pi \cdot U_2 = 0,45 U_2,$$

откуда $U_2 = 2,22 U_d$.

Действующее значение вторичного тока трансформатора:

$$I_2 = 1/2\pi \cdot i_2^2 \cdot d\omega t = \pi/2 I_d, \quad i_d = i_2 = U_d/R_d.$$

Однофазные двухполупериодные схемы

В двухполупериодных схемах ток через нагрузку протекает в течение обоих полупериодов переменного напряжения. В одном типе схем выводится средняя точка вторичной обмотки трансформатора, а вентили анодами присоединяются к концам обмотки. Нагрузка включается между общей точкой катодов вентилей и средней точкой трансформатора (нулевая схема). В другом типе схем вентили собираются в мост, к двум концам которого подключается нагрузка, а к двум другим – источник переменного напряжения (вентильная обмотка трансформатора).

Мостовая схема имеет то преимущество, что трансформатор используется лучше, его габариты меньше при той же выходной мощности выпрямителя и, кроме того, меньше обратное напряжение на вентиле.

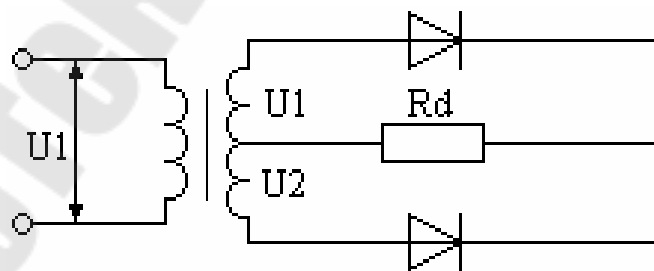


Рис. 6.11. Нулевая двухполупериодная схема (схема ВП-2)

$$U_d = 0,9 \cdot U_2, \quad I_2 = I_d \cdot \pi/4.$$

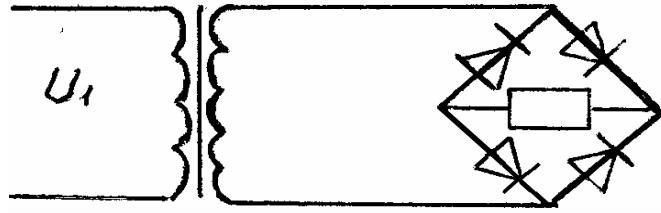


Рисунок 6.12. Мостовая двухполупериодная схема (схема ВП-3)

$$I_2 = 1,11 \cdot I_d.$$

Трехфазные схемы

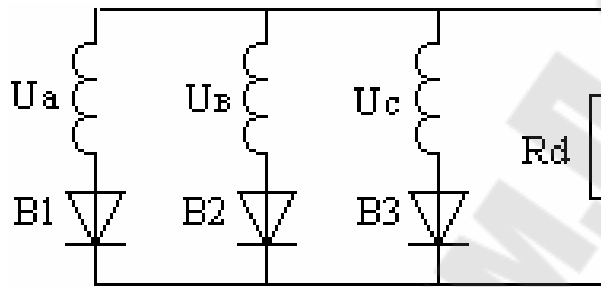


Рис. 6.13. Однотактная трехфазная схема (схема ВП-4)

$$U_d = 1,17 \cdot U_2, I_2 = 0,577 \cdot I_d.$$

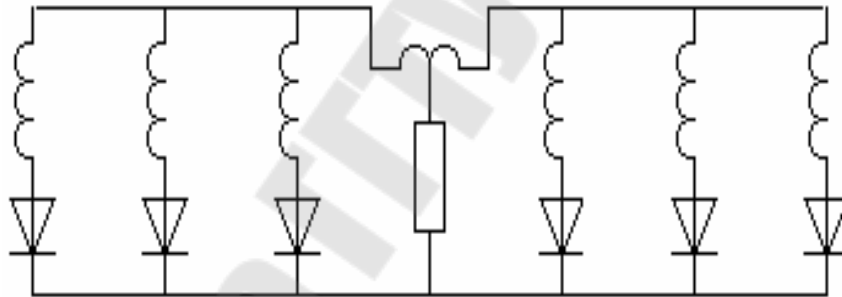


Рис.6.14. Схема с уравнивающим реактором (схема ВП-5)

$$U_d = 1,17 \cdot U_2, I_2 = I_d / 2 \cdot \sqrt{3}.$$

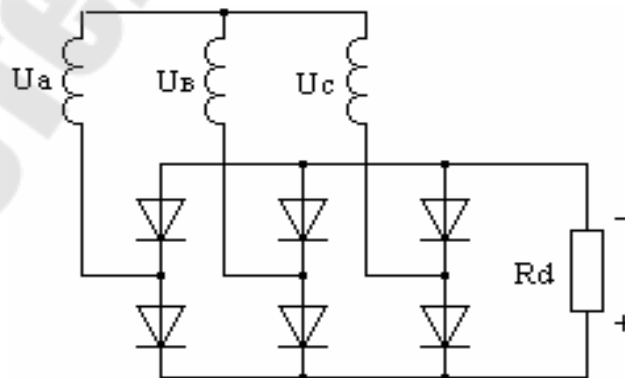


Рис. 6.16. Трехфазная мостовая схема (схема Ларионова)
(схема ВП-6)

$$U_d = 2,34 \cdot U_2, U_2 = 0,427 \cdot U_d, I_2 = 2/3 \cdot I_d.$$

Для удобства использования основные соотношения для промышленных схем выпрямления сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1

Расчетные формулы при чисто активной нагрузке и идеальных вентилях

Схема	ВП-1	ВП-2	ВП-3	ВП-4	ВП-5	ВП-6
m	1	2	2	3	6	6
U_d/U_2	0,45	0,9		1,17	2,34	1,17
$U_{обр.макс}/U_d$	3,14	3,14	1,57	2,09	1,045	2,09
I_2/I_d	1,57	0,0785	1,11	0,577	0,815	0,289
$I_1 \cdot w_1 / I_d \cdot w_2$	1,21	1,11	1,11	0,471	0,816	0,408
S_1/P_d	2,69	1,23	1,23	1,21	1,045	1,045
S_2/P_d	3,49	1,74	1,23	1,48	1,045	1,485
S_T/P_d	3,09	1,48	1,23	1,345	1,045	1,26

6.3.3. Расчет тока КЗ на стороне выпрямленного тока

Для расчета принимается наиболее тяжелый режим, когда угол управления при КЗ равен нулю.

Среднее значение установившегося тока КЗ равно сумме средних значений токов в n вентилях, питающих место КЗ:

$$I_{dk} = \frac{n}{2\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sqrt{2}U_2}{X_2} \sin \theta d\theta = \frac{n\sqrt{2}U_2}{\pi X_2}, \quad (6.13)$$

где U_2 – фазное напряжение активной цепи; X_2 – индуктивное сопротивление цепи коммутации.

Для схемы с уравнительным реактором $n = 6$

$$I_{dk} = 6 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi X_2} = 2,7 \frac{U_2}{X_2}. \quad (6.14)$$

Для трехфазной мостовой схемы $n = 3$

$$I_{dk} = 3 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi X_2} = 1,35 \frac{U_2}{X_2}. \quad (6.15)$$

С учетом активных сопротивлений

$$I_{dkyp} = 2,7 \frac{U_2}{\sqrt{Rk^2 + xk^2}}, \quad (6.16)$$

$$I_{dkмост} = 1,35 \frac{U_2}{\sqrt{Rk^2 + xk^2}}. \quad (6.17)$$

Установившийся ток КЗ имеет пульсирующий характер. Максимальное значение этого тока $I_{dk} = \pi I/3$.

Пример 6.7. Рассчитать ток КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводникового преобразовательного агрегата с $U_d = 515\text{В}$.

Номинальный выпрямленный ток $I_d = 2000\text{ А}$; номинальная мощность трансформатора выпрямительного агрегата по данным завода-изготовителя $S_{HT} = 1210\text{ кВ}\cdot\text{А}$; напряжение КЗ трансформатора $U_k = 6,6\%$; мощность потерь КЗ $P_k = 20\text{ кВт}$; напряжение питающей сети 6 кВ и мощность КЗ питающей системы $S_{kc} = 157\text{ МВ}\cdot\text{А}$, схема соединения вторичных обмоток трансформатора – с уравнивающим реактором.

Решение

1. Фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора $U_{2\phi} = 515/1.17 = 440\text{ В}$.

2. Принимаем базисное напряжение $U_b = U_{2\phi} = 440\text{ В}$.

3. Индуктивное сопротивление питающей системы, приведенное к U_b :

$$x_{бс} = \frac{(\sqrt{3} \cdot U_2)^2}{S_{kc}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{157} = 0,0037\text{ Ом}.$$

4. Индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к U_b :

$$x_{бТ1} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(\sqrt{3}U_b)^2}{S_{HT}} = \frac{6,6 \cdot (\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{100 \cdot 1,21} = 0,032\text{ Ом}.$$

5. Активное сопротивление трансформатора (P_k , кВт; S_{HT} , кВ·А):

$$R_{бТ4} = \frac{P_k}{S_{HT}} \cdot \frac{U_b^2}{S_{HT}} = \frac{20}{1210} \cdot \frac{440^2}{1210 \cdot 1000} = 0,0264\text{ Ом}.$$

6. Активное сопротивление ошиновки, аппаратуры, переходных и разъёмных контактов и переходного сопротивления в месте КЗ:

$$R_{п} = 0,015\text{ Ом}.$$

7. Суммарное индуктивное сопротивление до точки К:

$$x_c = x_{6c} + x_{6T4} = 0,0037 + 0,032 = 0,0357 \text{ Ом.}$$

8. Суммарное активное сопротивление:

$$R_c = 0,0264 + 0,015 = 0,0414 \text{ Ом.}$$

9. Ток КЗ в точке К:

$$I_{dk} = 2,7 \frac{U_{2\phi}}{\sqrt{R_c^2 + x_c^2}} = 2,7 \frac{440}{\sqrt{0,0357^2 + 0,0414^2}} = 2,7 \frac{440}{0,0547} = 21718 \text{ А.}$$

Контрольные вопросы

1. В каких сетях и при каких условиях происходит двойное замыкание на землю?
2. Каковы граничные условия двойного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтраль

7. Пример выполнения расчетной работы

Тема: Расчет переходных процессов в заданной системе электроснабжения

Содержание

1. Введение
2. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя точное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах
3. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах
4. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя точное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах
5. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах
6. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов однофазного короткого замыкания, построение векторных

диаграмм токов и напряжений

7 Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов двухфазного короткого замыкания, построение векторных диаграмм токов и напряжений

8. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов двухфазного короткого замыкания на землю, построение векторных диаграмм токов и напряжений

9 Расчет обрыва одной фазы, построение векторных диаграмм токов напряжений

10 Расчет обрыва двух фаз, построение векторных диаграмм токов и напряжений

Заключение

Литература

1. Введение

Переходные процессы в электроэнергетических системах (ЭЭС) оказывают существенное влияние на выбор структуры ЭЭС, выявление условий работы их при аварийных режимах, выбор средств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики.

Переходные процессы возникают в ЭЭС как при нормальной эксплуатации (включение и отключение нагрузок, источников питания, отдельных частей ЭЭС), так и в аварийных условиях (обрыв нагруженной цепи или отдельной ее фазы, короткое замыкание (КЗ), выпадение машины из синхронизма и т. д.).

Целью работы является формирование необходимых навыков расчетов переходных процессов.

Расчетная схема в соответствии с вариантом задания представлена на рисунке 7.1. Параметры элементов представлены в таблице 7.1.

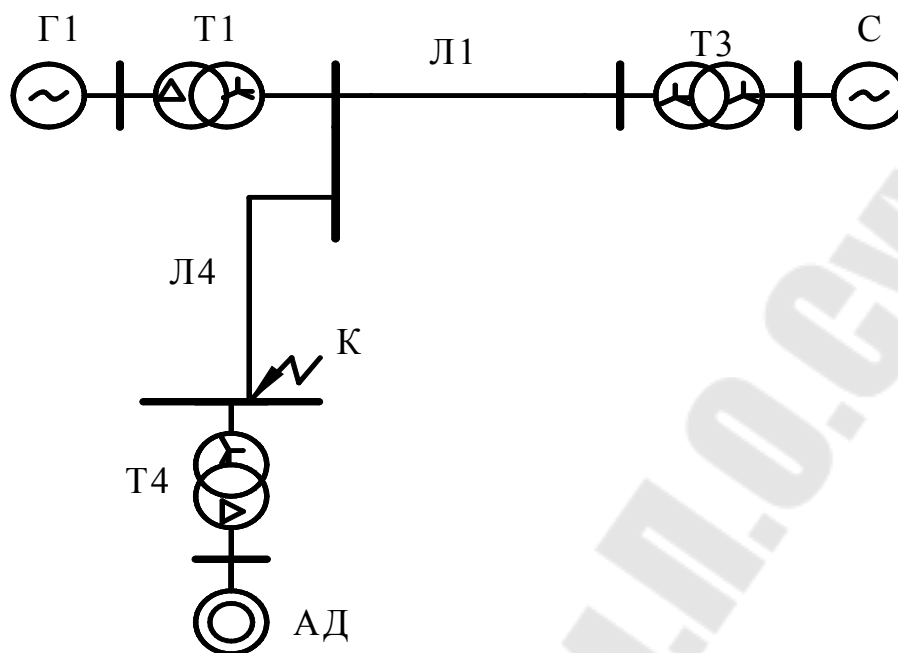


Рис. 7.1. Расчетная схема системы электроснабжения.

Таблица 7.1 – Исходные данные к расчетной схеме

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач
ГГ1	= 100 МВт; $U_{\text{ном}} = 13,8$ кВ; $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9$; $x_d'' = 0,22$; $x_2 = 0,236$
Т1	= 125 МВА; $U_k = 11,5$ %; $K_T = 13,8/240$ кВ
Т3	= 100 МВА; $U_k = 11$ %; $K_T = 121/230$ кВ
Т4	= 32 МВА; $U_k = 11,5$ %; $K_T = 220/6,3$ кВ
Л1, Л4	= 155 км; $L_4 = 25$ км
С	= 1100 МВА
АД1	= 8000 кВт; $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; $\eta = 97,6$ %; $\cos\varphi_n = 0,9$; $i_n = 6$

2. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя точное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах

Составляем схему замещения (рисунок 7.2) и определяем параметры схемы замещения в именованных единицах, приводя их к точке короткого замыкания (К). Точное приведение сопротивлений и ЭДС к одной ступени напряжения может быть выполнено с учетом действительных коэффициентов трансформации, указанных в паспортных данных.

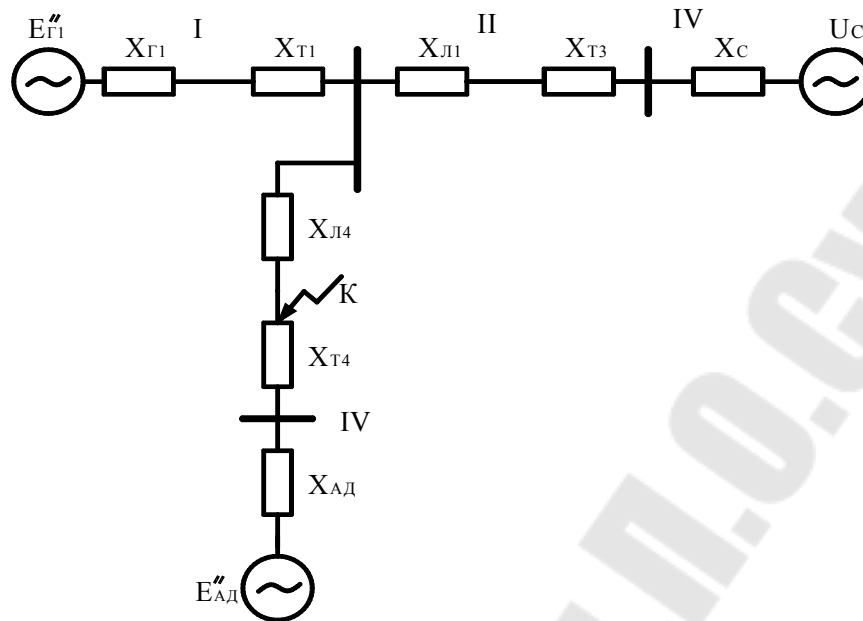


Рис. 7.2 Схема замещения системы электроснабжения

$$x_{Г1} = x_d'' \cdot \frac{U_n^2}{S_{ном}} \cdot K_1^2 = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{100/0,9} \cdot \left(\frac{240}{13,8}\right)^2 = 114,05 \text{ Ом.}$$

$$E_{Г1н} = (U_{н*} + I_{н*} \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_n) \cdot U_H = (1 + 1 \cdot 0,22 \cdot 0,436) \cdot 13,8 = 15,12 \text{ кВ,}$$

$$E''_{Г1} = E_{Г1н} \cdot K_1 = 15,12 \cdot \frac{240}{13,8} = 263,01 \text{ кВ.}$$

$$x_{Т1} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{240^2}{125} = 52,99 \text{ Ом.}$$

$$x_{Т4} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{220^2}{32} = 173,94 \text{ Ом.}$$

$$x_{Т3} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{100} = 58,19 \text{ Ом.}$$

$$x_{Л1} = x_0 \cdot L_1 = 0,4 \cdot 155 = 62 \text{ Ом.}$$

$$x_{Л4} = x_0 \cdot L_4 = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ Ом.}$$

Номинальное напряжение системы принимаем равным среднему напряжению сети.

$$x_C = \frac{U_H^2}{S_{кС}} \cdot K_3^2 = \frac{115^2}{1100} \cdot \left(\frac{230}{121}\right)^2 = 43,44 \text{ Ом.}$$

$$U_C = U_{Сном} \cdot K_3 = 115 \cdot \frac{230}{121} = 218,59 \text{ кВ.}$$

$$x_{AD} = \frac{1}{i_n} \cdot \frac{U_H^2}{S_{AD}} \cdot K_4^2 = \frac{1}{6} \cdot \frac{6^2}{8/(0,9 \cdot 0,976)} \cdot \left(\frac{220}{6,3}\right)^2 = 803,37 \text{ Ом.}$$

$$E''_{ad^*} = 0,9; \quad E''_{AD} = E''_{ad^*} \cdot U_H \cdot K_4 = 0,9 \cdot 6 \cdot \frac{220}{6,3} = 188,57 \text{ кВ,}$$

Преобразуем схему замещения к точке короткого замыкания.

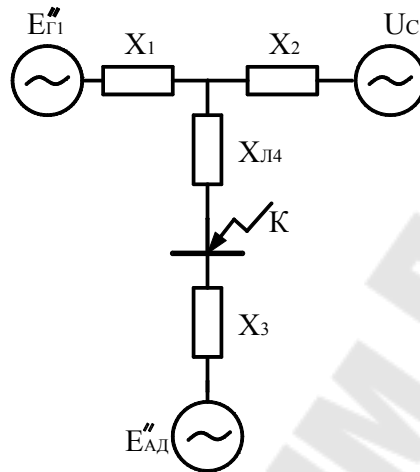


Рис. 7.3 – Первое преобразование схемы замещения

$$x_1 = x_{Г1} + x_{T1} = 114,05 + 52,99 = 167,04 \text{ Ом.}$$

$$x_2 = x_{Л1} + x_{T3} + x_C = 62 + 58,19 + 43,44 = 163,63 \text{ Ом.}$$

$$x_3 = x_{T4} + x_{AD} = 173,94 + 803,37 = 977,31 \text{ Ом.}$$

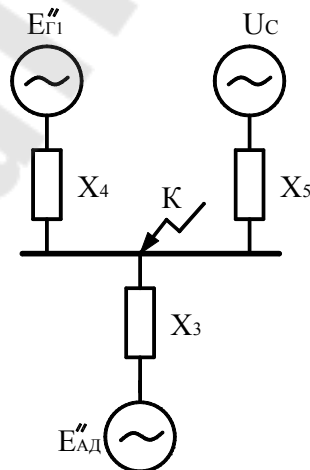


Рис. 7.4 – Второе преобразование схемы замещения

$$x_{экв1} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{167,04 \cdot 163,63}{167,04 + 163,63} = 82,66 \text{ Ом.}$$

$$x_{рез1} = x_{экв1} + x_{Л4} = 82,66 + 10 = 92,66 \text{ Ом.}$$

$$C_1 = \frac{x_{\text{экв1}}}{x_1} = \frac{82,66}{167,04} = 0,495, \quad C_2 = \frac{x_{\text{экв1}}}{x_2} = \frac{82,66}{163,63} = 0,505. \quad C_1 + C_2 = 1.$$

$$x_4 = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_1} = \frac{92,66}{0,495} = 187,19 \text{ Ом.} \quad x_5 = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_2} = \frac{92,66}{0,505} = 183,49 \text{ Ом.}$$

Сверхпереходный ток в месте короткого замыкания:

$$I_G'' = \frac{E_{G1}''}{\sqrt{3} \cdot x_4} = \frac{263,01}{\sqrt{3} \cdot 187,19} = 0,81 \text{ кА.}$$

$$I_C'' = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot x_5} = \frac{218,59}{\sqrt{3} \cdot 183,49} = 0,69 \text{ кА.}$$

$$I_{AD}'' = \frac{E_{AD}''}{\sqrt{3} \cdot x_3} = \frac{188,57}{\sqrt{3} \cdot 977,31} = 0,11 \text{ кА.}$$

Суммарный ток короткого замыкания:

$$I_K'' = I_G'' + I_C'' + I_{AD}'' = 0,81 + 0,69 + 0,11 = 1,61 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{yG} \cdot I_G'' + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I_C'' + \sqrt{2} \cdot k_{yH} \cdot I_{AD}'' = \\ = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,81 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,69 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,11 = 4,20 \text{ кА,}$$

где k_y - ударный коэффициент, справочные данные.

3 Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах

$$x_{AD} = \frac{1}{i_n} \cdot \frac{U_{\text{ср.осн}}^2}{S_{AD}} = \frac{1}{6} \cdot \frac{230^2}{8/(0,9 \cdot 0,976)} = 968,07 \text{ Ом.}$$

$$E_{AD}'' = E_{ad}'' \cdot U_{\text{ср.осн}} = 0,9 \cdot 230 = 207 \text{ кВ,}$$

Проводим те же преобразования схемы замещения, что и в п.7.1.

$$x_1 = x_{G1} + x_{T1} = 104,74 + 48,69 = 153,43 \text{ Ом.}$$

$$x_2 = x_{L1} + x_{T3} + x_C = 62 + 58,19 + 48,09 = 168,28 \text{ Ом.}$$

$$x_3 = x_{T4} + x_{AD} = 190,11 + 968,07 = 1158,18 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{экв1}} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{153,43 \cdot 168,28}{153,43 + 168,28} = 80,26 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{рез1}} = x_{\text{экв1}} + x_{L4} = 80,26 + 10 = 90,26 \text{ Ом.}$$

$$C_1 = \frac{x_{экв1}}{x_1} = \frac{80,26}{153,43} = 0,523, \quad C_2 = \frac{x_{экв1}}{x_2} = \frac{80,26}{168,28} = 0,477. \quad C_1 + C_2 = 1.$$

$$x_4 = \frac{x_{рез1}}{C_1} = \frac{90,26}{0,523} = 172,58 \text{ Ом.} \quad x_5 = \frac{x_{рез1}}{C_2} = \frac{90,26}{0,477} = 189,22 \text{ Ом.}$$

Начальное значение сверхпереходного тока в месте короткого замыкания:

$$I''_Г = \frac{E''_{Г1}}{\sqrt{3} \cdot x_4} = \frac{252,08}{\sqrt{3} \cdot 172,58} = 0,84 \text{ кА.}$$

$$I''_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot x_5} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 189,22} = 0,70 \text{ кА.}$$

$$I''_{АД} = \frac{E''_{АД}}{\sqrt{3} \cdot x_3} = \frac{207}{\sqrt{3} \cdot 1158,18} = 0,10 \text{ кА.}$$

Суммарный ток короткого замыкания:

$$I''_K = I''_Г + I''_C + I''_{АД} = 0,84 + 0,70 + 0,10 = 1,64 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} i_y &= \sqrt{2} \cdot k_{yГ} \cdot I''_Г + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I''_C + \sqrt{2} \cdot k_{yН} \cdot I''_{АД} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,84 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,70 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,10 = 4,53 \text{ кА,} \end{aligned}$$

4. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов короткого замыкания, используя точное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах

Схема замещения рассматриваемого участка сети для начального момента времени составлена в п.1 (рисунок 7. 2). Определяем параметры схемы замещения в относительных единицах.

Задаемся базисными условиями основной ступени:

$$S_B = 1000 \text{ МВА; } U_{Б.ОСН} = U_{Б.И} = 230 \text{ кВ.}$$

$$\text{Базисный ток основной ступени: } I_{Б.ОСН} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.ОСН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51$$

кА.

Базисные единицы измерения на других ступенях напряжения связаны с базисными единицами основной ступени через коэффициенты трансформации:

$$U_{Б1} = U_{Б.ОСН} \cdot \frac{1}{K_1} = 230 \cdot \frac{13,8}{240} = 13,23 \text{ кВ.}$$

$$U_{BIII} = U_{B.OCH} \cdot \frac{1}{K_3} = 230 \cdot \frac{121}{230} = 121 \text{ кВ.}$$

$$U_{BIV} = U_{B.OCH} \cdot \frac{1}{K_4} = 230 \cdot \frac{6,3}{220} = 6,59 \text{ кВ.}$$

Тогда:

$$x_{\Gamma1*} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{н1}}{U_{BI}} \right)^2 = 0,22 \cdot \frac{1000}{100/0,9} \cdot \left(\frac{13,8}{13,23} \right)^2 = 2,156.$$

$$E_{\Gamma1*}'' = E_{\Gamma1н*}'' \cdot \frac{U_{н1}}{U_{BI}} = 1,096 \cdot \frac{13,8}{13,23} = 1,143,$$

$$x_{T1*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{BII}} \right)^2 = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} \cdot \left(\frac{240}{230} \right)^2 = 1,002.$$

$$x_{T4*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{BII}} \right)^2 = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} \cdot \left(\frac{220}{230} \right)^2 = 3,288.$$

$$x_{T3*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{BII}} \right)^2 = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{100} \cdot \left(\frac{230}{230} \right)^2 = 1,1$$

$$x_{Л1*} = x_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{BII}^2} = 0,4 \cdot 155 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,172.$$

$$x_{Л4*} = x_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_B}{U_{BVI}^2} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,189.$$

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_{кc}} \cdot \left(\frac{U_n}{U_{BIII}} \right)^2 = \frac{1000}{1100} \cdot \left(\frac{115}{121} \right)^2 = 0,821.$$

$$U_{C*} = \frac{U_n}{U_{BIII}} = \frac{115}{121} = 0,950.$$

$$x_{AD*} = \frac{1}{i_n} \cdot \frac{S_B}{S_{AD}} \cdot \left(\frac{U_n}{U_{BIV}} \right)^2 = \frac{1}{6} \cdot \frac{1000}{8/(0,9 \cdot 0,976)} \cdot \left(\frac{6}{6,59} \right)^2 = 15,17.$$

$$E_{AD*}'' = E_{ad*}'' \cdot \frac{U_n}{U_{BIV}} = 0,9 \cdot \frac{6}{6,59} = 0,819.$$

Проводим те же преобразования схемы замещения, что и в п.

71.

$$x_{1*} = x_{\Gamma1*} + x_{T1*} = 2,156 + 1,002 = 3,158.$$

$$x_{2*} = x_{Л1*} + x_{T3*} + x_{C*} = 1,172 + 1,1 + 0,821 = 3,093.$$

$$x_{3*} = x_{T4*} + x_{AD*} = 3,288 + 15,17 = 18,458.$$

$$x_{экв1*} = \frac{x_{1*} \cdot x_{2*}}{x_{1*} + x_{2*}} = \frac{3,158 \cdot 3,093}{3,158 + 3,093} = 1,563.$$

$$x_{pez1*} = x_{экв1*} + x_{Л4*} = 1,563 + 0,189 = 1,752 .$$

$$C_1 = \frac{x_{экв1*}}{x_{1*}} = \frac{1,563}{3,158} = 0,495, \quad C_2 = \frac{x_{экв1*}}{x_{2*}} = \frac{1,563}{3,093} = 0,505. \quad C_1 + C_2 = 1.$$

$$x_{4*} = \frac{x_{pez1*}}{C_1} = \frac{1,752}{0,495} = 3,539. \quad x_{5*} = \frac{x_{pez1*}}{C_2} = \frac{1,752}{0,505} = 3,469.$$

Сверхпереходный ток в месте короткого замыкания:

$$I_G'' = \frac{E_{Г1*}''}{x_{4*}} \cdot I_B = \frac{1,143}{3,539} \cdot 2,510 = 0,81 \text{ кА.}$$

$$I_C'' = \frac{U_{C*}}{x_{5*}} \cdot I_B = \frac{0,950}{3,469} \cdot 2,510 = 0,69 \text{ кА.}$$

$$I_{AD}'' = \frac{E_{AD*}}{x_{3*}} \cdot I_B = \frac{0,819}{18,458} \cdot 2,510 = 0,11 \text{ кА.}$$

Суммарный ток короткого замыкания:

$$I_K'' = I_G'' + I_C'' + I_{AD}'' = 0,81 + 0,69 + 0,11 = 1,61 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} i_y &= \sqrt{2} \cdot k_{yГ} \cdot I_G'' + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I_C'' + \sqrt{2} \cdot k_{yH} \cdot I_{AD}'' = \\ &= \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,81 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,69 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,11 = 4,20 \text{ кА.} \end{aligned}$$

5. Расчет аналитическим способом сверхпереходного и ударного токов короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах

Схема замещения рассматриваемого участка сети для начального момента времени составлена в п.1 (рисунок 7. 2). Определяем параметры схемы замещения в относительных единицах.

Задаемся базисными условиями: $S_B = 1000 \text{ МВА}$; $U_B = U_{ср.осн} = 230 \text{ кВ}$.

$$\text{Базисный ток: } I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,510 \text{ кА.}$$

Определяем параметры схемы замещения в относительных единицах. В приближенных расчетах полагают, что номинальное напряжение всех элементов одной ступени напряжения одинаково и равно среднему номинальному напряжению.

$$x_{Г1*}'' = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,22 \cdot \frac{1000}{100/0,9} = 1,98.$$

$$E_{Г1*}'' = E_{Г1н*}'' = 1,096,$$

$$x_{T1*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,92.$$

$$x_{T4*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,594.$$

$$x_{T3*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 1,1$$

$$x_{Л1*} = x_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{ср.осн}^2} = 0,4 \cdot 155 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,172.$$

$$x_{Л4*} = x_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_B}{U_{ср.осн}^2} = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,189.$$

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_{кС}} = \frac{1000}{1100} = 0,909.$$

$$U_{C*} = 1.$$

$$x_{АД*} = \frac{1}{i_n} \cdot \frac{S_B}{S_{АД}} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1000}{8/(0,9 \cdot 0,976)} = 18,3.$$

$$E''_{АД*} = E''_{аδ*} = 0,9.$$

Проводим те же преобразования схемы замещения, что и в п.7.1.

$$x_{1*} = x_{Г1*} + x_{T1*} = 1,98 + 0,92 = 2,90.$$

$$x_{2*} = x_{Л1*} + x_{T3*} + x_{C*} = 1,172 + 1,1 + 0,909 = 3,181.$$

$$x_{3*} = x_{T4*} + x_{АД*} = 3,594 + 18,3 = 21,894.$$

$$x_{экв1*} = \frac{x_{1*} \cdot x_{2*}}{x_{1*} + x_{2*}} = \frac{2,90 \cdot 3,181}{2,90 + 3,181} = 1,517.$$

$$x_{рез1*} = x_{экв1*} + x_{Л4*} = 1,517 + 0,189 = 1,706.$$

$$C_1 = \frac{x_{экв1*}}{x_{1*}} = \frac{1,517}{2,90} = 0,523, \quad C_2 = \frac{x_{экв1*}}{x_{2*}} = \frac{1,517}{3,181} = 0,477. \quad C_1 + C_2 = 1.$$

$$x_{4*} = \frac{x_{рез1*}}{C_1} = \frac{1,706}{0,523} = 3,262. \quad x_{5*} = \frac{x_{рез1*}}{C_2} = \frac{1,706}{0,477} = 3,577.$$

Начальное значение сверхпереходного тока в месте короткого замыкания:

$$I''_Г = \frac{E''_{Г1*}}{x_{4*}} \cdot I_B = \frac{1,096}{3,262} \cdot 2,510 = 0,84 \text{ кА.}$$

$$I''_C = \frac{U_{C*}}{x_{5*}} \cdot I_B = \frac{1}{3,577} \cdot 2,510 = 0,70 \text{ кА.}$$

$$I''_{AD} = \frac{E_{AD^*}}{x_{3^*}} \cdot I_B = \frac{0,9}{21,894} \cdot 2,510 = 0,10 \text{ кА.}$$

Полный ток короткого замыкания:

$$I''_{кз} = I''_G + I''_C + I''_{AD} = 0,84 + 0,70 + 0,10 = 1,64 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{yG} \cdot I''_G + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I''_C + \sqrt{2} \cdot k_{yH} \cdot I''_{AD} = \\ = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,84 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,70 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,10 = 4,53 \text{ кА}$$

6. Расчет сверхпереходного и ударного токов однофазного короткого замыкания. Построение векторных диаграмм токов и напряжений.

Схема замещения по прямой последовательности составлена и рассчитана в относительных единицах при приближенном приведении в п.7.4.

Для расчета сверхпереходного тока однофазного короткого замыкания составляем схемы замещения обратной и нулевой последовательностям (рисунки 7.5 и 7.6) и находим результирующие сопротивления по данным последовательностям.

Расчет ведем в относительных единицах, приближенное приведение. Базисные условия примем те же, что и в п.7.4.

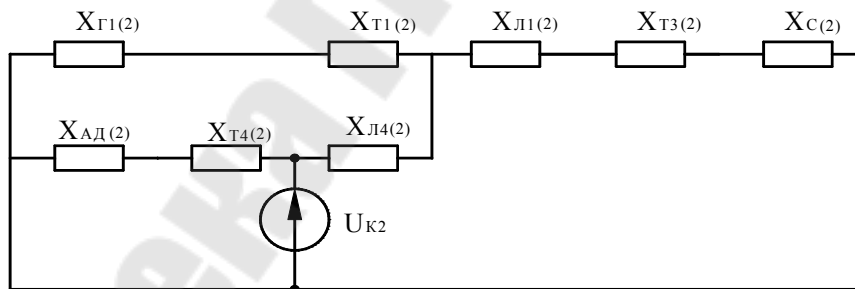


Рис.7.5 – Схема замещения обратной последовательности

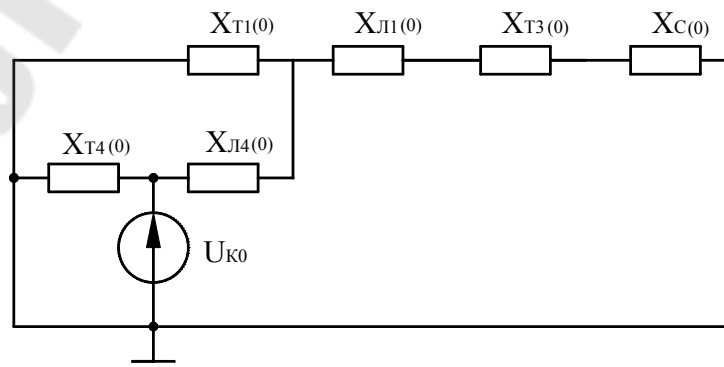


Рис. 7.6 – Схема замещения нулевой последовательности

$$x_{T1(2)*} = x_2 \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,236 \cdot \frac{1000}{100/0,9} = 2,124.$$

При соединении обмоток трансформатора Y_0/Δ ЭДС нулевой последовательности вторичных обмоток будут вызывать соответствующие токи, которые циркулируют только в этих обмотках, не выходя за их пределы. Поэтому сопротивление нулевой последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{T4(2)*} = x_{T4(0)*} = x_{T4(1)*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,594.$$

Для трансформаторов с соединением обмоток Y_0/Y_0 в предположении, что $x_{\mu 0} \rightarrow \infty$ сопротивление нулевой последовательности принимается равным сопротивлению прямой последовательности [1].

$$x_{T3(2)*} = x_{T3(0)*} = x_{T3(1)*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 1,1$$

$$x_{Л1(2)*} = x_{Л1(1)*} = 1,172,$$

Считаем, что линии одноцепные с тросом:

$$x_{Л1(0)*} = 3,0 \cdot x_{Л1(1)*} = 3,0 \cdot 1,172 = 3,516.$$

$$x_{Л4(2)*} = x_{Л4(1)*} = 0,189.$$

$$x_{Л4(0)*} = 3,0 \cdot x_{Л4(1)*} = 3,0 \cdot 0,189 = 0,567$$

Сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя с достаточной для практических целей точностью можно принимать равным его реактивному сопротивлению КЗ [2, с.83], т.е.:

$$x_{АД(2)*} = x_{АД(1)*} = 18,3$$

Т.к. информация о составе элементов обобщенной системы отсутствует, то рассматриваем ее как обобщенную нагрузку, тогда сопротивление обратной последовательности принимаем равным сопротивлению прямой последовательности. Т.к. состав элементов, из которых состоит система неизвестен, то сопротивление нулевой последовательности принимаем равным сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{C(2)*} = x_{C(0)*} = x_{C(1)*} = 0,909.$$

Преобразуем схему замещения обратной последовательности (рис. 10).

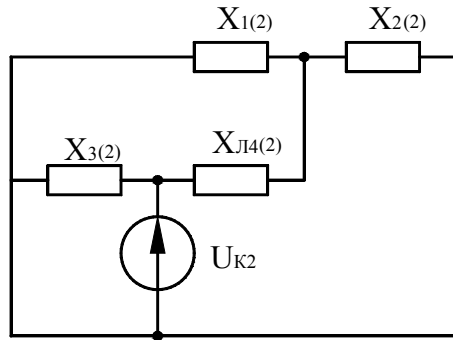


Рис. 10 – Преобразование схемы замещения обратной последовательности

$$x_{1(2)}^* = x_{T1(2)}^* + x_{T1(2)}^* = 2,124 + 0,92 = 3,044 .$$

$$x_{2(2)}^* = x_{Л1(2)}^* + x_{T3(2)}^* + x_{C(2)}^* = 1,172 + 1,1 + 0,909 = 3,181 .$$

$$x_{3(2)}^* = x_{T4(2)}^* + x_{АД(2)}^* = 3,594 + 18,3 = 21,894 .$$

Преобразуем треугольник сопротивлений $x_{1(2)}^*$, $x_{3(2)}^*$, $x_{Л4(2)}^*$ в звезду (рис. 11).

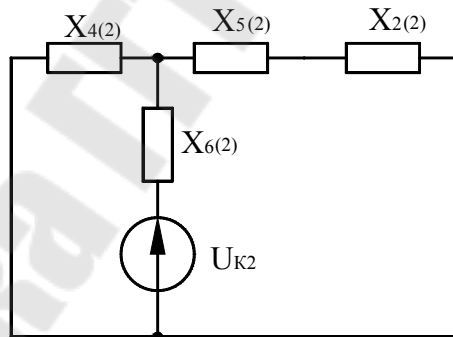


Рис. 11 – Преобразование схемы замещения обратной последовательности

$$x_{4(2)}^* = \frac{x_{1(2)}^* \cdot x_{3(2)}^*}{x_{1(2)}^* + x_{3(2)}^* + x_{Л4(2)}^*} = \frac{3,044 \cdot 21,894}{3,044 + 21,894 + 0,189} = 2,652 .$$

$$x_{5(2)}^* = \frac{x_{1(2)}^* \cdot x_{Л4(2)}^*}{x_{1(2)}^* + x_{3(2)}^* + x_{Л4(2)}^*} = \frac{3,044 \cdot 0,189}{3,044 + 21,894 + 0,189} = 0,023 .$$

$$x_{6(2)}^* = \frac{x_{3(2)}^* \cdot x_{Л4(2)}^*}{x_{1(2)}^* + x_{3(2)}^* + x_{Л4(2)}^*} = \frac{21,894 \cdot 0,189}{3,044 + 21,894 + 0,189} = 0,165 .$$

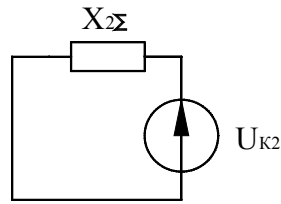


Рис. 12 – Преобразование схемы замещения обратной последовательности

Результирующее сопротивление по обратной последовательности:

$$x_{2\Sigma}^* = x_{6(2)}^* + \frac{x_{4(2)}^* \cdot (x_{5(2)}^* + x_{2(2)}^*)}{x_{4(2)}^* + x_{5(2)}^* + x_{2(2)}^*} = 0,165 + \frac{2,652 \cdot (0,023 + 3,181)}{2,652 + 0,023 + 3,181} = 1,616 .$$

Преобразуем схему замещения нулевой последовательности. Для этого, преобразуем треугольник сопротивлений $x_{T1(0)}^*$, $x_{T4(0)}^*$, $x_{Л4(0)}^*$ в звезду (рис. 13).

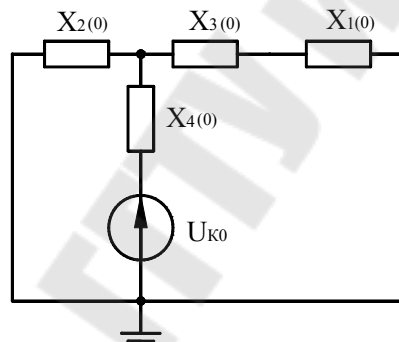


Рис. 13 – Преобразование схемы замещения нулевой последовательности

$$x_{1(0)}^* = x_{Л1(0)}^* + x_{T3(0)}^* + x_{C(0)}^* = 3,516 + 1,1 + 0,909 = 5,525 .$$

$$x_{2(0)}^* = \frac{x_{T1(0)}^* \cdot x_{T4(0)}^*}{x_{T1(0)}^* + x_{T4(0)}^* + x_{Л4(0)}^*} = \frac{0,92 \cdot 3,594}{0,92 + 3,594 + 0,567} = 0,651 .$$

$$x_{3(0)}^* = \frac{x_{T1(0)}^* \cdot x_{Л4(0)}^*}{x_{T1(0)}^* + x_{T4(0)}^* + x_{Л4(0)}^*} = \frac{0,92 \cdot 0,567}{0,92 + 3,594 + 0,567} = 0,103 .$$

$$x_{4(0)}^* = \frac{x_{T4(0)}^* \cdot x_{Л4(0)}^*}{x_{T1(0)}^* + x_{T4(0)}^* + x_{Л4(0)}^*} = \frac{3,594 \cdot 0,567}{0,92 + 3,594 + 0,567} = 0,399 .$$

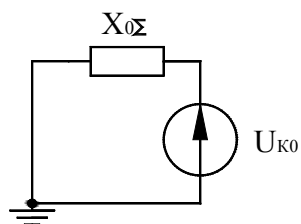


Рис. 14 – Преобразование схемы замещения нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma^*} = x_{4(0)^*} + \frac{x_{2(0)^*} \cdot (x_{1(0)^*} + x_{3(0)^*})}{x_{2(0)^*} + x_{1(0)^*} + x_{3(0)^*}} = 0,399 + \frac{0,651 \cdot (5,525 + 0,103)}{0,651 + 5,525 + 0,103} = 0,983$$

Для того, чтобы найти ток прямой последовательно однофазного КЗ, воспользуемся правилом Щедрина. При этом действительную точку КЗ на рис. 4 удаляем на величину шунта, величина которого в случае однофазного КЗ равна: $\Delta x^{(1)*} = x_{2\Sigma^*} + x_{0\Sigma^*} = 1,616 + 0,983 = 2,599$ (рис. 15).

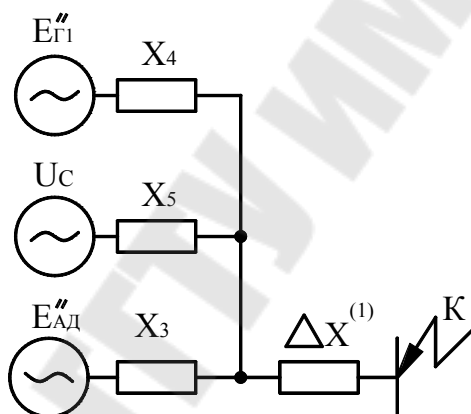


Рис. 15 – Схема для расчета тока прямой последовательности однофазного КЗ

Преобразуем схему к лучевому виду (рис. 16).

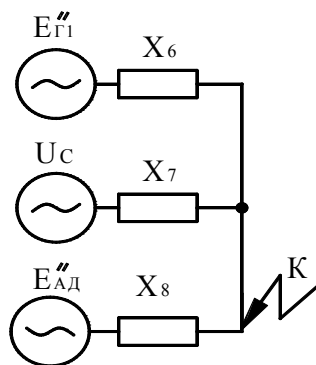


Рис. 16 – Преобразование схемы замещения для расчета тока прямой последовательности однофазного КЗ

$$x_{экв*} = \frac{1}{\frac{1}{x_{4(1)*}} + \frac{1}{x_{5(1)*}} + \frac{1}{x_{3(1)*}}} = \frac{1}{\frac{1}{3,262} + \frac{1}{3,577} + \frac{1}{21,894}} = 1,583 .$$

$$x_{рез*} = x_{экв*} + \Delta x^{(1)*} = 1,583 + 2,599 = 4,182 .$$

$$C_1 = \frac{x_{экв*}}{x_{4(1)*}} = \frac{1,583}{3,262} = 0,485, \quad C_2 = \frac{x_{экв*}}{x_{11(1)*}} = \frac{1,583}{3,577} = 0,443 ,$$

$$C_3 = \frac{x_{экв*}}{x_{6(1)*}} = \frac{1,583}{21,894} = 0,072 ,$$

Проверка: $C_1 + C_2 + C_3 = 0,485 + 0,443 + 0,072 = 1 .$

$$x_{6*} = \frac{x_{рез*}}{C_1} = \frac{4,182}{0,485} = 8,623, \quad x_{7*} = \frac{x_{рез*}}{C_2} = \frac{4,182}{0,443} = 9,440 ,$$

$$x_{8*} = \frac{x_{рез*}}{C_3} = \frac{4,182}{0,072} = 58,083 ,$$

Ток прямой последовательности однофазного КЗ:

$$I_{КГ1*}^{(1)} = \frac{E''_{Г1*}}{x_{6*}} = \frac{1,096}{8,623} = 0,127 .$$

$$I_{КС1*}^{(1)} = \frac{U_{C*}}{x_{7*}} = \frac{1}{9,440} = 0,106 .$$

$$I_{КАД1*}^{(1)} = \frac{E''_{АД*}}{x_{8*}} = \frac{0,9}{58,083} = 0,015 .$$

$$I_{К1*}^{(1)} = I_{КГ1*}^{(1)} + I_{КС1*}^{(1)} + I_{КАД1*}^{(1)} = 0,127 + 0,106 + 0,015 = 0,248 .$$

Суммарный ток однофазного короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{Г}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{КГ1*}^{(1)} \cdot I_B = 3 \cdot 0,127 \cdot 2,510 = 0,96 \text{ кА},$$

где $m^{(1)} = 3$ для однофазного КЗ.

$$I_{С}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{КС1*}^{(1)} \cdot I_B = 3 \cdot 0,106 \cdot 2,510 = 0,80 \text{ кА}$$

$$I_{АД}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{КАД1*}^{(1)} \cdot I_B = 3 \cdot 0,015 \cdot 2,510 = 0,11 \text{ кА}.$$

$$I_{К*}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{К1*}^{(1)} = 3 \cdot 0,248 = 0,744 .$$

$$I_{К}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{К1*}^{(1)} \cdot I_B = 3 \cdot 0,248 \cdot 2,510 = 1,87 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} i_y^{(1)} &= \sqrt{2} \cdot k_{yГ} \cdot I_{Г}^{(1)} + \sqrt{2} \cdot k_{yС} \cdot I_{С}^{(1)} + \sqrt{2} \cdot k_{yН} \cdot I_{АД}^{(1)} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,96 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,80 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,11 = 4,91 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Строим векторные диаграммы токов и напряжений для однофазного КЗ. Для удобства, расчет ведем в о.е. При построении считаем, что КЗ произошло в фазе А. Для этого предварительно определим:

$$\underline{I}_{KA1}^{(1)} = \underline{I}_{KA2}^{(1)} = \underline{I}_{KA0}^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \underline{I}_{KA*}^{(1)} \cdot I_B = 0,248 \cdot 2,510 = 0,62 \text{ кА.}$$

$$\underline{U}_{K0} = -jx_{0\Sigma*} \cdot \underline{I}_{KA1*}^{(1)} \cdot U_B = -j0,983 \cdot 0,248 \cdot 230 = -j56,1 \text{ кВ.}$$

$$\underline{U}_{K2} = -jx_{2\Sigma*} \cdot \underline{I}_{KA1*}^{(1)} \cdot U_B = -j1,616 \cdot 0,248 \cdot 230 = -j92,2 \text{ кВ.}$$

$$\underline{U}_{K1} = -(\underline{U}_{K2} + \underline{U}_{K0}) = j148,3 \text{ кВ.}$$

Строим векторную диаграмму (рисунок 17).

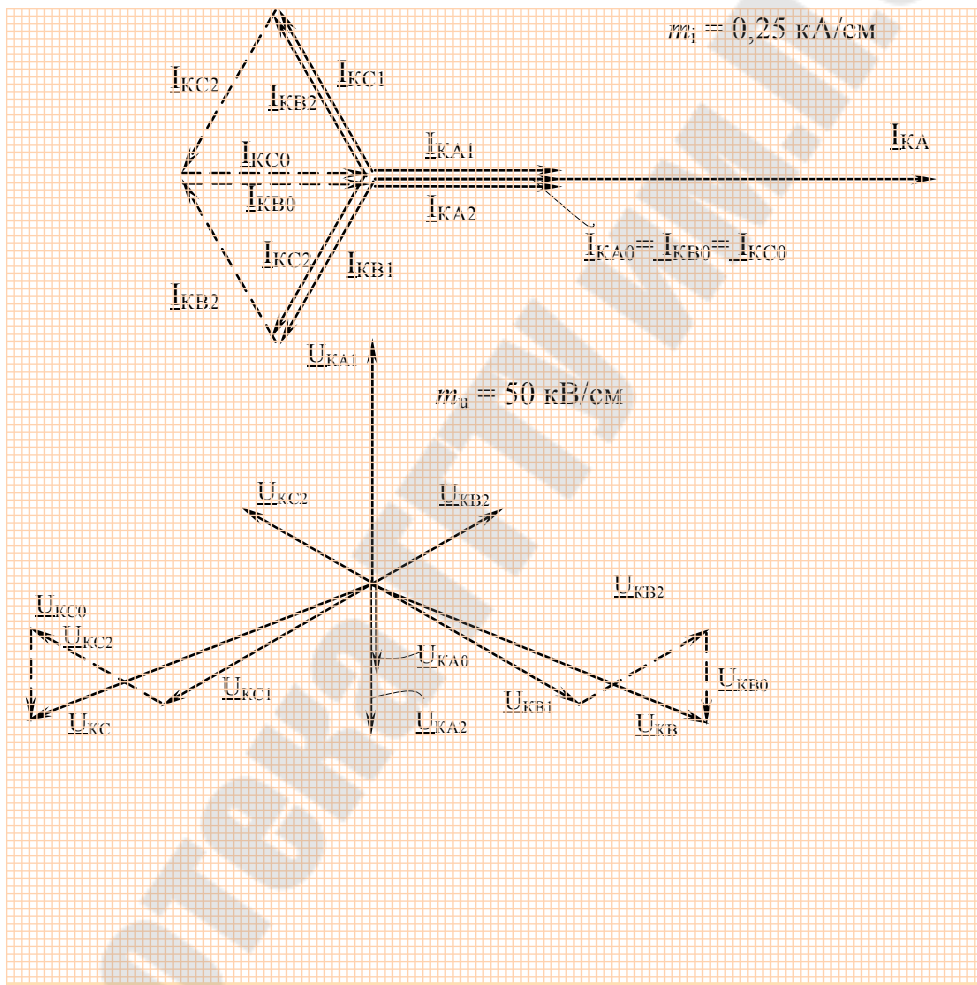


Рис. 17 – Векторные диаграммы при однофазном к.з.

7. Расчет сверхпереходного и ударного токов двухфазного КЗ. Построение векторных диаграмм токов и напряжений

Расчет ведем в относительных единицах, приближенное приведение.

Схема замещения прямой последовательности составлена и определены ее параметры в п. 4, а схема замещения обратной последовательности – в п. 6..

Так же, как и в п.6, для нахождения сверхпереходного тока двухфазного короткого замыкания, согласно правилу Щедрина, удаляем действительную точку КЗ на величину шунта, равного, для случая двухфазного КЗ: $\Delta x^{(2)} = x_{2\Sigma}^* = 1,616$ (рисунок 18).

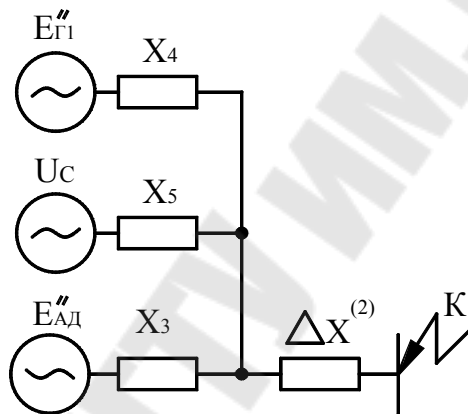


Рис. 18 – Схема для расчета тока прямой последовательности двухфазного КЗ

Преобразуем схему к лучевому виду (рис. 16).

$$x_{эkv}^* = \frac{1}{\frac{1}{x_{4(1)}^*} + \frac{1}{x_{5(1)}^*} + \frac{1}{x_{3(1)}^*}} = \frac{1}{\frac{1}{3,262} + \frac{1}{3,577} + \frac{1}{21,894}} = 1,583.$$

$$x_{рез}^* = x_{эkv}^* + \Delta x^{(2)*} = 1,583 + 1,616 = 3,199.$$

$$C_1 = \frac{x_{эkv}^*}{x_{4(1)}^*} = \frac{1,583}{3,262} = 0,485, \quad C_2 = \frac{x_{эkv}^*}{x_{11(1)}^*} = \frac{1,583}{3,577} = 0,443,$$

$$C_3 = \frac{x_{эkv}^*}{x_{6(1)}^*} = \frac{1,585}{21,894} = 0,072.$$

Проверка: $C_1 + C_2 + C_3 = 0,485 + 0,443 + 0,072 = 1.$

$$x_{6*} = \frac{x_{рез}^*}{C_1} = \frac{3,199}{0,485} = 6,596, \quad x_{7*} = \frac{x_{рез}^*}{C_2} = \frac{3,199}{0,443} = 7,221,$$

$$x_{8*} = \frac{x_{pe3*}}{C_3} = \frac{3,199}{0,072} = 44,431,$$

Ток прямой последовательности двухфазного КЗ:

$$I_{K1*}^{(2)} = \frac{E_{Г1*}''}{x_{6*}} = \frac{1,096}{6,596} = 0,166.$$

$$I_{KC1*}^{(2)} = \frac{U_{C*}}{x_{7*}} = \frac{1}{7,221} = 0,138.$$

$$I_{KA1*}^{(2)} = \frac{E_{AD*}''}{x_{8*}} = \frac{0,9}{44,431} = 0,020.$$

$$I_{K1*}^{(2)} = I_{K1*}^{(2)} + I_{KC1*}^{(2)} + I_{KA1*}^{(2)} = 0,166 + 0,138 + 0,020 = 0,324.$$

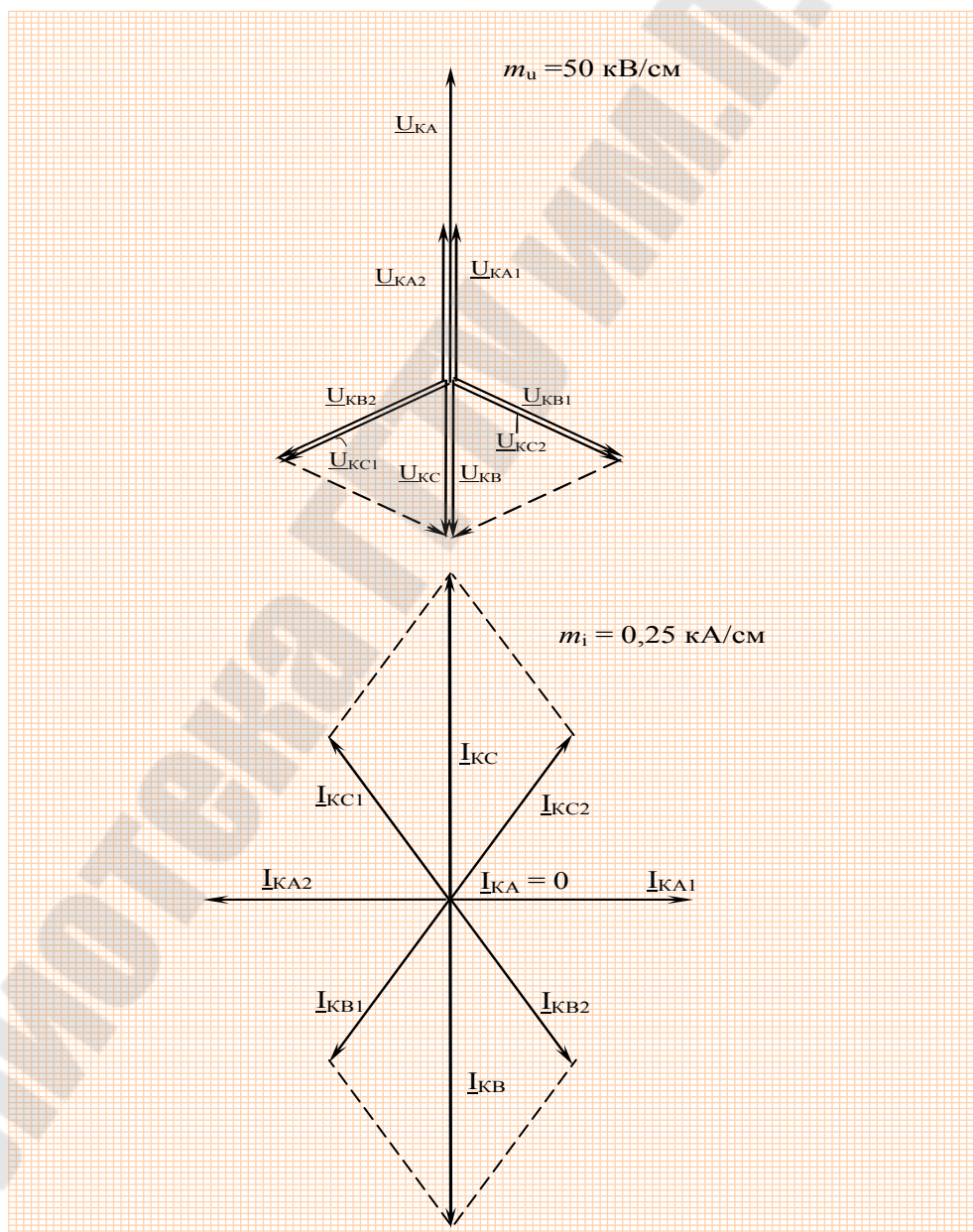


Рис. 19. Векторные диаграммы при двухфазном к.з.

Суммарный ток однофазного короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_G^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{KG1}^{(2)} \cdot I_B = \sqrt{3} \cdot 0,166 \cdot 2,510 = 0,72 \text{ кА},$$

где $m^{(2)} = \sqrt{3}$ для двухфазного КЗ.

$$I_C^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{KC1}^{(2)} \cdot I_B = \sqrt{3} \cdot 0,138 \cdot 2,510 = 0,60 \text{ кА}$$

$$I_{AD}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{KAD1}^{(2)} \cdot I_B = \sqrt{3} \cdot 0,020 \cdot 2,510 = 0,09 \text{ кА}.$$

$$I_{K*}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,324 = 0,561.$$

$$I_K^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{K1}^{(2)} \cdot I_B = \sqrt{3} \cdot 0,324 \cdot 2,510 = 1,41 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} i_y^{(2)} &= \sqrt{2} \cdot k_{yG} \cdot I_G^{(2)} + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I_C^{(2)} + \sqrt{2} \cdot k_{yH} \cdot I_{AD}^{(2)} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,72 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,60 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,09 = 3,68 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Строим векторные диаграммы (рисунок 19). Для этого предварительно определим некоторые параметры. Предположим, что неповрежденная фаза – А. Для удобства расчет ведем в о.е.

$$I_{KA1}^{(2)} = I_{KA2}^{(2)} = I_{K1}^{(2)} = 0,324 \cdot 2,510 = 0,81 \text{ кА}.$$

$$\underline{U}_{KA2}^{(2)} = \underline{U}_{KA1}^{(2)} = jx_{2\Sigma*} \cdot I_{KA1}^{(2)} \cdot U_B = j1,616 \cdot 0,324 \cdot 230 = j120,4 \text{ кВ}.$$

8. Расчет сверхпереходного и ударного токов двухфазного КЗ на землю. Построение векторных диаграмм токов и напряжений
Расчет ведем в относительных единицах, приближенное приведение.

Схема замещения прямой последовательности составлена и определены ее параметры в п. 4, а схемы замещения обратной и нулевой последовательностей – в п. 5..

Так же, как и в п. 6, для нахождения сверхпереходного тока двухфазного короткого замыкания на землю, согласно правилу Щедрина, удаляем действительную точку КЗ на величину шунта, равного,

$$\text{для случая двухфазного КЗ на землю: } \Delta x^{(1,1)} = \frac{x_{2\Sigma*} \cdot x_{0\Sigma*}}{x_{2\Sigma*} + x_{0\Sigma*}} = \frac{1,616 \cdot 0,983}{1,616 + 0,983} = 0,611$$

(рис. 20).

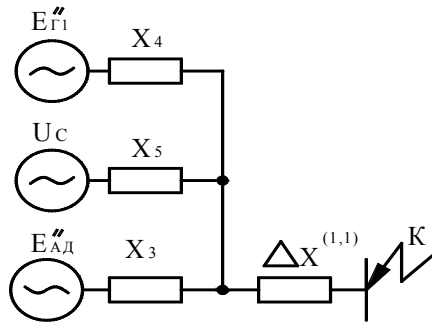


Рис. 20 – Схема для расчета тока прямой последовательности двухфазного КЗ на землю

Преобразуем схему к лучевому виду (рис. 16).

$$x_{экв*} = \frac{1}{\frac{1}{x_{4(1)*}} + \frac{1}{x_{5(1)*}} + \frac{1}{x_{3(1)*}}} = \frac{1}{\frac{1}{3,262} + \frac{1}{3,577} + \frac{1}{21,894}} = 1,583.$$

$$x_{рез*} = x_{экв*} + \Delta x^{(1,1)*} = 1,583 + 0,611 = 2,194.$$

$$C_1 = \frac{x_{экв*}}{x_{4(1)*}} = \frac{1,583}{3,262} = 0,485, \quad C_2 = \frac{x_{экв*}}{x_{11(1)*}} = \frac{1,583}{3,577} = 0,443,$$

$$C_3 = \frac{x_{экв*}}{x_{6(1)*}} = \frac{1,583}{21,894} = 0,072.$$

Проверка: $C_1 + C_2 + C_3 = 0,485 + 0,443 + 0,072 = 1.$

$$x_{6*} = \frac{x_{рез*}}{C_1} = \frac{2,194}{0,485} = 4,524, \quad x_{7*} = \frac{x_{рез*}}{C_2} = \frac{2,194}{0,443} = 4,953,$$

$$x_{8*} = \frac{x_{рез*}}{C_3} = \frac{2,194}{0,072} = 30,472,$$

Ток прямой последовательности двухфазного КЗ на землю:

$$I_{КГ1*}^{(1,1)} = \frac{E''_{Г1*}}{x_{6*}} = \frac{1,096}{4,524} = 0,242.$$

$$I_{КС1*}^{(1,1)} = \frac{U_C}{x_{7*}} = \frac{1}{4,953} = 0,202.$$

$$I_{КАД1*}^{(1,1)} = \frac{E''_{АД*}}{x_{8*}} = \frac{0,9}{30,472} = 0,030.$$

$$I_{К1*}^{(1,1)} = I_{КГ1*}^{(1,1)} + I_{КС1*}^{(1,1)} + I_{КАД1*}^{(1,1)} = 0,242 + 0,202 + 0,030 = 0,474.$$

Ток, протекающий по поврежденным фазам:

$$I_{Г}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{КГ1*}^{(1,1)} \cdot I_B = 1,515 \cdot 0,242 \cdot 2,510 = 0,92 \text{ кА.}$$

$$\text{где } m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma^*} \cdot x_{0\Sigma^*}}{(x_{2\Sigma^*} + x_{0\Sigma^*})^2}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{1,616 \cdot 0,983}{(1,616 + 0,983)^2}} = 1,515.$$

$$I_C^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{KC1^*}^{(1,1)} \cdot I_B = 1,515 \cdot 0,202 \cdot 2,510 = 0,77 \text{ кА.}$$

$$I_{AD}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{KAD1^*}^{(1,1)} \cdot I_B = 1,515 \cdot 0,030 \cdot 2,510 = 0,11 \text{ кА.}$$

$$I_K^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{K1^*}^{(1,1)} \cdot I_B = 1,515 \cdot 0,474 \cdot 2,510 = 1,80 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$\begin{aligned} i_y^{(1,1)} &= \sqrt{2} \cdot k_{yГ} \cdot I_{Г}^{(1,1)} + \sqrt{2} \cdot k_{yC} \cdot I_C^{(1,1)} + \sqrt{2} \cdot k_{yH} \cdot I_{AD}^{(1,1)} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,92 + \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,72 + \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,11 = 4,58 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Строим векторные диаграммы токов и напряжений (рис. 21).

При этом предварительно определим некоторые параметры (для удобства расчет ведем в о.е.).

$$\underline{I}_{K2} = -\underline{I}_{K1^*} \cdot \frac{x_{0\Sigma^*}}{x_{2\Sigma^*} + x_{0\Sigma^*}} \cdot I_B = -0,474 \cdot \frac{0,983}{1,616 + 0,983} \cdot 2,510 = -0,45 \text{ кА,}$$

$$\underline{I}_{K0} = -\underline{I}_{K1^*} \cdot \frac{x_{2\Sigma^*}}{x_{2\Sigma^*} + x_{0\Sigma^*}} \cdot I_B = -0,474 \cdot \frac{1,616}{1,616 + 0,983} \cdot 2,510 = -1,75 \text{ кА.}$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{K1} = \underline{U}_{K2} = \underline{U}_{K0} &= \underline{I}_{K1^*} \cdot j \frac{x_{2\Sigma^*} \cdot x_{0\Sigma^*}}{x_{2\Sigma^*} + x_{0\Sigma^*}} \cdot U_B = 0,474 \cdot j \frac{1,616 \cdot 0,983}{1,616 + 0,983} \cdot 230 = \\ &= j66,7 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

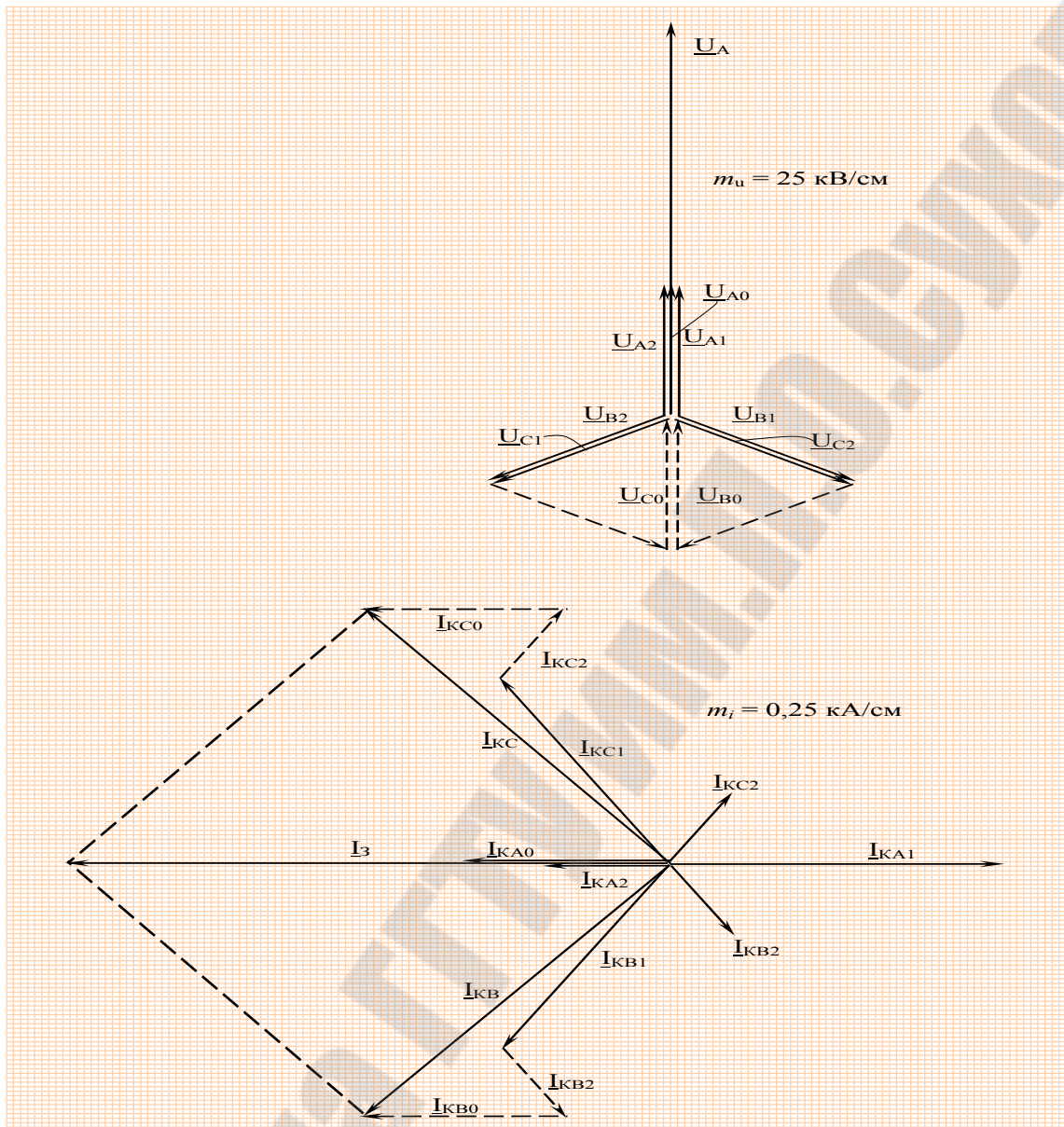


Рис. 21 – Векторная диаграмма токов и напряжений при двухфазном КЗ на землю

12. Расчет обрыва одной фазы. Построение векторных диаграмм токов и напряжений

Составляем схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей (рисунок 22), начиная от места повреждения, и определяем результирующее сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности. Определение значений сопротивлений и ЭДС в относительных единицах при приближенном приведении было проведено в п. 4 и п. 6.

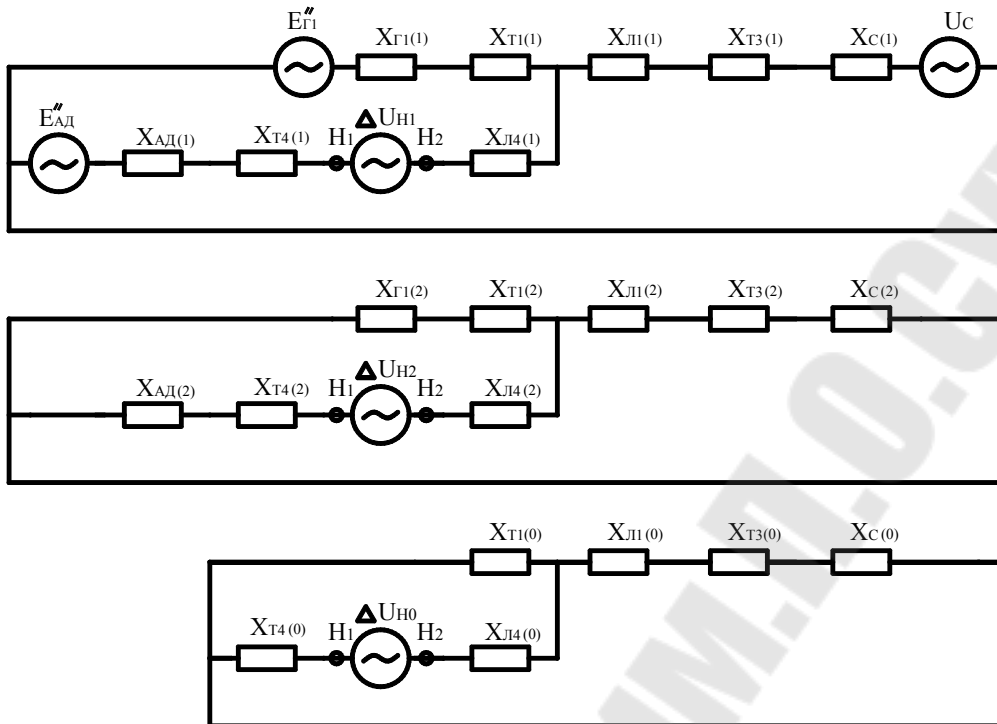


Рис. 22 – Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при обрыве одной фазы

Преобразуем схемы замещения (рис. 23).

$$x_{1(1)*} = x_{Г1(1)*} + x_{Т1(1)*} = 1,98 + 0,92 = 2,90 .$$

$$x_{2(1)*} = x_{Л1(1)*} + x_{Т3(1)*} + x_{С(1)*} = 1,172 + 1,1 + 0,909 = 3,181 .$$

$$x_{3(1)*} = x_{Т4(1)*} + x_{АД(1)*} = 3,594 + 18,3 = 21,894 .$$

$$x_{1(2)*} = x_{Г1(2)*} + x_{Т1(2)*} = 2,124 + 0,92 = 3,044 .$$

$$x_{2(2)*} = x_{Л1(2)*} + x_{Т3(2)*} + x_{С(2)*} = 1,172 + 1,1 + 0,909 = 3,181 .$$

$$x_{3(2)*} = x_{Т4(2)*} + x_{АД(2)*} = 3,594 + 18,3 = 21,894 .$$

$$x_{1(0)*} = x_{Т1(0)*} = 0,92$$

$$x_{2(0)*} = x_{Л1(0)*} + x_{Т3(0)*} + x_{С(0)*} = 3,516 + 1,1 + 0,909 = 5,525 .$$

$$x_{3(0)*} = x_{Т4(0)*} = 3,594 .$$

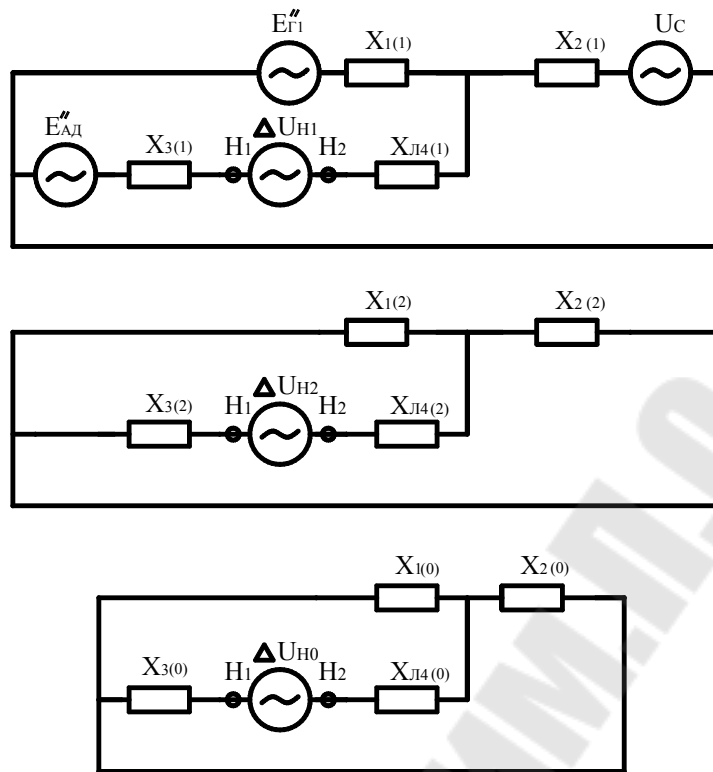


Рис. 23 – Преобразование схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

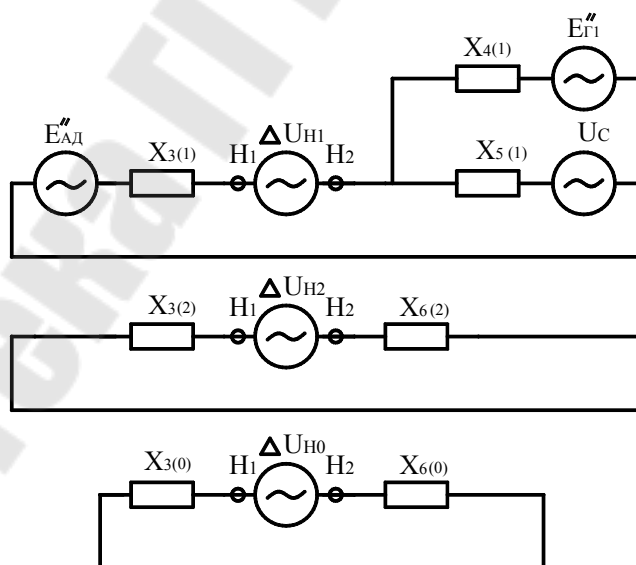


Рис. 24 – Преобразование схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

$$x_{4(1)*} = 3,262 \cdot x_{5(1)*} = 3,577 \text{ (определены в п.4).}$$

$$x_{6(2)*} = x_{Л4(2)*} + \frac{x_{1(2)*} \cdot x_{2(2)*}}{x_{1(2)*} + x_{2(2)*}} = 0,189 + \frac{3,044 \cdot 3,181}{3,044 + 3,181} = 1,744 .$$

$$x_{6(0)*} = x_{Л4(0)*} + \frac{x_{1(0)*} \cdot x_{2(0)*}}{x_{1(0)*} + x_{2(0)*}} = 0,567 + \frac{0,92 \cdot 5,525}{0,92 + 5,525} = 1,356 .$$

Объединим генератор Г1 и систему С в эквивалентный источник. Такая замена, например, в [2] рассматривается как неправомерная, однако она существенно облегчает дальнейшее решение и к тому же, и это можно показать, не влияет на конечный результат.

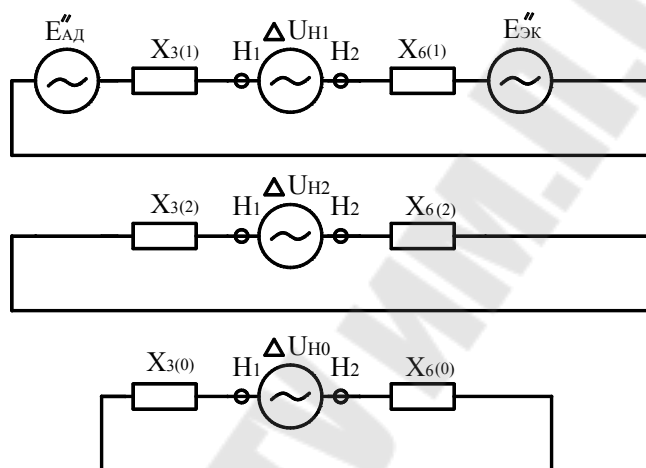


Рис. 25 – Преобразование схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

$$E''_{эк*} = \frac{E''_{Г1*} \cdot x_{5(1)*} + U_{C*} \cdot x_{4(1)*}}{x_{4(1)*} + x_{5(1)*}} = \frac{1,096 \cdot 3,577 + 1 \cdot 3,262}{3,262 + 3,577} = 1,050 .$$

$$x_{6(1)*} = \frac{x_{4(1)*} \cdot x_{5(1)*}}{x_{4(1)*} + x_{5(1)*}} = \frac{3,262 \cdot 3,577}{3,262 + 3,577} = 1,706 .$$

Результирующие сопротивления по отдельным последовательностям:

$$x_{1\Sigma*} = x_{3(1)*} + x_{6(1)*} = 21,894 + 1,706 = 23,6$$

$$x_{2\Sigma*} = x_{3(2)*} + x_{6(2)*} = 21,894 + 1,744 = 23,638$$

$$x_{0\Sigma*} = x_{3(0)*} + x_{6(0)*} = 3,594 + 1,356 = 4,95 .$$

При нахождении результирующей ЭДС рассмотрим наиболее тяжелое по току условие, когда напряжения подключаемых источников находятся в противофазе.

$$E''_{1\Sigma*} = E''_{эк*} + E''_{Ад*} = 1,050 + 0,9 = 1,950 .$$

Тогда ток прямой последовательности:

$$I_{n1*} = \frac{E_{1\Sigma*}}{x_{1\Sigma*} + x_{\Delta*}^1} = \frac{1,950}{23,6 + 4,093} = 0,070, \quad I_{n1} = I_{n1*} \cdot I_B = 0,070 \cdot 2,510 = 0,18 \text{ кА.}$$

$$\text{Где } x_{\Delta*}^1 = \frac{x_{2\Sigma*} \cdot x_{0\Sigma*}}{x_{2\Sigma*} + x_{0\Sigma*}} = \frac{23,638 \cdot 4,95}{23,638 + 4,95} = 4,093$$

Полный ток в неповрежденных фазах:

$$I_{n*}^1 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma*} \cdot x_{0\Sigma*}}{(x_{2\Sigma*} + x_{0\Sigma*})^2}} \cdot I_{n1*} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{23,638 \cdot 4,95}{(23,638 + 4,95)^2}} \cdot 0,070 = 0,112.$$

$$I_n^1 = I_{n*}^1 \cdot I_B = 0,112 \cdot 2,510 = 0,28 \text{ кА.}$$

Строим векторные диаграммы. Для этого предварительно определим некоторые параметры (расчет ведем в о.е.). Предположим, что поврежденная фаза – А.

$$I_{n2}^1 = -I_{n1*}^1 \cdot \frac{x_{\Delta*}^1}{x_{2\Sigma*}} \cdot I_B = -0,070 \cdot \frac{4,093}{23,638} \cdot 2,510 = -0,030 \text{ кА.}$$

$$I_{n0}^1 = -I_{n1*}^1 \cdot \frac{x_{\Delta*}^1}{x_{0\Sigma*}} \cdot I_B = -0,070 \cdot \frac{4,093}{4,95} \cdot 2,510 = -0,146 \text{ кА.}$$

Напряжение прямой, обратной и нулевой последовательности:

точки Н1:

$$U_{1H1} = (E_{A1}'' - x_{3(1)*} \cdot I_{n1*}^1) \cdot U_B = (0,9 - 21,894 \cdot 0,070) \cdot 230 = -148,4 \text{ кВ.}$$

$$U_{2H1} = -x_{3(2)*} \cdot I_{n2*}^1 \cdot U_B = -21,984 \cdot (-0,012) \cdot 230 = 60,7 \text{ кВ.}$$

$$U_{0H1} = -x_{3(0)*} \cdot I_{n0*}^1 \cdot U_B = -3,594 \cdot (-0,058) \cdot 230 = 47,8 \text{ кВ.}$$

точки Н2:

$$U_{1H2} = (-E_{\text{эк}} + x_{6(1)*} \cdot I_{n1*}^1) \cdot U_B = (-1,050 + 1,706 \cdot 0,070) \cdot 230 = -214,1 \text{ кВ.}$$

$$U_{2H2} = x_{6(2)*} \cdot I_{n2*}^1 \cdot U_B = 1,744 \cdot (-0,012) \cdot 230 = -4,8 \text{ кВ.}$$

$$U_{0H2} = x_{6(0)*} \cdot I_{n0*}^1 \cdot U_B = 1,356 \cdot (-0,058) \cdot 230 = -18,0 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n1} = U_{1H1} - U_{1H2} = -148,4 - (-214,1) = 65,7 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n2} = U_{2H1} - U_{2H2} = 60,7 - (-4,8) = 65,6 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n0} = U_{0H1} - U_{0H2} = 47,8 - (-18,0) = 65,8 \text{ кВ.}$$

$$\text{Проверка: } \Delta U_{n1} = \Delta U_{n2} = \Delta U_{n0} = x_{\Delta*}^1 \cdot I_{n1*}^1 \cdot U_B = 4,093 \cdot 0,070 \cdot 230 = 65,8 \text{ кВ.}$$

Строим векторные диаграммы токов и напряжений (рисунок 26).

Как видно из векторной диаграммы вектор напряжения \underline{U}_{BC} одинаков как для точки Н1, так и для точки Н2, как и должно быть при обрыве фазы А.

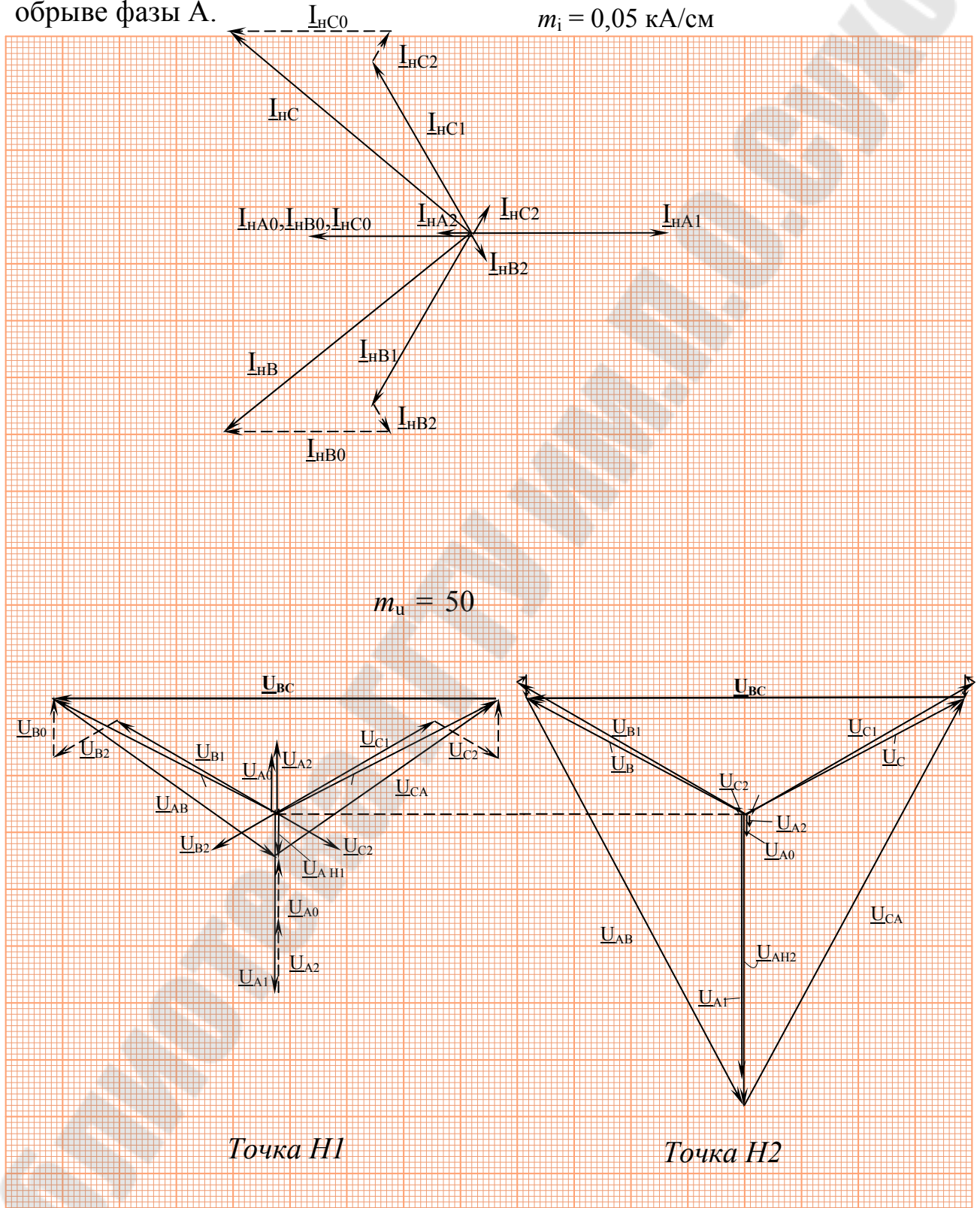


Рис. 26. Векторные диаграммы при обрыве одной фазы

9. Расчет токов и напряжений при обрыве двух фаз. Построение векторных диаграмм токов и напряжений

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности совпадают с теми, что были построены в п. 8 (рисунки 22 - 25). Там же были определены результирующие сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности.

Тогда ток прямой последовательности при обрыве двух фаз.

$$I_{n1*} = \frac{E_{1\Sigma*}}{x_{1\Sigma*} + x_{\Delta*}^2} = \frac{1,950}{23,6 + 28,588} = 0,037,$$

$$\text{где } x_{\Delta*}^2 = x_{2\Sigma*} + x_{0\Sigma*} = 23,638 + 4,95 = 28,588$$

Полный ток в неповрежденной фазе:

$$I_n^2 = 3 \cdot I_{n1*} = 3 \cdot 0,037 = 0,111.$$

$$I_n^2 = I_n^2 \cdot I_B = 0,111 \cdot 2,510 = 0,28 \text{ кА.}$$

Строим векторные диаграммы. Для этого предварительно определим некоторые параметры (расчет ведем в о.е.). Предположим, что неповрежденная фаза – А.

$$\underline{I}_{n1*}^2 = \underline{I}_{n2*}^2 = \underline{I}_{n0*}^2 = 0,037.$$

Напряжение прямой, обратной и нулевой последовательности:

точки Н1:

$$U_{1H1} = (E_{AD*}'' - x_{3(1)*} \cdot I_{n1*}^2) \cdot U_B = (0,9 - 21,894 \cdot 0,037) \cdot 230 = 20,7 \text{ кВ.}$$

$$U_{2H1} = -x_{3(2)*} \cdot I_{n2*}^2 \cdot U_B = -21,894 \cdot 0,037 \cdot 230 = -186,3 \text{ кВ.}$$

$$U_{0H1} = -x_{3(0)*} \cdot I_{n0*}^2 \cdot U_B = -3,594 \cdot 0,037 \cdot 230 = -30,6 \text{ кВ.}$$

точки Н2:

$$U_{1H2} = (-E_{эк*} + x_{6(1)*} \cdot I_{n1*}^2) \cdot U_B = (-1,050 + 1,706 \cdot 0,037) \cdot 230 = -222,4 \text{ кВ.}$$

$$U_{2H2} = x_{6(2)*} \cdot I_{n2*}^2 \cdot U_B = 1,744 \cdot 0,037 \cdot 230 = 15,0 \text{ кВ.}$$

$$U_{0H2} = x_{6(0)*} \cdot I_{n0*}^2 \cdot U_B = 1,356 \cdot 0,037 \cdot 230 = 11,5 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n1} = U_{1H1} - U_{1H2} = 20,7 - (-222,4) = 243,1 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n2} = U_{2H1} - U_{2H2} = -186,3 - 15,0 = -201,3 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{n0} = U_{0H1} - U_{0H2} = -30,6 - 11,5 = -42,1 \text{ кВ.}$$

$$\text{Проверка: } \Delta U_{n1} = 243,1 \text{ кВ} \approx -(\Delta U_{n2} + \Delta U_{n0}) = -(-201,3 - 42,1) = 243,4 \text{ кВ.}$$

Строим векторные диаграммы токов и напряжений (рисунок 27).

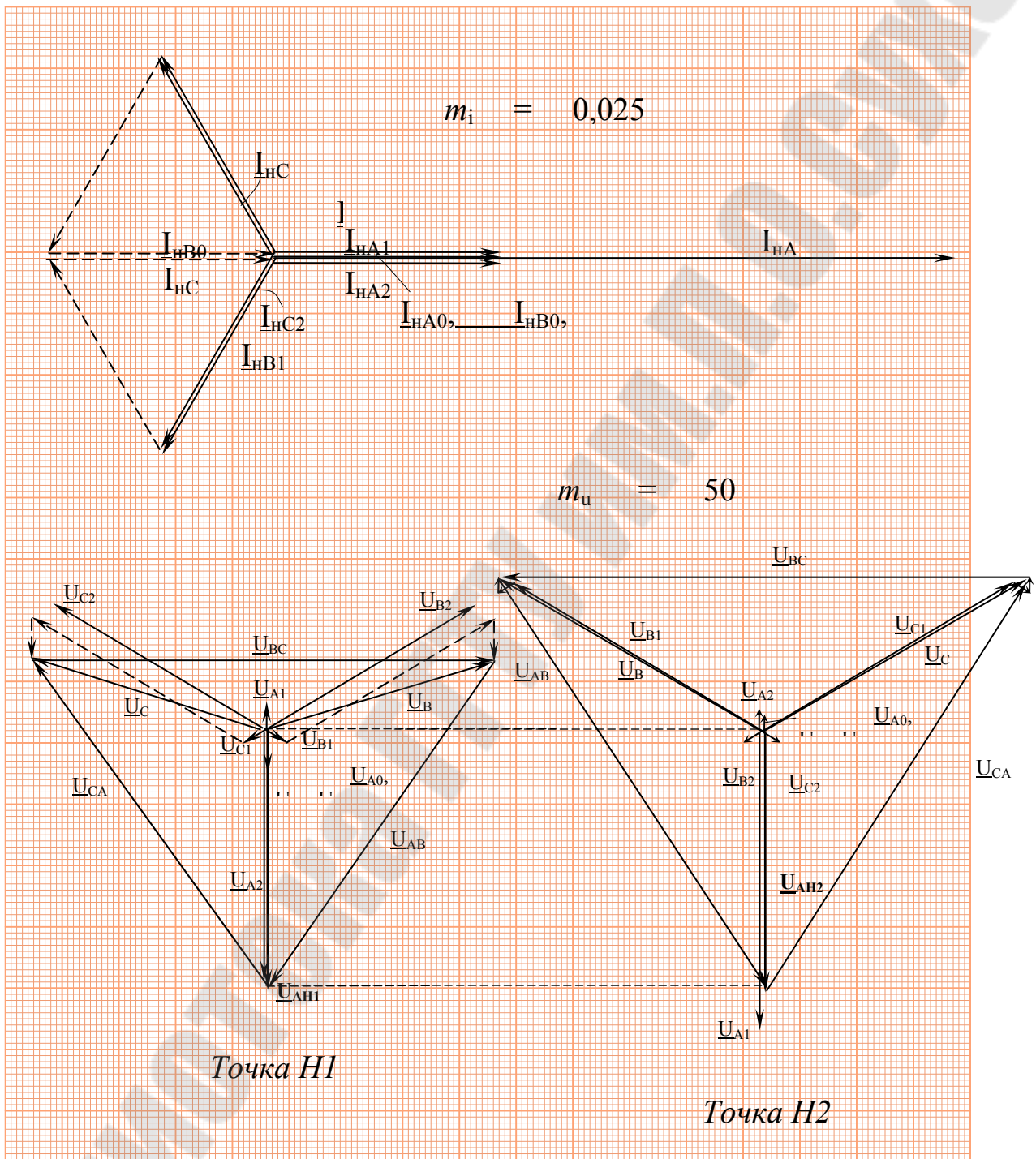


Рис. 27. Векторные диаграммы при обрыве двух фаз

8. Методические указания и расчетные схемы к выполнению домашних заданий

Перечень вопросов, решаемых при расчетах

Практическое руководство содержит описание конкретных заданий, а также большое количество индивидуальных схем и вариантов для расчетов переходных процессов.

В работе предлагается выполнить следующие задания:

1. Расчет сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя точное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах;
2. Расчет сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах;
3. Расчет сверхпереходного и ударного токов трехфазного короткого замыкания, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах;
4. Расчет сверхпереходного и ударного токов двухфазного короткого замыкания, построение векторных диаграмм токов и напряжений;
5. Расчет сверхпереходного и ударного токов однофазного короткого замыкания, построение векторных диаграмм токов и напряжений;
6. Расчет сверхпереходного и ударного токов двухфазного короткого замыкания на землю, построение векторных диаграмм токов и напряжений;
7. Расчет сверхпереходного и ударного токов трехфазного и двухфазного короткого замыкания в распределительной сети напряжением 6-10 кВ;
8. Расчет сверхпереходного и ударного токов трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ в распределительной сети напряжением 0,4 кВ;
9. Расчет на ЭВМ сверхпереходного и ударного токов трехфазного, двухфазного КЗ в распределительной сети напряжением 0,4 кВ;

В заданиях на домашнюю работу представлены расчетные схемы электрических соединений для расчета электромагнитных переходных процессов, а также технические данные элементов расчетных схем: генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов, линий, нагрузок, системы, двигателей, реакторов.

Преподаватель должен выдать студенту вариант задания, соответствующий двум последним цифрам зачетной книжки. Например, №68 соответствует расчетной схеме № 8 (N1); по номеру 6(N2) выбирается точка повреждения.

Объем домашней работы составляет 25-30 страниц с приложением векторных диаграмм токов и напряжений, построенных в масштабе в соответствии с расчетами, а также перечнем использованной литературы, составленным в соответствии с требованиями ЕСКД.

1. Расчет токов трехфазного КЗ, используя точное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах, выполняется в следующем порядке:

1. Составляется схема замещения, не учитывая в расчетной схеме нагрузки, не присоединенные к точке КЗ;
2. Вычисляются величины сопротивлений и ЭДС и осуществляется приведение их к ступени напряжения места повреждения с учетом действительных коэффициентов трансформации;
3. Преобразовывается схема замещения к точке КЗ;
4. Определяется сверхпереходный ток трехфазного КЗ в месте КЗ;
5. Определяется ударный ток трехфазного КЗ.
6. ЭДС генератора определяется при номинальных условиях по формуле:

$$E'' \approx U_n + \sqrt{3} \cdot I_n \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_n, \text{ кВ.} \quad (1)$$

7. Сверхпереходный ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$I''_{кз} = E'' / \sqrt{3} x''_{рез}, \text{ кА.} \quad (2)$$

8. Ударный ток КЗ замыкания определяется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{кз}, \text{ кА.} \quad (3)$$

2. Расчет токов трехфазного КЗ, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в именованных единицах, выполняется в следующем порядке:

1. Составляется схема замещения, не учитывая в расчетной схеме нагрузки, не присоединенные к точке КЗ;
2. Вычисляются величины сопротивлений и ЭДС и осуществляется приведение их к ступени напряжения места повреждения с учетом коэффициентов трансформации, найденных как отношение средних номинальных напряжений;
3. Преобразовывается схема замещения к точке КЗ;

4. Определяется периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;
5. Определяется ударный ток трехфазного КЗ.
6. Шкала средних номинальных напряжений: 340; 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,4; 0,23 кВ.
7. ЭДС генератора определяется при номинальных условиях по формуле (1).
8. Сверхпереходный ток в месте КЗ определяется по формуле (2).
9. Ударный ток КЗ определяется по формуле (3).

3. Расчет токов трехфазного КЗ, используя приближенное приведение элементов схемы замещения в относительных единицах, выполняется в следующем порядке:

1. Составляется схема замещения, не учитывая в расчетной схеме нагрузки, не присоединенные к точке КЗ;
2. Выбираются базисные условия;
3. Производится приведение значений сопротивлений и ЭДС схемы замещения к базисным условиям;
4. Производится преобразование схемы замещения;
5. Определяется периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;
6. Определяется ударный ток трехфазного КЗ.
7. ЭДС генератора определяется при номинальных условиях по формуле:

$$a. E_{e*}'' \approx (U_{H*} + I_{H*} \cdot x_{*d}'' \cdot \sin \varphi_H) , \text{ ОЕ.}$$

8. Начальное значение сверхпереходного тока в месте КЗ определяется по формуле:

$$a. I_{K3}'' = E_{*}'' / x_{*}'' \cdot I_B, \text{ кА.}$$

9. Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле (3):

4. Расчет тока двухфазного КЗ, построение векторных диаграмм токов и напряжений следует выполнять в следующем порядке:

1. Составляются схемы замещения прямой и обратной последовательности и определяются результирующие сопротивления прямой и обратной последовательности $x_{1\Sigma}$ и $x_{2\Sigma}$
2. Определяется ток прямой последовательности:

$$I_{k1} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} ;$$

3. Определяется полный ток двухфазного КЗ:

$$I_{\kappa}^2 = \sqrt{3} \cdot I_{k1};$$

4. Определяется ударный ток двухфазного КЗ;
5. Используя найденные значения I_{k1} , $x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, строим векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ.
6. Расчет можно проводить как в именованных, так и в относительных единицах, используя точное или приближенное приведение.

5. Расчет тока однофазного КЗ, построение векторных диаграмм токов и напряжений следует выполнять в следующем порядке:

1. Составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, начиная от места повреждения и определяется результирующие сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности $x_{1\Sigma}$; $x_{2\Sigma}$ $x_{0\Sigma}$;
2. Определяется ток прямой последовательности:

$$I_{k1} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$

3. Определяется абсолютное значение тока однофазного КЗ:

$$I_{\kappa}^1 = 3 \cdot I_{k1};$$

4. Определяется ударный тока однофазного КЗ;
5. Используя найденные значения I_{k1} , $x_{1\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, строим векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ.
6. Расчет можно проводить как в именованных, так и в относительных единицах, используя приближенное приведение.

6. Расчет тока двухфазного КЗ на землю, построение векторных диаграмм токов и напряжений следует выполнять в следующем порядке:

1. Составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, начиная от места повреждения и определение результирующих сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательности $x_{1\Sigma}$; $x_{2\Sigma}$ $x_{0\Sigma}$;
2. Определяется ток прямой последовательности:

$$I_{k1} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}};$$

3. Определяется полный тока двухфазного КЗ на землю:

$$I_{\kappa}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} \cdot I_{k1};$$

4. Определяется ударный ток двухфазного КЗ на землю;
5. Используя найденные значения I_{k1} , $x_{1\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, строим векторные диаграммы токов и напряжений для места КЗ.

Расчет можно проводить как в именованных, так и в относительных единицах, используя приближенное приведение.

Результаты расчетов токов КЗ, ударных токов по пунктам 1-6 свести в таблицу и произвести анализ величин токов КЗ при различных методах расчетов и видах КЗ.

Задания на расчетную работу по курсу «Электромагнитные переходные процессы» (Пункты 1-5). (Задания подготовлены доц. Токочаковым В.И.)

Номер схемы соответствует последнему номеру зачетной книжки (N1).

Номер задания соответствует предпоследнему номеру зачетной книжки (N2).

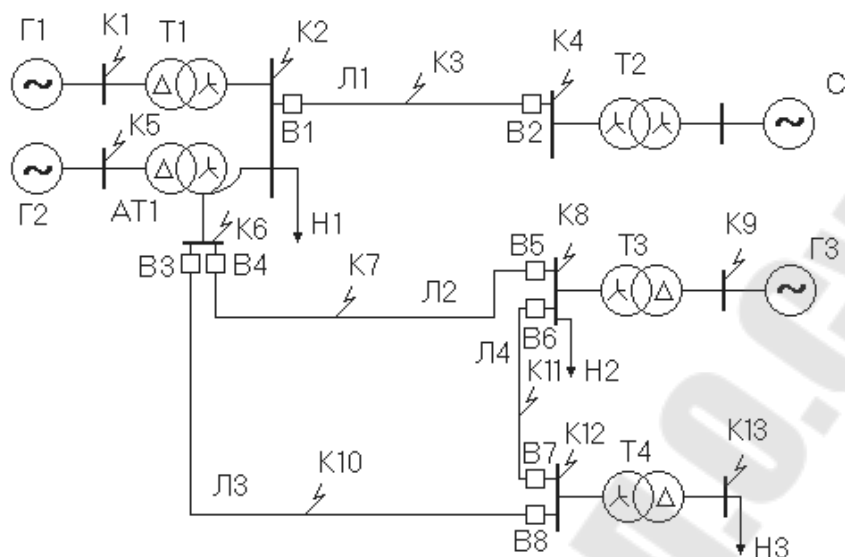


Схема 1.

Исходные данные к схеме 1

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
ТГ1	$P_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85; x_d'' = 0,136; x_2 = 0,166$									
ТГ2	$P_{\text{НОМ}} = 110 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85; x_d'' = 0,189; x_2 = 0,23$									
ТГ3	$P_{\text{НОМ}} = 32 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,8; x_d'' = 0,143; x_2 = 0,174$									
АТ1	$S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ МВА}; U_{\text{к(в-с)}} = 11 \%; U_{\text{к(в-н)}} = 32 \%; U_{\text{к(с-н)}} = 20 \%; K_T = 11/121/230$									
Т1	$S_{\text{НОМ}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 10,5/242 \text{ кВ}$									
Т2	$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 230/121 \text{ кВ}$									
Т3	$S_{\text{НОМ}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 121/6,3 \text{ кВ}$									
Т4	$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 115/11 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 120 \text{ км}; L_2 = 60 \text{ км}; L_3 = 100 \text{ км}; L_4 = 70 \text{ км}$									
Н1 Н2	$P_H = 40 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,75; P_H = 20 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,82$									
С	$S_{\text{кз}} = 1200 \text{ МВА}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	К2 (Л2-)	К3 (Л3-)	К4	К6	К 8	К11 (Л3-)	К10 (Л2-)	К4 (Л3-)	К12 (Л3-)	К12 (Л2-)

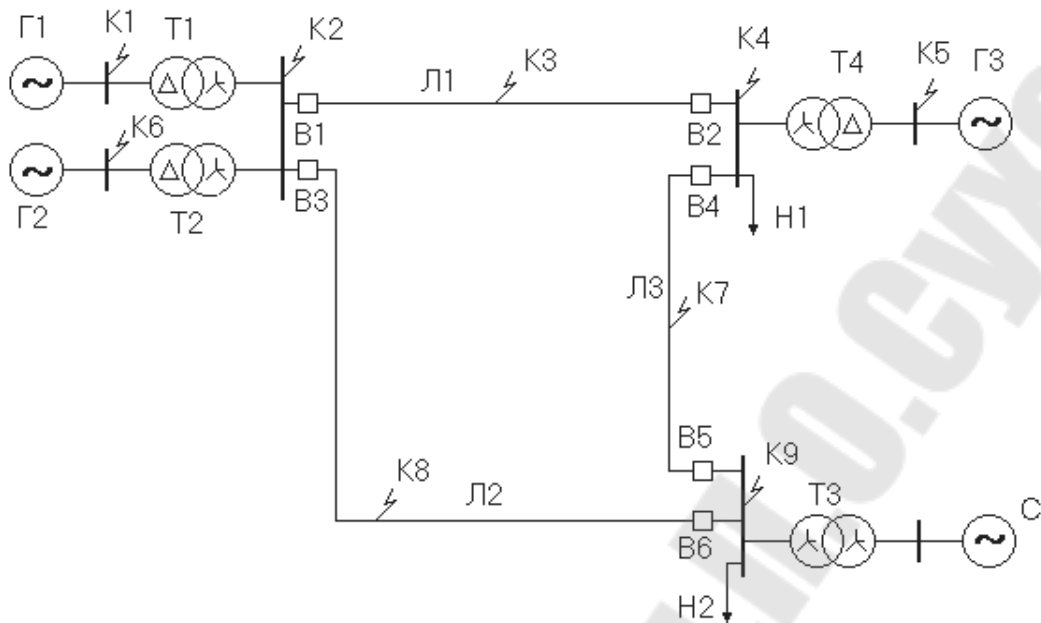


Схема 2

Исходные данные к схеме 2

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач
Г1	$P_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,8; x_d'' = 0,13; x_2 = 0,159$
Г2	$P_{\text{НОМ}} = 160 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 18 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85; x_d'' = 0,213; x_2 = 0,25$
Г3	$P_{\text{НОМ}} = 22 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,8; x_d'' = 0,21; x_2 = 0,231$
Т1	$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 10,5/230 \text{ кВ}$
Т2	$S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ МВА}; U_k = 12,5 \%; K_T = 230/18 \text{ кВ}$
Т3	$S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 121/242 \text{ кВ}$
Т4	$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 230/6,3 \text{ кВ}$
Л1-Л3	$L_1 = 200 \text{ км}; L_2 = 170 \text{ км}; L_3 = 110 \text{ км}$
Н1- Н2	$P_{\text{Н1}} = 95 \text{ МВт}; \cos\varphi_{\text{Н1}} = 0,77; P_{\text{Н2}} = 74 \text{ МВт}; \cos\varphi_{\text{Н}} = 0,81$
С	$S_{\text{к3}} = 1000 \text{ МВА}$

Вариант задания N2	4	5	6	7	8	9	0			
Точка К3	К2	К4	К9	К8 (Л1-)	К7 (Л1-)	К8 (Л3-)	К9 (Л2-)	К3 (Л2-)	К7 (Л2-)	К2 (Л2-)

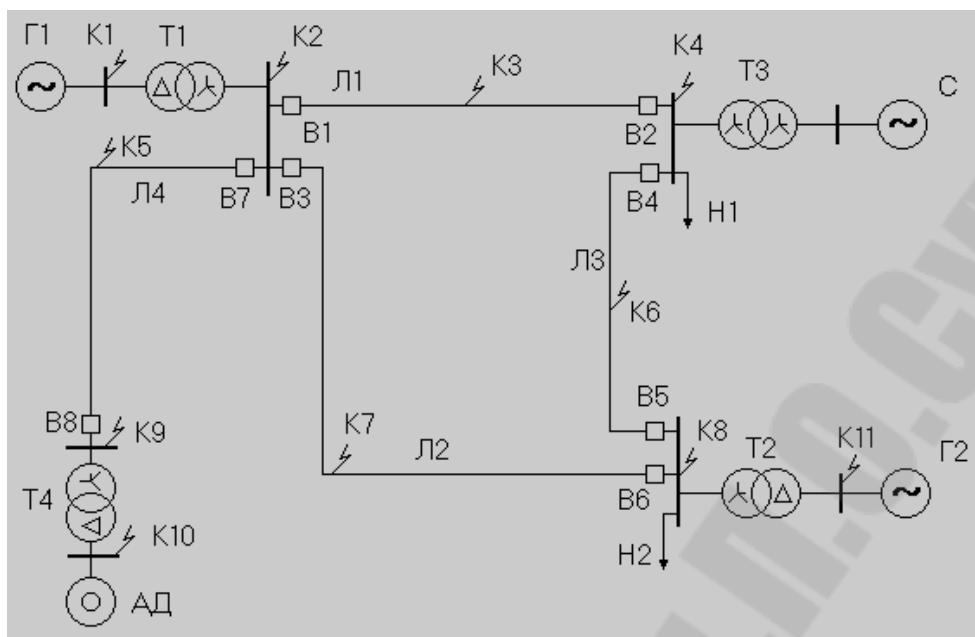


Схема 3

Исходные данные к схеме 3

Обозначение	Технические данные оборудования									
ГГ1	$P_{\text{ном}}=100 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9; x_d''=0,22; x_2 = 0,236$									
ГГ2	$P_{\text{ном}}= 63 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d''=0,153; x_2 = 0,186$									
Т1	$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 13,8/240 \text{ кВ}$									
Т2	$S_{\text{ном}} = 100 \text{ МВА}; U_k = 12,5 \%; K_T = 242/10,5 \text{ кВ}$									
Т3	$S_{\text{ном}} = 100 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 121/230 \text{ кВ}$									
Т4	$S_{\text{ном}} = 32 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 220/6,3 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 155 \text{ км}; L_2 = 124 \text{ км}; L_3 = 116 \text{ км}; L_4 = 25 \text{ км}$									
Н1	$P_H = 60 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,79$									
Н2	$P_H = 43 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,83$									
С	$S_{\text{кз}} = 1100 \text{ МВА}$									
АД1	$P_{\text{ном}} = 8000 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; \eta=97,6 \%; \cos\varphi_H = 0,9; i_n = 6$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	К2	К3 (Л2-)	К4	К6 (Л2-)	К7 (Л3-)	К8	К5	К9	К9 (Л3-)	К4 (Л2-)

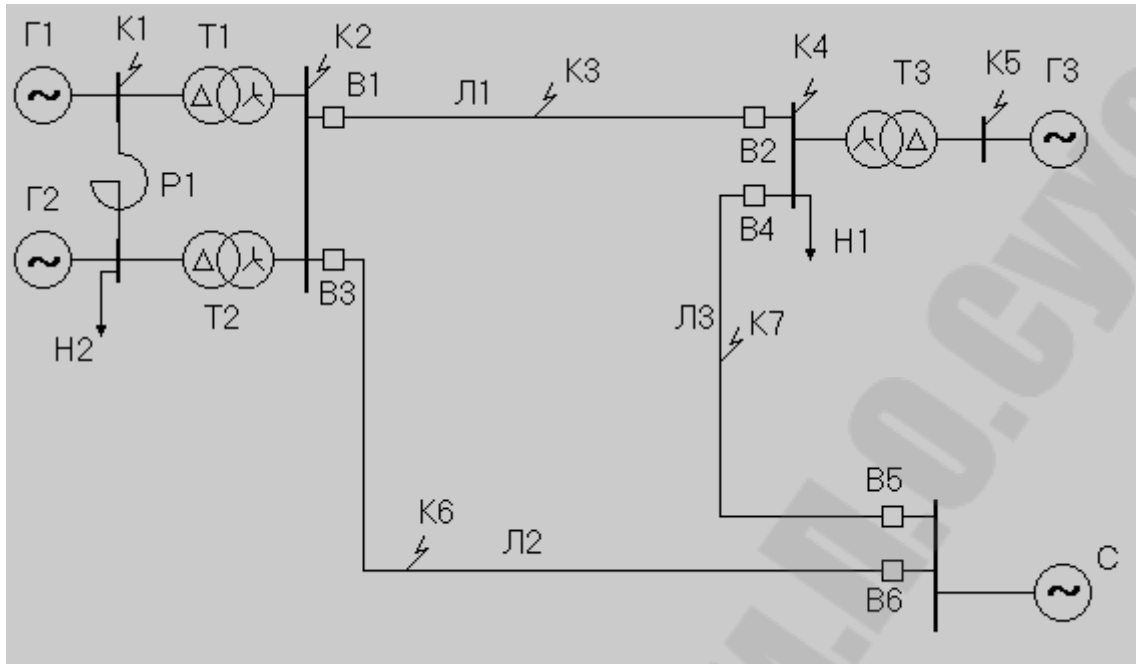
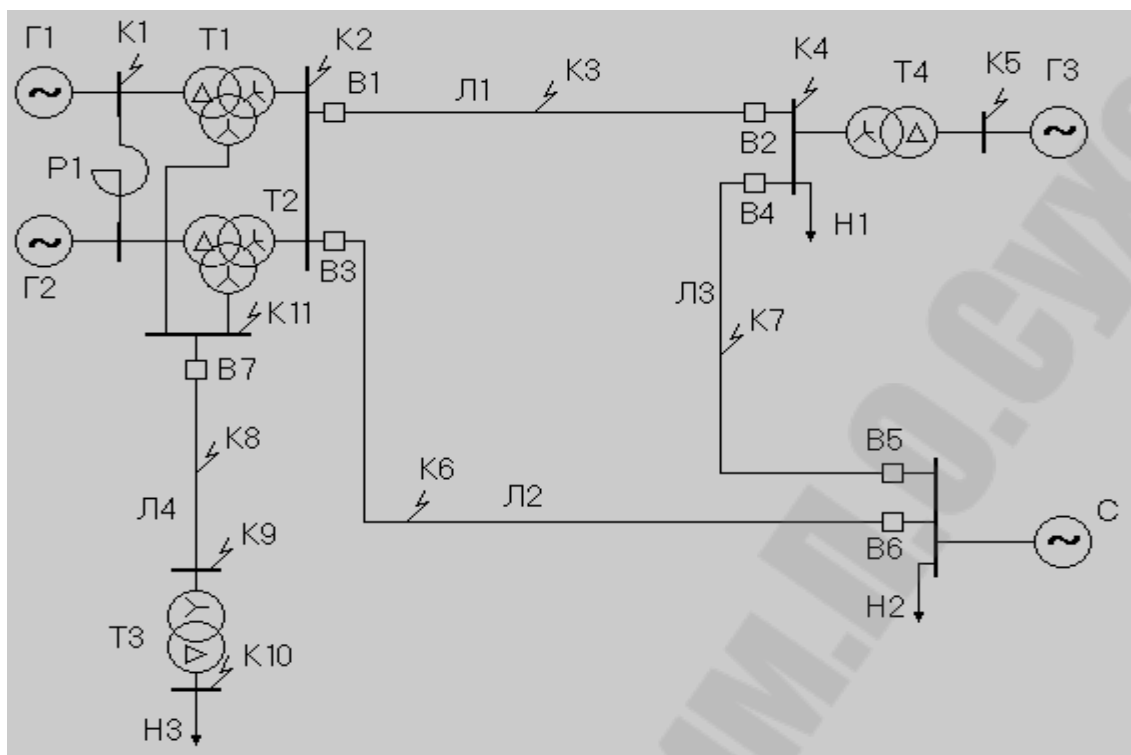


Схема 4.

Исходные данные к схеме 4

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
ТГ1, ТГ2	$P_{\text{ном}}=200 \text{ МВт}; U_{\text{ном}}=15,75 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}}=0,85; x''_d=0,19; x_2=0,232$									
ТГ3	$P_{\text{ном}}=110 \text{ МВт}; U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}}=0,8; x''_d=0,189; x_2=0,23$									
Т1, Т2	$S_{\text{ном}}=250 \text{ МВА}; U_k=11,5\%; K_T=15,75/350 \text{ кВ}$									
Т3	$S_{\text{ном}}=160 \text{ МВА}; U_k=11\%; K_T=347/10,5 \text{ кВ}$									
Л1-Л3	$L_1=315 \text{ км}; L_2=224 \text{ км}; L_3=152 \text{ км}$									
Н1	$P_H=125 \text{ МВт}; \cos\varphi_H=0,73$									
Н2	$P_H=20 \text{ МВт}; \cos\varphi_H=0,86$									
С	$S_{K3}=2000 \text{ МВА}$									
Р1	$U_{\text{ном}}=20 \text{ кВ}; I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}; x_{\text{ном}}=0,25 \text{ Ом}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка К3	К2	К3 (Л2-)	К4	К6 (Л3-)	К7 (Л2-)	К2 (Л3-)	К4 (Л2-)	К4 (Л3-)	К6 (Л1-)	К7 (Л1-)



Исходные данные к схеме 5

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
ТГ1, ТГ2	$P_{\text{ном}}=32 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d''=0,153; x_2 = 0,187$									
ТГ3	$P_{\text{ном}}=63 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d''=0,153; x_2 = 0,186$									
Т1, Т2	$S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}; U_{k(b-c)}=11 \%; U_{k(b-h)}=18,5 \%; U_{k(c-h)}=7 \%; K_T = 11/38,5/121 \text{ кВ}$									
Т3	$S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВА}; U_k = 7,5 \%; K_T = 35/6,3 \text{ кВ}$									
Т4	$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 115/10,5 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 200 \text{ км}; L_2 = 185 \text{ км}; L_3 = 150 \text{ км}; L_4 = 20 \text{ км}$									
Н1	$P_H = 85 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,75$									
Н2	$P_H = 18 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,88$									
Н3	$P_H = 10 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,77$									
С	$S_{K3} = 770 \text{ МВА}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	К2	К3 (Л2-)	К4	К6 (Л3-)	К7 (Л2-)	К2 (Л3-)	К4 (Л2-)	К4 (Л3-)	К6 (Л1-)	К7 (Л1-)

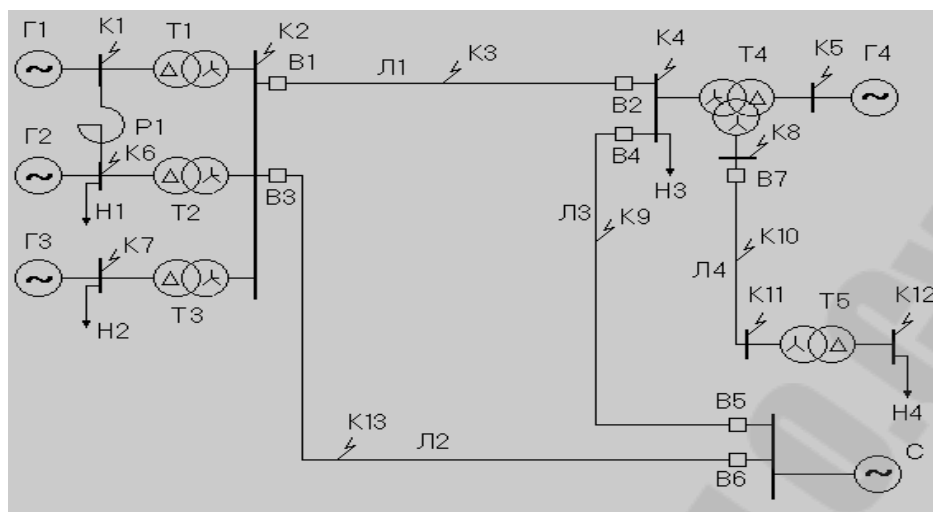


Схема 6 Исходные данные к схеме 6

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач
ТГ1, ТГ2	$P_{\text{НОМ}}=63 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,8; x_d''=0,136; x_2 = 0,166$
ТГ3	$P_{\text{НОМ}}=110 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,8; x_d''=0,189; x_2 = 0,23$
ГГ4	$P_{\text{НОМ}}=25 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}}=10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85; x_d''=0,18; x_2 = 0,196$
Т1, Т2	$S_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 10,5/242 \text{ кВ}$
Т3	$S_{\text{НОМ}} = 160 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 230/10,5 \text{ кВ}$
Т4	$S_{\text{НОМ}}=40 \text{ МВА}; U_{k(\text{В-С})} = 11 \%; U_{k(\text{В-Н})} = 22 \%; U_{k(\text{С-Н})} = 9,5 \%; K_T = 11/38,5/230 \text{ кВ}$
Т5	$S_{\text{НОМ}} = 10 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 35/10,5 \text{ кВ}$
Л1-Л3	$L_1 = 110 \text{ км}; L_2 = 160 \text{ км}; L_3 = 208 \text{ км}$
Н1	$P_H = 15 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,73$
Н2	$P_H = 8 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,86$
Н3	$P_H = 132 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,73$
Н4	$P_H = 6 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,86$
С	$S_{K3} = 1300 \text{ МВА}$
Р1	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}; x_{\text{НОМ}} = 0,18 \text{ Ом}$

Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка К3	К2	К3 (Л2-)	К4	К9 (Л3-)	К13 (Л3-)	К2 (Л3-)	К4 (Л2-)	К4 (Л3-)	К13 (Л1-)	К7 (Л3-)

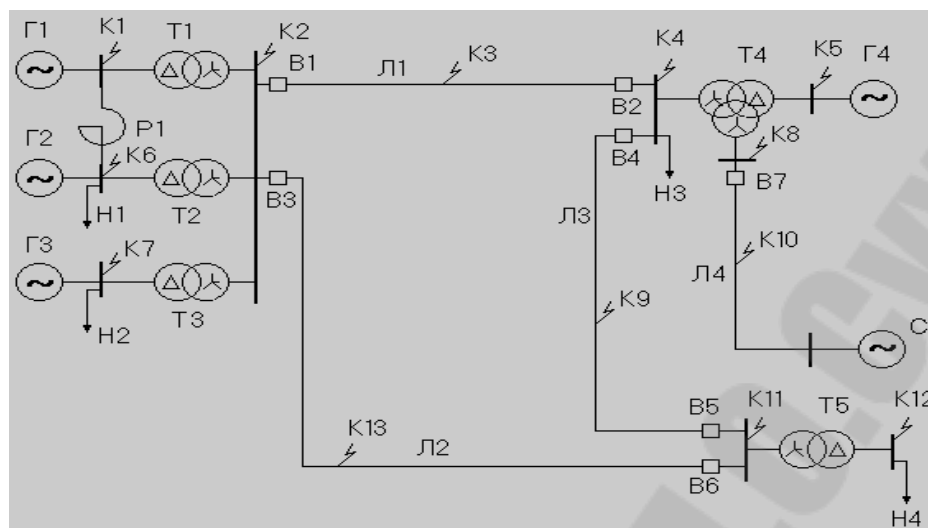


Схема 7

Исходные данные к схеме 7

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
ГГ1, ГГ2	$P_{\text{ном}} = 15 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d'' = 0,27; x_2 = 0,273$									
ГГ3	$P_{\text{ном}} = 40 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d'' = 0,16; x_2 = 0,187$									
ГГ4	$P_{\text{ном}} = 25 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d'' = 0,131; x_2 = 0,16$									
T1, T2	$S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 10,5/121 \text{ кВ}$									
T3	$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 121/10,5 \text{ кВ}$									
T4	$S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА}; U_{k(\text{B-C})} = 11 \%; U_{k(\text{B-H})} = 22 \%; U_{k(\text{C-H})} = 9,5 \%; K_T = 11/38,5/121 \text{ кВ}$									
T5	$S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 121/10,5 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 114 \text{ км}; L_2 = 125 \text{ км}; L_3 = 70 \text{ км}; L_4 = 25 \text{ км}$									
H1	$P_H = 2 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,73$									
H2	$P_H = 5 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,86$									
H3	$P_H = 80 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,75$									
H4	$P_H = 9 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,87$									
C	$S_{\text{кз}} = 720 \text{ МВА}$									
P1	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; x_{\text{ном}} = 0,22 \text{ Ом}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка короткого замыкания	K2	K3 (Л2-)	K4	K9 (Л1-)	K11	K13 (Л3-)	K4 (Л2-)	K4 (Л3-)	K11 (Л1-)	K11 (Л2-)

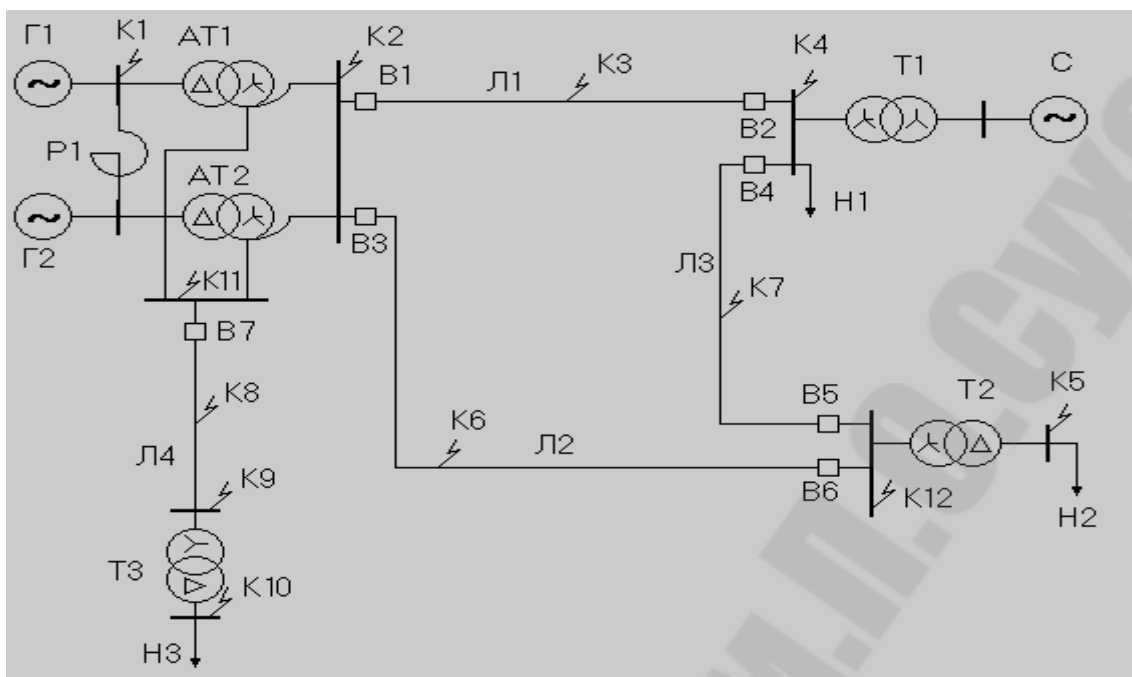


Схема 8

Исходные данные к схеме 8

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
Г1, Г2	$P_{\text{ном}}=63 \text{ МВт}; U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; x_d''=0,203; x_2 = 0,248$									
АТ1, АТ2	$S_{\text{ном}}=125\text{МВА}; U_{k(\text{в-с})}=11 \%; U_{k(\text{в-н})}=45 \%; U_{k(\text{с-н})}=28 \%; K_T = 10,5/121/230 \text{ кВ}$									
Т1	$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 11,5 \%; K_T = 35/220 \text{ кВ}$									
Т2	$S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 220/10,5 \text{ кВ}$									
Т3	$S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 110/10,5 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 155 \text{ км}; L_2 = 160 \text{ км}; L_3 = 55 \text{ км}; L_4 = 100 \text{ км}$									
Н1	$P_{\text{н}} = 85 \text{ МВт}; \cos\varphi_{\text{н}} = 0,74$									
Н2	$P_{\text{н}} = 35 \text{ МВт}; \cos\varphi_{\text{н}} = 0,89$									
Н3	$P_{\text{н}} = 8 \text{ МВт}; \cos\varphi_{\text{н}} = 0,77$									
С	$S_{\text{кз}} = 800 \text{ МВА}$									
Р1	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}; x_{\text{ном}} = 0,16 \text{ Ом}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	К2	К3 (Л2-)	К4	К6 (Л3-)	К7 (Л2-)	К12	К12 (Л2-)	К12 (Л3-)	К2 (Л1-)	К4 (Л1-)

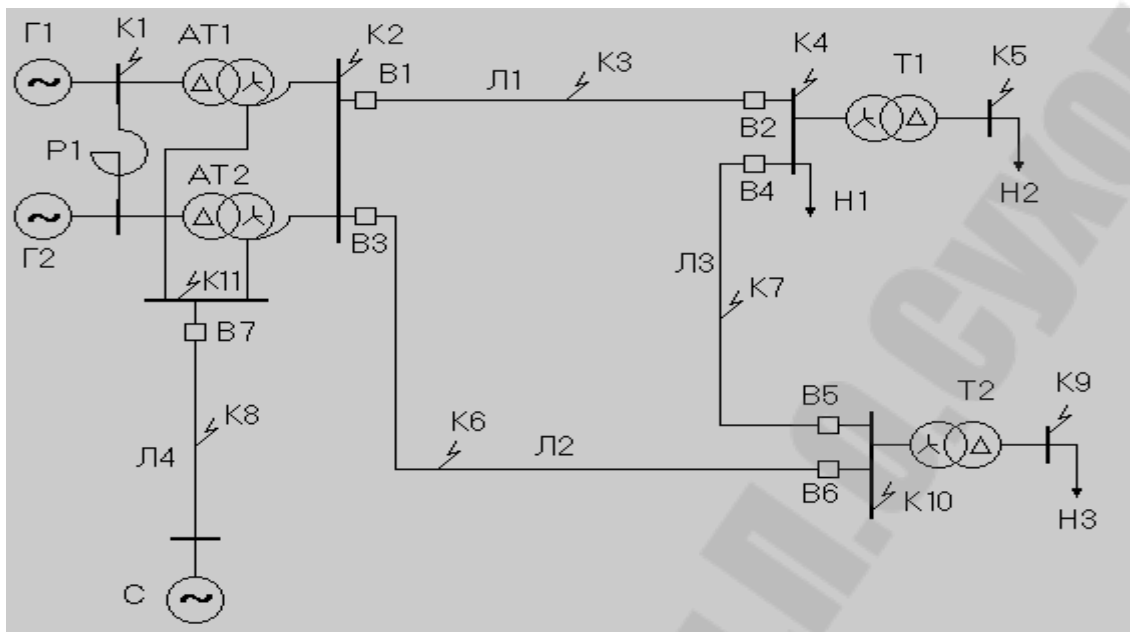


Схема 9

Исходные данные к схеме 9

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
ГГ1, ГГ2	$P_{\text{НОМ}} = 90 \text{ МВт}; U_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}; \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,9; x_d'' = 0,285; x_2 = 0,3$									
АТ1, АТ2	$S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВА}; U_{k(B-C)} = 11 \%; U_{k(B-H)} = 45 \%; U_{k(C-H)} = 28 \%; K_T = 13,8/121/230 \text{ кВ}$									
Т1	$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 10,5/220 \text{ кВ}$									
Т2	$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 220/6,3 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 200 \text{ км}; L_2 = 185 \text{ км}; L_3 = 120 \text{ км}; L_4 = 190 \text{ км}$									
Н1	$P_H = 50 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,74$									
Н2	$P_H = 30 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,89$									
Н3	$P_H = 40 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,77$									
С	$S_{K3} = 1250 \text{ МВА}$									
Р1	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}; x_{\text{НОМ}} = 0,32 \text{ Ом}$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	К2	К3 (Л2-)	К4	К10 (Л1-)	К11	К8	К2 (Л1-)	К4 (Л1-)	К4 (Л2-)	К10 (Л2-)

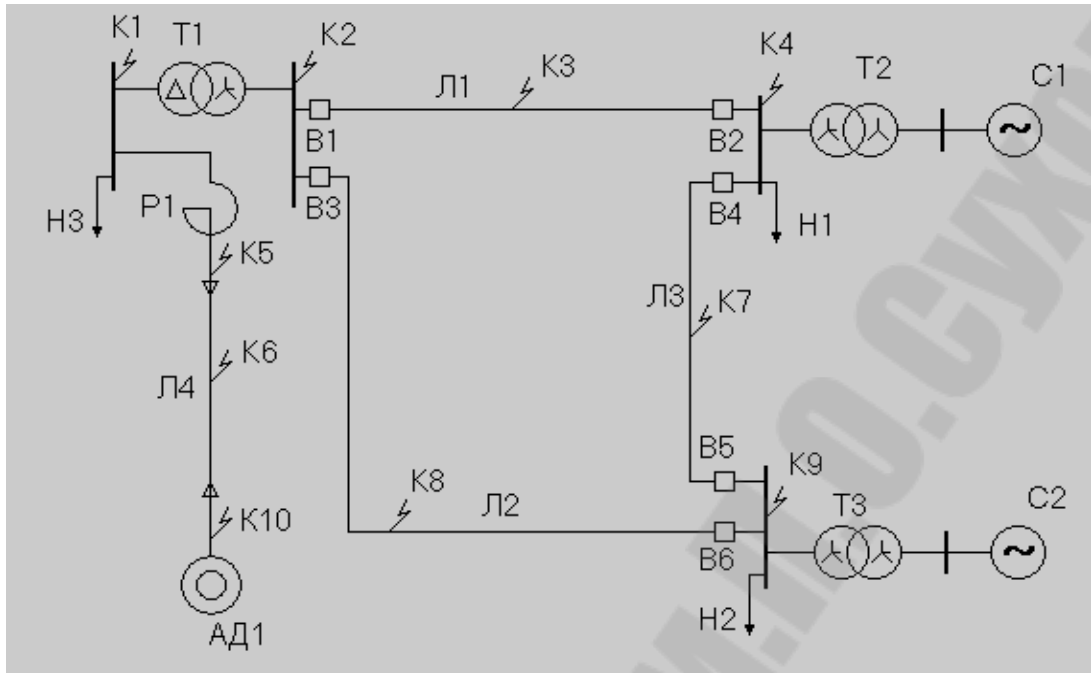
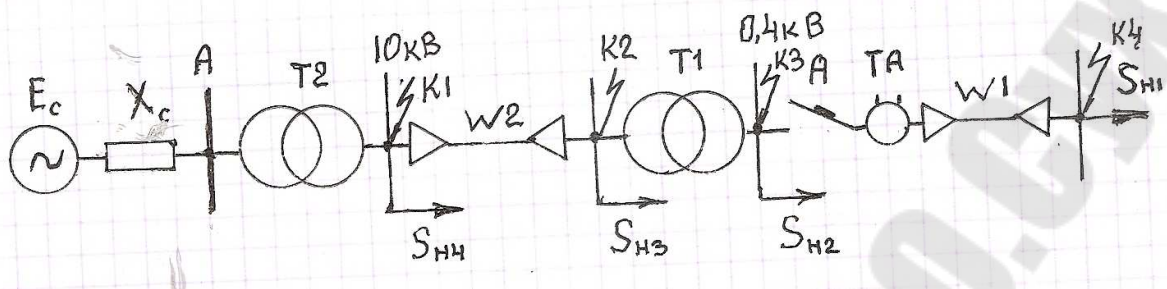


Схема 0

Исходные данные к схеме 0

Обозначение	Технические данные оборудования и линий электропередач									
T1	$S_{\text{НОМ}} = 80 \text{ МВА}; U_k = 10,5 \%; K_T = 6,3/220 \text{ кВ}$									
T2	$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 242/35 \text{ кВ}$									
T3	$S_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВА}; U_k = 11 \%; K_T = 242/115 \text{ кВ}$									
Л1-Л4	$L_1 = 154 \text{ км}; L_2 = 162 \text{ км}; L_3 = 70 \text{ км}; L_4 = 2 \text{ км}$									
H1	$P_H = 25 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,74$									
H2	$P_H = 16 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,89$									
H3	$P_H = 50 \text{ МВт}; \cos\varphi_H = 0,77$									
C1	$S_{K3} = 800 \text{ МВА}$									
C2	$S_{K3} = 1400 \text{ МВА}$									
P1	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}; x_{\text{НОМ}} = 0,25 \text{ Ом}$									
АД1	$P_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ кВт}; U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}; \eta = 94,2 \%; \cos\varphi_H = 0,804; i_n = 5,5$									
Вариант задания N2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Точка КЗ	K2	K3 (Л2-)	K4	K9 (Л1-)	K7 (Л2-)	K8 (Л3-)	K4 (Л2-)	K4 (Л3-)	K9 (Л3-)	K9 (Л2-)

Задания на расчетную работу по курсу «Электромагнитные переходные процессы» по расчету токов КЗ в распределительных сетях 6-10 и 0.4 кВ (Пункты 7 -9).



Расчетные условия

1. Вычислить значения E_c (U_c) и X_c , используя их значения в именованных единицах, полученных в пункте 2 задания.
2. Принять следующие мощности нагрузок и длины кабелей распределительной сети:

$$S_{H1} = 100 \times N2, \text{ кВА}; \quad L1 = 50 \times N2, \text{ м}; \quad S_{H2} = 50 \times N2, \text{ кВА}; \\ L2 = 100 \times N2, \text{ м}.$$

$$S_{H3} = N \times 2, \text{ мВА}; \quad S_{H4} = 5 \times N2, \text{ мВА},$$

Величину $N2$ принять равной предпоследнему номеру зачетной книжки.

3. По заданным величинам присоединенных мощностей и вычисленным значениям токов, используя справочную литературу (для ссылок), выбрать типы и параметры элементов распределительной сети: кабелей $W1$ и $W2$, автоматического выключателя A , трансформаторов тока TA , силовых трансформаторов $T1$ и $T2$.

4. Шины подстанции A присоединить к точке КЗ задания $N1$

5. Составить схему замещения для расчета токов КЗ в точках $K1$ и $K2$ распределительной сети 10 кВ.

6. Рассчитать токи трехфазного и двухфазного КЗ и ударные токи с учетом активного сопротивления кабеля $W2$ и трансформатора $T2$.

7. Составить схему замещения для расчета токов КЗ в точках $K3$ и $K4$ распределительной сети 0.4 кВ.

8. Рассчитать токи трехфазного и двухфазного КЗ и ударные токи с учетом активного сопротивления элементов распределительной сети.

9. Рассчитать токи трехфазного и двухфазного КЗ и ударные токи в распределительной сети 0.4 кВ.

10. Результаты расчетов свести в таблицу и выполнить анализ расчетов токов КЗ в распределительной сети 0.4 кВ при ручном счете и на ЭВМ

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. — шестое издание, переработанное и дополненное — Минск.: «Дизайн ПРО», 2007 — 704 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, ТКП 181-2009 (02230), Минэнерго, -Минск, 325 с.
3. Евминов Л.И. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях: Учебное пособие для вузов. –Гомель, ГГТУ, 2003.-104с.
4. Евминов Л.И. Селиверстов Г.И. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для ВУЗов. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2008.-418с.
5. Силюк С.М., Свита Л.М. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для ВУЗов. – Мн.: Технопринт, 2000.-262с.
6. Евминов Л.И. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения: Учебное пособие для вузов. –Гомель, ГГТУ, 2003.-300с.
7. РД 153-34.0-20527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования /Под редакцией Б.Н. Неклепаева/. -М.:, Издательство НЦ ЭНАС, 2002.-152с.
8. Ус А.Г., Широков О.Г., Технические сведения об оборудовании; для курсового и дипломного проектирования Учебное пособие – Гомель, ГГТУ, 1997
9. СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор, - Минск, ГПО «Белэнерго», 2009. 71 с.

Приложение 1

Параметры трансформаторов

Таблица П.1.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6.0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	$P_{кз}, \text{Вт}$	$R_{ТЛ}, \text{МОм}$	$X_{ТЛ}, \text{МОм}$	$Z_{ТЛ}, \text{МОм}$	$R_{Т0}, \text{МОм}$	$X_{Т0}, \text{МОм}$	$Z_{Т0}, \text{МОм}$
ТМ-5 Y/Y _H -0	4,5	103.6	663	1278	1439.7	8875	13200	15600
ТМ-5 Y/Y _H -0	5.5	185	663	1630	1759.7	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y _H -0	4.5	335	536	480.73	720	4387.5	6600	7800
ТМ-25 Y/Y _H -0	4,5	600	153.6	243.6	288	1755	2640	3120
ТМ-25 Δ/Y _H -11	4.7	690	176.64	243.47	300.8	176.64	243.47	300.8
ТМ-40 Y/Y _H -0	4,5	880	88	157	180	1133	1740	1890
ТМ-40 Δ/Y _H -11	4,7	1000	100	159.2	188	100	159.2	188
ТМ-63 Y/Y _H -0	4.5	1280	51.6	101.97	114.3	696.4	1047	1238
ТМ-63 Δ/Y _H -11	4.7	1470	59.58	104.43	120.23	59.58	104.43	120.23
ТС-63 Y/Y _H -0	4,5	1280	51.6	101.97	114.3	696	1046	1233
ТМ-100 Y/Y _H -0	4,5	1970	31,5	64,7	72	253.9	581.8	780
ТМ-100 Δ/Y _H -11	4,7	2270	36.3	65,85	75.2	36.3	65,85	75.2
ТД-100 Y/Y _H -0	5,5	2400	38.4	79.18	88	253.9	581.8	780
ТС100 Y/Y _H -0	4,0	1800	28.8	57.15	64	253	581.	779
ТМ-160 Y/Y _H -0	4.5	2650	16.56	41.84	45	150.8	367	486
ТМ-160 Δ/Y _H -11	4,7	3100	19.38	42.82	47	19.38	42.82	47
ТС-160 Y/Y _H -0	4.0	2550	15.94	36.69	40	150	367	480
ТМ-250 Y/Y _H -0	4,5	3700	9,47	27,2	28,80	101.6	232.7	312
ТМ-250 Δ/Y _H -11	4,7	4200	10,75	28.09	30.08	10,75	28.09	30.08
ТС-250 Y/Y _H -0	4,7	3000	7.68	29.08	30.08	101.6	232.7	312
ТМ-400 Y/Y _H -0	4.5	5400	5.40	17.17	18	63.5	145.4	195
ТМ-400 Δ/Y _H -11	4,5	5600	5.6	17.11	18	5.6	17.11	18
ТС-400 Y/Y _H -0	5.5	3900	3.9	21.65	22	63.5	145.4	195
ТМ-630 Y/Y _H -0	5,5	7600	3,06	13,63	13.97	40.3	92.3	123.8
ТМ-630 Δ/Y _H -11	5.5	7600	3.06	13.63	13.97	3.06	13.63	13.97
ТС-630 Y/Y _H -0	5,5	5730	2.31	13.78	13.97	40.3	92.3	123.8
ТМ-1000 Y/Y _H -0	5,5	10800	1.73	8,63	8,8	25.4	76.9	81
ТМ-1000 Δ/Y _H -11	5.5	10800	1.73	8.63	8.8	1.73	8.63	8.8
ТС-1000 Y/Y _H -0	6,0	8400	1.34	9.5	9.59	25.4	76.9	81
ТС-1000 Y/Y _H -0	8,0	8400	1.344	12.73	12.8	25.4	76.9	81
ТМ-1250 Y/Y _H -0	6,0	12400	1.27	7.57	7.68	20.3	61.5	64.8
ТМ-1250 Δ/Y _H -11	6.0	12400	1.27	7.57	7.68	1.27	7.57	7.68
ТС-1250 Y/Y _H -0	6,0	10600	1.08	7.6	7.68	20.3	61.5	64.8
ТС-1250 Y/Y _H -0	8,0	10600	1.08	10.18	10.24	20.3	61.5	64.8
ТС-1600 Y/Y _H -0	6,0	11300	0.71	5.96	6.0	15.8	48	50.6
ТС-1600 Y/Y _H -0	8,0	12800	0.8	7.96	8	15.8	48	50.6
ТС-2500 Y/Y _H -0	6,0	16400	0.42	3.88	3.9	10.1	30.7	32.4
ТС-2500 Y/Y _H -0	8,0	16400	0.42	5.1	5.12	10.1	30.7	32.4

Токи КЗ при КЗ на стороне 0.4 кВ

Таблица П.1.2

Трансформаторы с высшим напряжением 6.0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на	Ток КЗ $I^{(3)}$ на	Ток КЗ $I^{(3)}$ на	Ток КЗ $I^{(3)}$ на	Ток КЗ $I^{(1)}$ на	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4
		стороне 0.4 кВ, А	0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$	стороне 0.4 кВ, А	0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$	0.4 кВ, А	кВ, приведенный к $U=6кВ, А$ фаза А	кВ, приведенный к $U=6кВ, А$ фазы В и С
		$X_c=0, R_{пер}=0$		$X_c=0.1X_T, R_{пер}=15мОм$		$X_c=0, R_{пер}=0$		
ТМ-5 Y/Y _H -0	4,5	160.41	10.18	146.6	9.31	44.23	1.872	0.936
ТМ-5 Y/Y _H -0	5.5	131.24	8.33	119.72	7.60	42.59	1.803	0.901
ТМ-10 Y/Y _H -0	4.5	320.76	20.36	295.91	18.79	88.46	3.744	1.872
ТМ-25 Y/Y _H -0	4,5	801.95	50.92	720.91	45.77	221.15	9.36	4.68
ТМ-25 Δ/Y _H -11	4.7	767.78	48.75	691.46	43.90	767.78	28.27	28.27
ТМ-40 Y/Y _H -0	4,5	1283.2	81.47	1137.33	72.21	365.08	15.45	7.73
ТМ-40 Δ/Y _H -11	4,7	1220.8	128.31	1089.8	69.19	1220.8	44.96	44.96
ТМ-63 Y/Y _H -0	4.5	1920.9	121.96	1756.12	111.5	557.35	23.59	11.8
ТС-63 Y/Y _H -0	4,5	2020.8	128.31	1756.12	111.5	559.6	23.69	11.84
ТМ-100 Y/Y _H -0	4,5	3209.3	203.77	2697.25	171.25	884.62	37.44	18.72
ТМ-100 Δ/Y _H -11	4,7	3071.4	195.01	2579.69	163.79	3071.4	113.1	113.1
ТД-100 Y/Y _H -0	5,5	2624.4	166.63	2244	142.48	884.62	37.44	18.72
ТС100 Y/Y _H -0	4,0	3608.7	229.13	2992.25	189.98	885.75	37.49	18.75
ТМ-160 Y/Y _H -0	4.5	5132.4	325.87	4119.19	261.54	1420	60.1	30.05
ТМ-160 Δ/Y _H -11	4,7	4913.6	311.98	3937.53	250	4913.6	180.94	180.94
ТС-160 Y/Y _H -0	4.0	5773.2	366.56	4515.97	286.86	1438	60.85	30.42
ТМ-250 Y/Y _H -0	4,5	8018.6	509.12	5955.89	378.15	2212	93.64	46.8
ТМ-250 Δ/Y _H -11	4,7	7678.6	487.53	5720.07	363.18	7678.6	282.76	282.76
ТС-250 Y/Y _H -0	4,7	7678.5	487.52	5877.44	373.17	2212	93.64	46.8
ТМ-400 Y/Y _H -0	4.5	12831	814.67	8290.42	526.38	3538	149.78	74.89
ТМ-400 Δ/Y _H -11	4,5	12828	814.49	8258.86	524.37	12828	472.4	472.4
ТС-400 Y/Y _H -0	5.5	10498	666.56	7589.28	481.86	3538	149.78	74.89
ТМ-630 Y/Y _H -0	5,5	16532	1069.48	9830	624.13	5574	235.92	117.96
ТМ-630 Δ/Y _H -11	5.5	16532	1069.48	9830	624.13	16532	620.3	620.3
ТС-630 Y/Y _H -0	5,5	16530	1049.46	10031.8	636.94	5574	235.92	117.96
ТМ-1000 Y/Y _H -0	5,5	26239	1665.96	12000.9	761.96	8519	360.57	180.39
ТМ-1000 Δ/Y _H -11	5.5	26239	1665.96	12000.9	761.96	26239	966.26	966.26
ТС-1000 Y/Y _H -0	6,0	24072	1528.38	11903.9	755.81	8519	360.57	180.39
ТС-1000 Y/Y _H -0	8,0	18042	1145.50	10728.3	681.16	8519	360.57	180.39
ТМ-1250 Y/Y _H -0	6,0	30088	1910.33	12632.5	802.07	10650	450.72	225.36
ТМ-1250 Δ/Y _H -11	6.0	30088	1910.33	12632.5	802.07	30088	1108	1108
ТС-1250 Y/Y _H -0	6,0	30085	1910.19	12740.6	808.93	10650	450.72	225.36
ТС-1250 Y/Y _H -0	8,0	22560	1432.36	11784.1	748.2	10650	450.72	225.36
ТС-1600 Y/Y _H -0	6,0	38477	2443.01	13565.4	861.3	13640	577.2	288.6
ТС-1600 Y/Y _H -0	8,0	28468	1832.89	12783	811.65	13640	577.2	288.6
ТС-2500 Y/Y _H -0	6,0	59177	3757.25	14433.9	916.44	21300	901.43	450.72
ТС-2500 Y/Y _H -0	8,0	45131	2865.46	14974.1	893.59	21300	901.43	450.72

Таблица П.1.3

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	$P_{кз}, \text{Вт}$	$R_{ТГ}, \text{МОм}$	$X_{ТГ}, \text{МОм}$	$Z_{ТГ}, \text{МОм}$	$R_{Т0}, \text{МОм}$	$X_{Т0}, \text{МОм}$	$Z_{Т0}, \text{МОм}$
ТМ-5 Y/Y _H	5.5	185	1184	1302	1760	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y _H	5,5	335	536	698.93	880.0	4387.5	6600	7800
ТМГ16 Y/Y _H	4.5	440	275	356.2	450.0	2742.2	4125	4875
ТМГ16 Y/Z _H	5.0	500	312.5	390.31	500.0	937.5	1170.9	1500
ТМ-25 Y/Y _H	4,5	600	153.6	243.62	288.0	1755	2640	3120
ТМГ25 Y/Z _H	4.7	690	176.64	243.47	300.8	600	674	902.4
ТС3-25 Δ/Y _H	4.5	700	179.2	225.46	288	179.2	225.46	288
ТМГ-40 Y/Y _H	4,5	880	88	157.2	180.0	1097	1650	1949
ТМГ40 Y/Z _H	4.7	1000	100	159.2	188	300	477.6	564
ТС3-40 Δ/Y _H	4.5	880	88	157.2	180.0	88	157.2	180
ТМГ-63 Y/Y _H	4.5	1280	51.6	101.97	114.29	696.5	1047.6	1237
ТМГ-63 Y/Z _H	4.7	1470	59.26	103.62	119.36	177.78	310.86	358.1
ТС3-63 Δ/Y _H	4,5	1280	51.6	101.97	114.29	51.6	101.97	114.29
ТМ-100 Y/Y _H	4,5	1970	31,52	64,73	72.0	438.2	660	780
ТМ-100 Δ/Y _H	5.5	1970	31.52	82.16	88.0	31.52	82.161	88.0
ТМГ-100 Y/Z _H	4.7	2270	36.32	65.85	75.2	108.96	197.55	225.6
ТС3100 Y/Y _H	4,5	1720	27.52	66.53	72.0	438.2	660	779
ТМ-160 Y/Y _H	4.5	2600	16.25	41.96	45.0	273.9	412.5	487.5
ТМГ-160 Y/Z _H	4.7	2900	18.12	43.36	47	54.38	130.08	141
ТС3-160 Y/Y _H	5,5	2700	16.88	52.35	55	273.9	412.5	487.5
ТМГ-250Y/Y _H	4,5	3700	9.47	27.2	28.8	175.3	264	312
ТМ-250 Δ/Y _H	4.7	4200	10.75	28.09	30.08	10.75	28.09	30.08
ТС3-250 Δ/Y _H	4,5	3750	9.6	27.15	28.8	9.6	27.15	28.8
ТМГ-400Y/Y _H	4.5	5400	5.4	17.17	18	109.6	165	195
ТМГ-400Δ/Y _H	4,5	5600	5.6	17.11	18	5.6	17.11	18
ТС3-400 Δ/Y ₀	4,5	5400	5.4	17.17	18	5.4	17.17	18
ТМГ-630Y/Y _H	5,5	7600	3,06	13,63	13.97	69.6	104.8	123.8
ТМ-630 Δ/Y _H	5.5	8500	3.43	13.54	14	3.43	13.54	14
ТМ1000 Y/Y _H	5,5	10800	1.73	8,63	8,8	43.8	68.1	81
ТМ-1000 Δ/Y _H	5.5	10800	1.73	8,63	8,8	1.73	8,63	8,8
ТС1000 Y/Y _H	6.0	8400	1.34	9.5	9.6	43.8	68.1	81
ТС-1000 Y/Y _H	8.0	8400	1.34	12.73	12.8	43.8	68.1	81
ТМ-1250 Y/Y _H	6,0	12400	1.27	7.57	7.68	35	54.5	64.8
ТМ-1250Δ/Y _H	6.0	12400	1.27	7.57	7.68	1.27	7.57	7.68
ТС-1250 Y/Y _H	6,0	10600	1.085	7.6	7.68	35	54.5	64.8
ТС-1250 Y/Y _H	8,0	10600	1.085	10.18	10.24	35	54.5	64.8
ТМ-1600 Δ/Y _H	5.5	18000	1.125	5.38	5.5	1.125	5.38	5.5
ТМ-1600 Y/Y _H	5.5	18000	1.125	5.384	5.5	27.34	46.6	54
ТС-1600 Y/Y _H	6,0	11300	0.706	5.96	6.0	27.34	46.6	54
ТС-1600 Y/Y _H	8,0	12800	0.8	7.96	8.0	27.34	46.6	54
ТМ-2500 Δ/Y _H	5.5	25000	0.64	3.461	3.52	0.64	3.461	3.52
ТМ-2500 Y/Y _H	5.5	25000	0.64	3.461	3.52	17.5	29.8	34.6
ТС-2500 Y/Y _H	6,0	16400	0.42	3.817	3.84	17.5	29.8	34.6
ТС-2500 Y/Y _H	8,0	16400	0.42	5.1	5.12	17.5	29.8	34.6

Токи КЗ при КЗ на стороне 0.4 кВ

Таблица П.1.4

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, А привед. к $U=10кВ$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, привед. к $U=10кВ$, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, привед. к $U=10кВ$, А (фаза А)	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, привед. к $U=10кВ$, А фазы В и С
		$X_c=0, R_{пер}=0$		$X_c=0.1X_T, R_{пер}=15мОм$		$X_c=0, R_{пер}=0$		
ТМ-5 Y/Y _H	5.5	131.22	5.0	121.35	4.62	42.77	1.086	0.543
ТМ-10 Y/Y _H	5,5	262.44	10.0	240.4	9.16	88.82	2.26	1.13
ТМГ16 Y/Z _H	5.0	461.89	17.6	420.86	16.03	461.89	10.2	10.2
ТМ-25 Y/Y _H	4,5	801.88	30.55	720.87	27.46	222.06	9.4	4.7
ТС3-25 Δ/Y _H	4.5	801.88	30.55	721.84	27.5	801.88	17.72	17.72
ТМГ-40 Y/Y _H	4,5	1283	48.88	1136.36	43.29	355.48	9.03	4.51
ТМГ-40 Y/Z _H	4.7	1228.4	46.8	1089.8	41.52	1228.4	27.14	27.14
ТС3-40 Δ/Y _H	4.5	1283	48.88	1136.36	43.29	1283	28.35	28.35
ТМГ-63 Y/Y _H	4.5	2020.7	76.98	1756.12	66.9	560.08	14.22	7.11
ТМГ-63 Y/Z _H	4.7	1934.9	73.71	1681.33	64.05	1934.9	42.75	42.75
ТС3-63 Δ/Y _H	4,5	2020.7	76.98	1756.12	66.9	2020.7	44.65	44.65
ТМ-100 Y/Y _H	4,5	3207.6	122.19	2696.01	102.71	888.23	22.56	11.28
ТМ-100 Δ/Y _H	5.5	2624.4	99.98	2260.49	86.11	2624.4	58.0	58.0
ТМГ-100Y/Z _H	4.7	3071.1	117	2579.34	98.26	3071.1	67.86	67.86
ТС3100 Y/Y _H	4,5	3207.6	122.19	2713.44	103.37	889.37	22.59	11.29
ТМ-160 /Y _H	4.5	5132.2	195.51	412465	157.13	1421	36.09	18.04
ТМГ-160Y/Z _H	4.7	4913.8	187.19	3956.62	150.73	4914	108.58	108.58
ТС3-160Y/Y _H	5,5	4199	159.96	3496.4	133.2	1421	36.09	18.05
ТМГ250Y/Y _H	4,5	8019	305.48	5955.91	226.89	2221	56.4	28.2
ТМ-250 Δ/Y _H	4.7	7677.8	292.49	5720.03	217.91	7677.8	196.64	196.64
ТС3-250Δ/Y _H	4,5	8019	305.49	5949.23	226.54	8019	177.18	177.18
ТМГ400Y/Y _H	4.5	12830	488.78	8290.4	315.82	3553	90.23	45.18
ТМГ400Δ/Y _H	4,5	12830	488.78	8258.92	314.63	12830	283.49	283.49
ТМГ-630Y/Y _H	5,5	16532	629.78	9830.	374.48	5596	142.13	71.06
ТМ-630 Δ/Y _H	5.5	16496	628.43	9734.39	370.83	16496	364.49	364.49
ТМ-1000 Y/Y _H	5,5	26244	999.77	12001	457.18	8553	217.23	108.61
ТМ-1000 Δ/Y _H	5.5	26244	999.77	12001	457.18	26244	579.87	579.87
ТС-1000 Y/Y _H	6.0	24057	916.46	11903.7	453.48	8553	217.23	108.61
ТС-1000Y/Y _H	8.0	18043	687.34	10729.8	408.75	8553	217.23	108.61
ТМ-1250Y/Y _H	6,0	30071	1145.57	12632.4	481.23	10690	271.54	135.77
ТМ-1250Δ/Y _H	6.0	30071	1145.57	12632.4	481.23	30071	664.43	664.43
ТС-1250Y/Y _H	8,0	22553	859.18	11781.5	448.82	10690	271.54	135.77
ТМ-1600Δ/Y _H	5.5	41990	1599.63	13442.1	512.08	41990	927.78	927.78
ТМ-1600Y/Y _H	5.5	41990	1599.63	13441.1	512.04	12830	325.84	162.92
ТС-1600Y/Y _H	6,0	38491	1466.33	13568.4	516.89	12830	325.84	162.92
ТС-1600Y/Y _H	8,0	28868	1099.75	12783.6	487.0	12830	325.84	162.92
ТМ-2500Δ/Y _H	5.5	65610	2499.42	14346.2	546.52	65610	2499.42	1449.66
ТМ-2500Y/Y _H	5.5	65610	2499.42	14346.2	546.52	20020	50854	254.27

ТС-2500 Δ/Y_H	8,0	45107	1618.36	14074	536.15	45107	1618.36	936.65
----------------------	-----	-------	---------	-------	--------	-------	---------	--------

Таблица П.1.5

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ					
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	$P_{кз}, \text{Вт}$	$R_{ТГ}, \text{МОм}$	$X_{ТГ}, \text{МОм}$	$Z_{ТГ}, \text{МОм}$
ТМ-63 Y/Y _H	5,0	1280	51.6	116,28	127.2
ТМГ-100Y/Y _H	6,5	1970	31,52	99,11	104
ТМГ-100 Y/Z _H	6,8	2270	36,32	102,56	108.8
ТМГ-160Y/Y _H	6,5	2650	16,56	62,85	65
ТМГ-160 Y/Z _H	6,8	3100	19.38	65.18	68
ТМГ-250Y/Y _H	6,5	3700	9,47	40,51	41.6
ТМГ-250 Y/Z _H	6,8	4200	10,75	42.17	43,52
ТМГ-400Y/Y _H	6,5	5500	5,5	25,41	26
ТМ-630 Y /Y _H	6,5	7600	3,06	16,22	16,51
ТМ-1000 Y/Y _H	6,5	12200	1.75	10.21	10.36
ТМ-1600 Y/Y _H	6.5	18000	0.7	8	8.03

Токи КЗ при КЗ на стороне 0.4 кВ

Таблица П.1.6

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ					
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=37\text{кВ}$, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А $X_c=0.1$ $R_{пер}=15$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=37\text{кВ}$, А
ТМ-63 Y/Y _H	5,0	1815.4	19.63	1590.77	17.20
ТМГ-100Y/Y _H	6,5	2220.6	24.0	1941.03	20.98
ТМГ-100 Y/Z _H	6,8	2122.7	22.94	1854.87	10.05
ТМГ-160Y/Y _H	6,5	3553.3	38.41	3031.07	32.77
ТМГ-160 Y/Z _H	6,8	3396.3	36.72	2895.19	31.3
ТМГ-250Y/Y _H	6,5	5551.3	60.01	4534.3	49.02
ТМГ-250 Y/Z _H	6,8	5306.9	57.37	4343.3	46.96
ТМГ-400Y/Y _H	6,5	8883.1	96.03	6653.56	71.93
ТМ-630 Y /Y _H	6,5	13992	151.26	9089.84	98.27
ТМ-1000 Y/Y _H	6,5	22295	241.02	11447.2	123.75
ТМ-1600 Y/Y _H	6.5	28758	310.9	12830.7	138.71

Таблица П.1.7

Параметры, необходимые для выбора ФМЗО							
Тип фильтра	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Максимальный ток, А	Ток XX, А	Потери XX, Вт	Напряжение КЗ, %	Потери КЗ, Вт
ФМЗО-40/6,6	6,6	8,4	10,5	0,04	75	3	600
ФМЗО-80/6,6	6,6	16,8	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/6,6	6,6	42	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/6,6	6,6	65,1	81,4	0,3	550	3,5	3500
ФМЗО-500/6,6	6,6	105	131,2	0,25	850	5,5	5000
ФМЗО-875/6,6	6,6	183,7	229,6	0,6	800	4,5	6000
ФМЗО-40/11	11	5	6,3	0,03	65	3	600
ФМЗО-80/11	11	10,1	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/11	11	25,2	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/11	11	39,1	48,9	0,6	600	3,6	3700
ФМЗО-500/11	11	63	78,75	0,15	850	5,5	5000
ФМЗО-875/11	11	110	137,7	0,35	800	4,5	6000

Примечание – При температуре окружающего воздуха не более +40 0С, допускаются следующие нагрузки фильтра:
в течение 6 часов - 100 % (номинальный ток); в течение 2 часов - 120 % (перегрузка 20 %).

Параметры проводов и стальных полос

Приложение 2

Таблица П.2.1

Провода медные марки М			
Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр d_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км
4	3,94	2,2	4,52
6	5,85	2,7	3,03
10	9,89	3,6	1,79
16	15,9	5,1	1,13
25	24,9	6,4	0,72
35	34,61	7,5	0,515
50	44	9,0	0,361
70	67,7	10,7	0,267
95	94,0	12,6	0,191
120	117,0	14,0	0,154
150	148,0	15,8	0,122
175	183,0	17,6	0,099
240	234,0	19,9	0,077

Таблица П.2.2

Провода алюминиевые марок А и АКП			
Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр d_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км
4			8,13
6			5,42
10			3,25
16	15,9	5,1	1,8376
25	24,9	6,4	1,165
35	34,3	7,5	0,8502
50	49,5	9,0	0,576
70	69,2	10,7	0,4204
95	92,4	12,3	0,3147
120	117,0	14,0	0,251
150	148,0	15,8	0,1978
185	183,0	17,5	0,1611
240	239	20,0	0,123
300	238,3	22,1	0,1017

Таблица П.2.3

Провода сталеалюминевые марок АС, АСКС, АСКП, АСК				
Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²		Расчетный диаметр d_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км
	алюминия	стали		
10/1,8	10,6	1,77	4,5	2,695
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,772
25/4,2	24,9	4,15	6,9	1,146
35/6,2	36,9	6,15	8,4	0,773
50/8,0	48,2	8,04	9,6	0,592
70/11	68,0	11,3	11,4	0,420
70/12	68,4	12,2	15,4	0,420
95/16	95,4	15,9	13,5	0,299
95/15	91,7	15,0	13,5	0,314
95/14	91,2	14,1	19,8	0,316
120/19	118	18,8	15,2	0,245
120/27	116	26,6	15,5	0,249
150/19	148	18,8	16,8	0,195
150/24	149	24,2	17,1	0,194
150/34	147	34,3	17,5	0,196
185/24	187	24,2	18,9	0,154
185/29	181	29,0	18,8	0,159
185/128	187	128,0	23,1	0,155
205/27	205	26,6	19,8	0,14

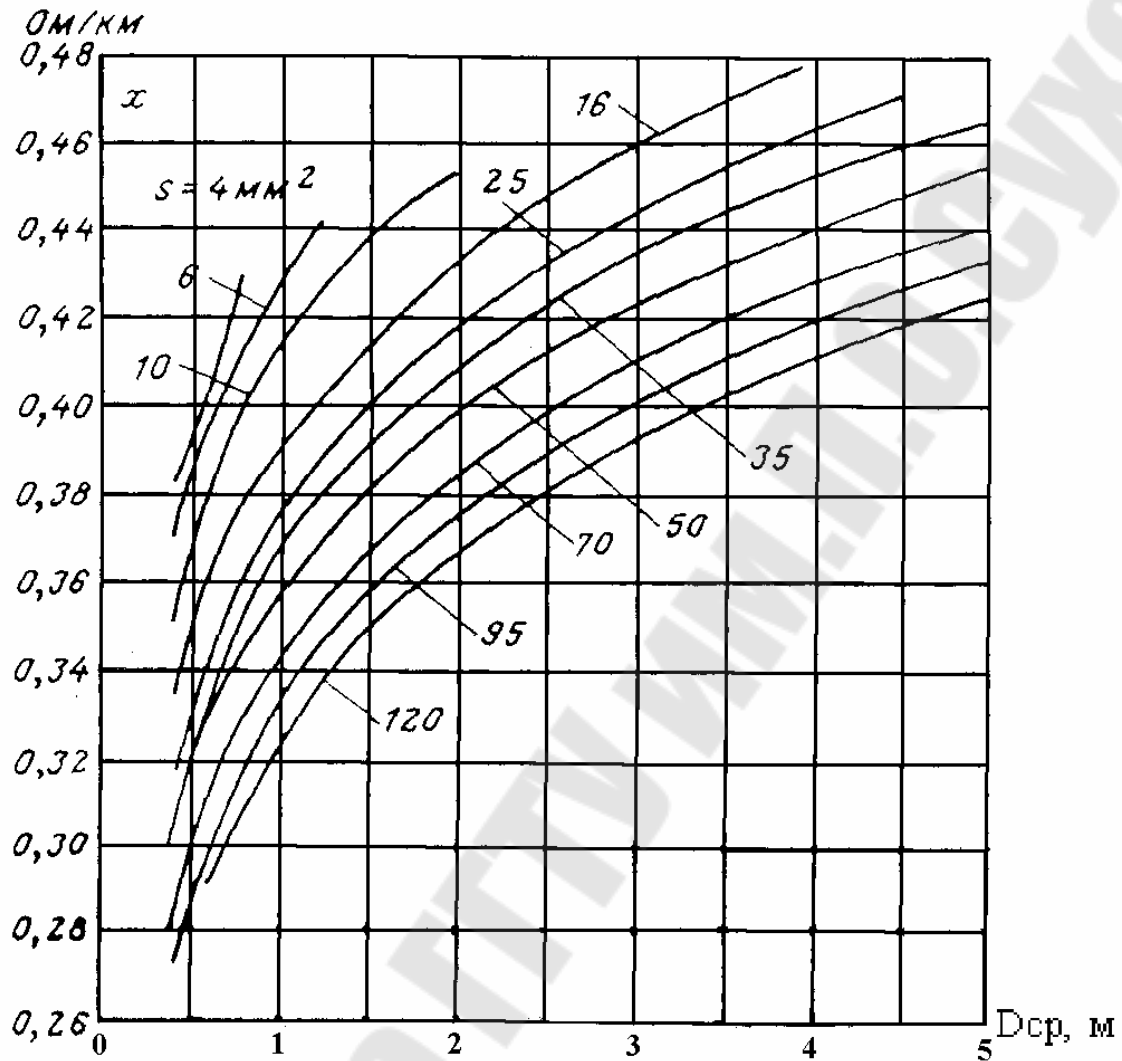
Таблица П.2.4

Сопrotивление стальных полос												
Размер, мм	Сопrotивление, Ом/км											
	Плотность тока, А/мм ²											
	0,5			1,0			1,5			2,0		
	Rw	X'	Z	Rw	X'	Z	Rw	X'	Z	Rw	X'	Z
20x4	5,24	3,14	6,1	4,2	2,52	4,9	3,48	2,09	4,05	2,97	1,78	3,46
30x4	3,66	2,2	4,25	2,91	1,75	3,39	2,38	1,43	2,78	2,04	1,22	2,38
30x5	3,38	2,03	3,94	2,56	1,54	2,99	2,08	1,25	2,42	--	--	--
40x3	3,05	1,83	3,56	2,54	1,52	2,96	2,12	1,27	2,48	1,81	1,08	2,11
40x4	2,8	1,68	3,26	2,24	1,34	2,61	1,81	1,09	2,11	1,54	0,92	1,8
50x4	2,28	1,37	2,66	1,79	1,07	2,09	1,45	0,87	1,69	1,24	0,74	1,45
50x5	2,1	1,26	2,45	1,6	0,96	1,87	1,28	0,77	1,49	--	--	--
60x4	1,91	1,15	2,22	1,5	0,9	1,75	1,22	0,73	1,42	1,04	0,62	1,22
60x5	1,77	1,06	2,06	1,34	0,8	1,56	1,08	0,65	1,26	--	--	--
80x5	1,34	0,81	1,56	1,04	0,62	1,22	0,82	0,49	0,96	--	--	--
80x6	1,26	0,76	1,47	0,91	0,55	1,06	0,75	0,45	0,87	--	--	--
100x6	1,02	0,61	1,19	0,73	0,44	0,85	0,6	0,36	0,7	--	--	--
100x8	0,9	0,54	1,05	0,62	0,37	0,72	--	--	--	--	--	--

Таблица П.2.5

Полное сопротивление цепи фаза-нуль четырехпроводной ВЛ с алюминиевыми проводами								
Фазовый провод	Расстояние фаза-нуль, м	Полное сопротивление при нулевом проводе, Ом/км						
		A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120
A-16	0,4	4,86	--	--	--	--	--	--
	1	4,87	--	--	--	--	--	--
	2	4,88	--	--	--	--	--	--
A-25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43	--	--	--
	1	4,04	3,21	2,79	2,46	--	--	--
	2	4,05	3,23	2,81	2,49	--	--	--
A-35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78	--	--
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82	--	--
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86	--	--
A-50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	--
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	--
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	--
A-70	0,4	--	2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1	--	2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2	--	2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,2
A-95	0,4	--	2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1	--	2,11	1,77	1,40	1,21	1,09	1,03
	2	--	2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09
A-120	0,4	--	--	1,58	1,27	1,08	0,95	0,85
	1	--	--	1,63	1,33	1,14	1,03	0,93
	2	--	--	1,67	1,38	1,20	1,09	1,0

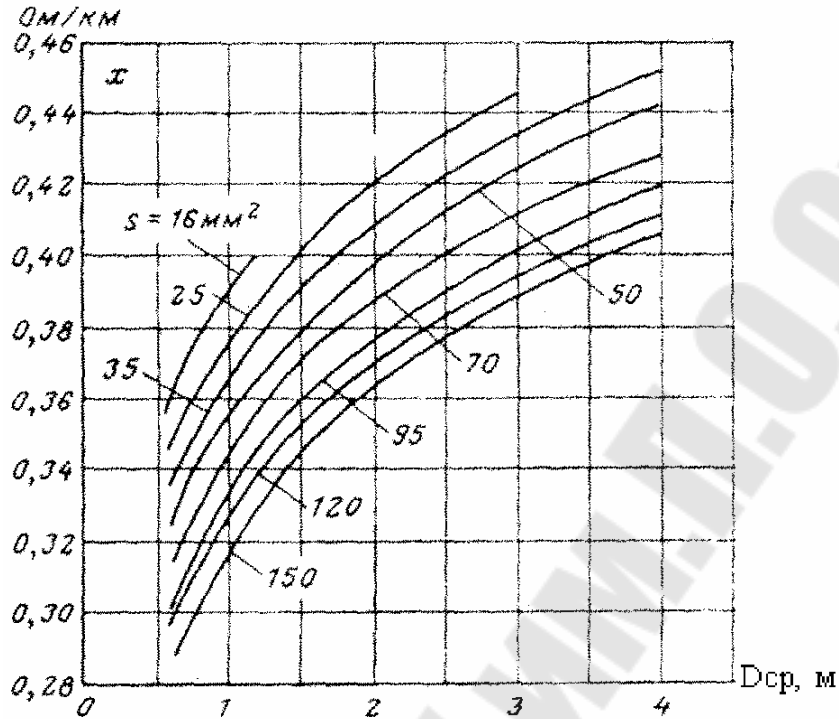
Индуктивное сопротивление X линий с медными проводами, Ом/км



Примечание. Цифры у кривых обозначают сечение проводов (mm^2)

Рисунок П.2.7

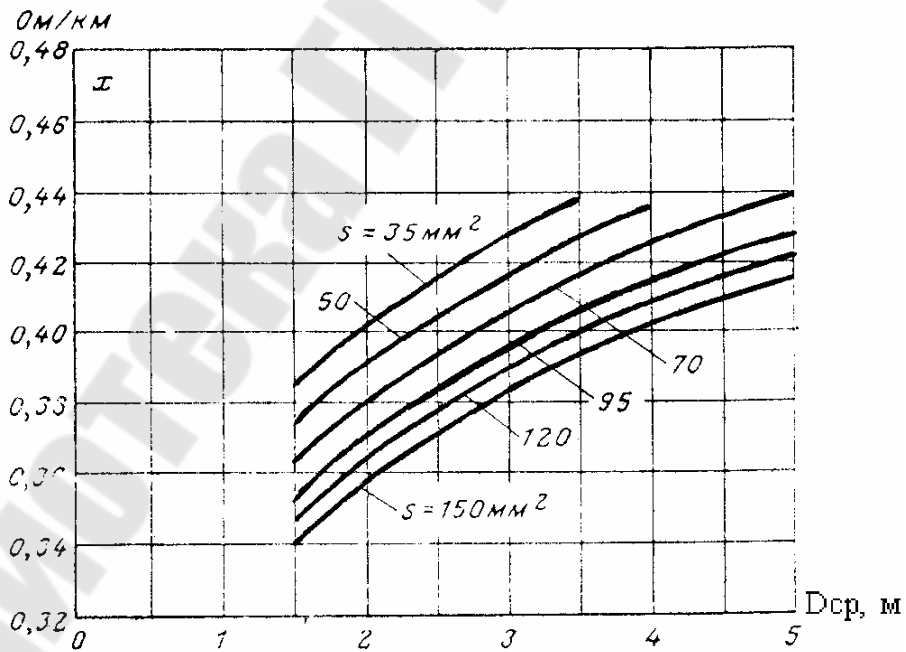
Индуктивное сопротивление линий с алюминиевыми проводами, Ом/км



Примечание. Цифры у кривых обозначают сечение проводов (mm^2).

Рисунок П.2.8

Индуктивное сопротивление линий со сталеалюминиевыми проводами, Ом/км



Примечание. Цифры у кривых обозначают сечение проводов (mm^2).

Параметры кабелей напряжением 6-35 кВ

Приложение 3

Таблица П.3.1

Сечение, мм ²	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	Удельные активное и индуктивное сопротивления и ток замыкания на землю I_0 кабеля напряжением, кВ					
		6.0		10		35	
		X_0 , Ом/км	I_0 А/км	X_0 , Ом/км	I_0 А/км	X_0 , Ом/км	I_0 А/км
10	3,1	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,94	0,102	0.4	0,113	0.55	—	—
25	1,24	0,091	0.55	0,099	1.90	—	3.30
35	0,89	0,087	0.60	0,095	2.10	—	3.60
50	0,62	0,083	0.65	0,09	2.30	—	3.90
70	0,443	0,08	0.70	0,086	2.60	0,137	4.50
95	0,326	0,078	0.75	0,083	2.90	0,126	4,80
120	0,258	0,076	0.85	0,081	3.20	0,120	5,40
150	0,206	0,074	0.90	0,079	3.40	0,116	5,70
185	0,167	0,073	1.0	0,077	3.80	0,113	6.30
240	0,123	0,071	1.00	0,075	4.50	0,108	7.50

Таблица П.3.2

Сечение, мм ²	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	Удельное активное и индуктивное сопротивления и ток замыкания на землю I_0 кабеля напряжением, кВ					
		6.0		10		35	
		X_0 , Ом/км	I_0 А/км	X_0 , Ом/км	I_0 А/км	X_0 , Ом/км	I_0 А/км
10	1,84	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,15	0,102	0.4	0,113	0.55	—	—
25	0,74	0,091	0.55	0,099	1.90	—	3.30
35	0,52	0,087	0.60	0,095	2.10	—	3.60
50	0,37	0,083	0.65	0,09	2.30	—	3.90
70	0,26	0,08	0.70	0,086	2.60	0,137	4.50
95	0,194	0,078	0.75	0,083	2.90	0,126	4,80
120	0,153	0,076	0.85	0,081	3.20	0,120	5,40
150	0,122	0,074	0.90	0,079	3.40	0,116	5,70
185	0,099	0,073	1.0	0,077	3.80	0,113	6.30
240	0,077	0,071	1.00	0,075	4.50	0,108	7.50

Таблица П.3.3

Параметры одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) на- пряжением 10–35 кВ							
Номиналь- ное сечение жилы, мм ²	Сопротивление жилы постоянному току, Ом/км		Емкостной ток кабеля I_0 А/км			Индуктивное сопротивление жилы, Ом/км	
	медь	алюминий	6 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ	35 кВ
							
50	0,387	0,641	0.43	0.72	2.53	0,184/0,126	0,228/0,152
70	0,268	0,443	0.49	0.82	2.86	0,177/0,119	0,220/0,144
95	0,193	0,320	0.55	0.91	3.19	0,170/0,112	0,211/0,135
120	0,153	0,253	0.58	0.97	3.41	0,166/0,108	0,208/0,132
150	0,124	0,206	0.64	1.07	3.74	0,164/0,106	0,202/0,125
185	0,0991	0,164	0.7	1.16	4.07	0,161/0,103	0,196/0,120
240	0,0754	0,125	0.77	1.29	4.51	0,157/0,099	0,192/0,115
300	0,0601	0,100	0.85	1.41	4.95	0,154/0,096	0,187/0,111
400	0,0470	0,0778	0.94	1.57	5.50	0,151/0,093	0,181/0,105
500	0,0366	0,0605	1.04	1.73	6.05	0,148/0,090	0,176/0,100
630	0,0280	0,0464	1.15	1.92	6.70	0,145/0,087	0,172/0,096
800	0,0221	0,0367	1.28	2.14	7.47	0,142/0,083	0,167/0,091

Таблица П.3.4

Сопротивление трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой обо- лочке, Ом/км						
Сечение кабеля, мм ²	Z	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	X	R_0	X_0
3×4	–	9,61	–	0,092	10,95	0,579
3×6	7,71/7,67	6,41	1,045	0,087	7,69	0,523
3×10	4,95/4,92	3,84	1,038	0,082	5,04	0,461
3×16	3,36/3,33	2,40	0,775	0,078	3,52	0,406
3×25	2,46/2,44	1,54	0,691	0,062	2,63	0,359
3×35	1,85/1,83	1,10	0,616	0,061	2,07	0,298
3×50	1,42/1,40	0,769	0,498	0,06	1,64	0,257
3×70	1,07/1,06	0,549	0,410	0,059	1,31	0,211
3×95	0,84/0,83	0,405	0,321	0,057	1,06	0,174
3×120	0,71/0,70	0,320	0,328	0,057	0,92	0,157
3×150	0,54/0,53	0,256	0,268	0,056	0,78	0,135
3×185	0,45/0,45	0,208	0,241	0,056	0,66	0,122
3×240	0,37/0,36	0,160	0,215	0,055	0,553	0,107

Таблица П.3.5

Сопротивление трехжильного кабеля с медными жилами в алюминиевой оболочке, Ом/км						
Сечение кабеля, мм ²	Z	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	X	R_0	X_0
3×10	3,33/3,31	2,28	0,876	0,082	5,04	0,461
3×16	2,35/2,31	1,44	0,748	0,078	3,52	0,406
3×25	1,81/1,79	0,92	0,679	0,062	2,63	0,359
3×35	1,39/1,37	0,697	0,610	0,061	2,07	0,298
3×50	1,09/1,07	0,558	0,492	0,06	1,64	0,257
3×70	0,84/0,83	0,33	0,405	0,059	1,31	0,211
3×95	0,67/0,66	0,24	0,357	0,057	1,06	0,174
3×120	0,57/0,56	0,19	0,325	0,057	0,92	0,157
3×150	0,44/0,42	0,16	0,264	0,056	0,78	0,135
3×185	0,36/0,36	0,12	0,239	0,056	0,66	0,122
3×240	0,31/0,29	0,10	0,212	0,055	0,553	0,107

Таблица П.3.6

Емкостные токи замыкания на землю кабелей с пластмассовой изоляцией			
Сечение, мм ²	Ток замыкания на землю, А/км		
	Кабели 6 кВ	Кабели 10 кВ	Кабели 35 кВ
25	0,55	1,90	3,30
35	0,60	2,10	3,60
50	0,65	2,30	3,90
70	0,70	2,60	4,50
95	0,75	2,90	4,80
120	0,85	3,20	5,40
150	0,90	3,40	5,70
185	1,00	3,80	6,30
240	1,00	4,50	6,90
300	-	5,00	7,50
400	-	5,60	8,10

Таблица П.4.1

Активное, индуктивное и полное сопротивление цепи фаза-нуль четырехжильных кабелей жилами в пластмассовой оболочке						
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	R фазы	R нуля	Z	R фазы	R нуля	Z
4x2,5	14,75	14,75	29,5	8,73	8,73	17,4
3x4+1x2,5	9,2	14,75	23,9	5,47	8,73	14,2
4x4	9,2	9,2	18,4	5,47	5,47	10,9
3x6+1x4	6,15	9,2	15,3	3,64	5,47	9,11
4x6	6,15	6,15	12,3	3,64	3,64	7,28
3x10+1x6	3,68	6,15	9,83	2,17	3,64	5,81
4x10	3,68	3,68	7,36	2,17	2,17	4,34
3x16+1x10	2,3	3,68	5,98	1,37	2,17	3,54
4x16	2,3	2,3	4,6	1,37	1,37	2,74
3x25+1x16	1,47	2,3	3,77	0,87	1,37	2,24
4x25	1,47	1,47	2,94	0,87	0,87	2,74
3x35+1x16	1,05	2,3	3,36	0,63	1,37	1,99
4x35	1,05	1,05	2,1	0,62	0,62	1,25
3x50+1x25	0,74	1,47	2,21	0,43	0,87	1,3
4x50	0,74	0,74	1,48	0,43	0,44	0,87
3x70+1x25	0,527	0,74	1,99	0,31	0,87	1,18
3x70+1x35	0,527	1,5	1,57	0,31	0,62	0,94
4x70	0,527	0,527	1,05	0,31	0,31	0,62
3x95+1x35	0,388	1,06	1,44	0,23	0,62	0,85
3x95+1x50	0,388	0,74	1,13	0,23	0,436	0,66
4x95	0,388	0,388	0,77	0,23	0,23	0,46
3x120+1x35	0,308	1,05	1,36	0,18	0,625	0,8
3x120+1x70	0,308	0,527	0,83	0,18	0,313	1,49
4x120	0,308	0,308	0,62	0,18	0,181	0,36
3x150+1x50	0,246	0,74	0,98	0,14	0,436	0,58
4x150	0,246	0,246	0,49	0,14	0,146	0,29
3x185+1x50	0,2	0,74	0,94	0,12	0,436	0,55
4x185	0,2	0,2	0,4	0,12	0,122	0,24
4x240	0,153	0,153	0,3	0,09	0,09	0,18

Таблица П.4.2

Активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми и медными жилами				
Сечение, мм ²	Сопротивление, МОм/м			
	активное R		индуктивное X	
	алюминий	медь	открыто	в трубах
1,5	22,2	13,35	--	0,11
2,5	13,3	8,0	--	0,09
4	8,35	5,0	0,33	0,10
6	5,55	3,33	0,32	0,09
10	3,33	2,0	0,31	0,07
16	2,08	1,25	0,29	0,07
25	1,33	0,80	0,27	0,07
35	0,95	0,57	0,26	0,06
50	0,67	0,4	0,25	0,06
70	0,48	0,29	0,24	0,06
95	0,35	0,21	0,23	0,06
120	0,28	0,17	0,22	0,06
150	0,22	0,13	0,21	0,06
185	0,18	0,11	0,21	0,06
240	--	0,08	0,20	--
300	0,12	0,12	0,19	0,06

Таблица П.4.3

Полное сопротивление цепи фаза-ноль для трехжильных кабелей при использовании алюминиевой оболочки в качестве нулевого проводника						
Сечение жил кабе- ля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	Алюминий			Медь		
	R фазы	R нуля	Z	R фазы	R нуля	Z
3x6	6,46	1,045	7,50	3,83	0,985	4,815
3x10	3,87	1,038	4,71	2,28	0,876	3,156
3x16	2,42	0,775	3,2	1,44	0,748	2,188
3x25	1,55	0,691	2,24	0,92	0,679	1,597
3x35	1,11	0,616	1,73	0,697	0,610	1,267
3x50	0,775	0,498	1,279	0,558	0,492	0,952
3x70	0,555	0,410	0,97	0,33	0,405	0,734
3x95	0,408	0,321	0,73	0,24	0,357	0,609
3x120	0,324	0,328	0,65	0,19	0,325	0,516
3x150	0,258	0,268	0,53	0,16	0,264	0,418
3x185	0,21	0,241	0,45	0,12	0,239	0,363
3x240	0,160	0,215	0,38	0,10	0,212	0,307

Таблица П.4.5

Полное сопротивление цепи фаза трехжильного алюминиевого кабеля с резиновой или пластмассовой изоляцией – стальная полоса															
Сеч. каб., мм ²	Расстояние между полосой и каб., м	Полное сопротивление цепи Z _п , Ом/км, при токах													
		100	200, 300	1500	100	200	300, 400	2500	100	200	300	600, 3000	200	400	600, 3000
		для размера полосы, мм													
		25x3			40x4				60x4				80x4		
3x6	0,2	11,22	10,13		9,53	8,77	8,34		8,76	8,33	8,03		9,06	7,66	
	0,8	11,22	10,17		9,57	8,80	8,37		8,80	8,37	8,06		9,08	7,69	
3x10	0,2	8,71	7,64	6,80	7,03	6,24	5,80		6,24	5,80	5,49	5,09	5,60	5,12	
	0,8	8,77	7,70	6,85	7,08	6,29	5,85		6,29	5,84	5,53	5,13	5,64	5,16	
3x16	0,2	7,35	6,27	5,42	5,65	4,86	4,41	3,96	4,85	4,40	4,08	3,67	4,12	3,69	3,45
	0,8	7,43	6,34	5,48	5,72	4,92	4,47	4,02	4,91	4,46	4,14	3,73	4,18	3,74	3,50
3x25	0,2	6,50	5,47	4,62	4,85	4,04	3,59	3,14	4,04	3,58	3,26	2,84	3,29	2,86	2,61
	0,8	6,64	5,55	4,69	4,93	4,12	3,66	3,21	4,11	3,65	3,33	2,91	3,36	2,93	2,68
3x35	0,2	6,16	5,07	4,22	4,45	3,64	3,18	2,73	3,63	3,17	2,85	2,43	2,89	2,45	2,20
	0,8	6,25	4,17	4,30	4,53	3,73	3,27	2,81	3,71	3,26	2,93	251	2,96	2,53	2,28
3x50	0,2	5,87	4,78	3,92	4,15	3,34	2,89	2,43	3,34	2,87	2,55	2,13	2,58	2,15	1,9
	0,8	5,96	4,87	4,0	4,24	3,44	2,98	2,52	3,42	2,97	2,64	2,23	2,67	2,24	1,99
3x70	0,2	5,67	4,64	3,73	3,96	3,15	2,69	2,24	3,14	2,68	2,36	1,94	2,39	1,95	1,71
	0,8	5,77	4,68	3,82	4,05	3,25	2,79	2,34	3,23	2,78	2,46	2,04	2,48	2,05	1,80
3x95	0,2	5,55	4,46	3,61	3,83	3,02	2,57	2,12	3,02	2,55	2,23	1,81	2,27	1,83	1,58
	0,8	5,64	4,56	3,69	3,43	3,12	2,67	2,22	3,11	2,66	2,33	1,92	2,36	1,93	1,68
3x120	0,2	5,47	4,38	3,53	3,75	2,95	2,49	2,04	2,94	2,48	2,16	1,74	2,19	1,75	1,51
	0,8	5,57	4,48	3,62	3,85	3,05	2,60	2,15	3,04	2,58	2,26	1,84	2,29	1,86	1,60
3x150	0,2	5,41	4,32	3,47	3,69	2,88	2,43	1,98	2,88	2,42	2,10	1,68	2,13	1,70	1,47
	0,8	5,51	4,42	3,57	3,80	2,99	2,54	2,09	2,98	2,53	2,21	1,72	2,23	1,80	1,56
3x185	0,2	5,36	4,28	3,42	3,65	2,84	2,39	1,94	2,84	2,37	2,05	1,64	2,09	1,65	1,41
	0,8	5,46	4,38	352	3,75	2,95	2,5	2,05	2,93	2,48	2,16	1,75	2,19	1,76	1,52
3x240	0,2	5,32	4,23	3,38	3,60	2,80	2,35	1,90	2,79	2,33	2,01	1,59	2,04	1,61	1,36
	0,9	5,42	4,33	3,48	3,71	2,91	2,45	2,01	2,89	2,44	2,12	1,71	2,15	1,72	1,48

Технические характеристики трансформаторов тока и электрических аппаратов
Приложение 5

Таблица П.5.1

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТК, мОм				
Номинальный ток, А	ТК (класс точности 1)		ТК (класс точности 3)	
	R	X	R	X
10	160.5	180	75	70
15	96.8	120	33	30
20	42	67	19	17
30	20	30	8,2	8
40	11	17	4,8	4,28
50	7	11	3,0	2.8
75	3	4,8	1,3	1.2
100	1,7	2,7	0,75	0.7
150	0,75	1,2	0,33	0,3
200	0,42	0,67	0,19	0,17
300	0,2	0,3	0,088	0,08
400	0,11	0,17	0,05	0,04
600	0.05	0.07	0.02	0.02

Таблица П.5.2

Сопротивление расцепителей и главных контактов автоматов, мОм				
Тип автомата	Тип расцепителя	Номинальный ток, А	Сопротивление полюса	
			активное r	индуктивное X
A3788	Полупроводниковый	250	0,12	0,078
A3794		400	0,12	0,077
		630	0,12	0,03
A3795	Тепловой	250	0,34	0,27
		320	0,335	0,275
A3796	Тепловой	400	0,25	0,235
		500	0,21	0,18,
		630	0,155	0,1
		250	0,35	0,11
BA51-35 BA52-37	Тепловой	400	0,172	0,104
BA52-39 BA52-35		630	0,099	0,078
BA53-37 BA53-39		250	0,38	0,13
BA53-41	Полупроводниковый	400	0,1	0,102
		630	0,068	0,12
		1000	0,077	0,115

Таблица П.5.3

Сопротивления катушек расцепителей и главных контактов автоматов и рубильников, мОм				
Номинальный ток, А	Катушка расцепителей автоматов		Разъемные контакты	
	R	X	Автоматы $R_{\text{конт}}$	Рубильники $R_{\text{конт}}$
10	49.0	61.0	8.2	4.3
16	26.0	30.0	2.9	2.51
25	12,0	9.0	2.3	1.9
50	7	4.5	1.3	1.05
70	3.5	2	1.0	0.66
100	2.15	1.2	0.75	0,5
160	1.3	0.7	0.65	0.145
250	1.1	0.5	0.60	0,0.40
400	0.65	0.17	0.40	0,20
630	0,41	0.13	0.25	0,15
1000	0,25	0.1	0.12	0,08
1600	0,14	0.08	0.08	0,06
2500	0.13	0.07	0.06	0.04
4000	0.1	0.05	0.03	0.03

Приложение 6

Активные и индуктивные сопротивления прямоугольных шин и шинопроводов

Таблица П.6.1

Активные и индуктивные сопротивления прямоугольных медных и алюминиевых шин						
Размер, мм	Активное сопротивление при 65 °С, мОм/м			Индуктивное сопротивление мОм/м, при Dcp, мм		
	меди	алюминия	100	150	200	300
30X3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30X4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40X4	0,125	0,222	0,145	0,17	0,189	0,214
40X5	0,100	0,177	0,145	0,17	0,189	0,214
50X5	0,08	0,142	0,137	0,1565	0,18	0,2
50X6	0,067	0,118	0,137	0,1565	0,18	0,2
60X6	0,0558	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189
60X8	0,0418	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80X8	0,0318	0,055	0,102	0,126	0,145	0,17
80X10	0,025	0,0445	0,102	0,126	0,145	0,17
100X10	0,020	0,0355	0,09	0,1127	0,133	0,157
2(60X8)	0,0209	0,037	0,12	0,145	0,163	0,189
2(80X8)	0,0157	0,0277	--	0,145	0,17	0,17
2(80X10)	0,0125	0,0222	--	0,126	0,145	0,17
2(100X10)	0,01	0,0178	--	--	0,133	0,157

Таблица П.6.3

Сопротивления шинопроводов								
Тип шинопровода	Номинал. ток, А	Конструкция нулевого токопровода	Сопротивление фазная шина – нуль, Ом/км					
			Активное r		Индуктивное X		Zφ	Z
			R фаза	R нуль	X фаза	X нуль		
ШМА59-НУ3	2500	Два опорных алюминиевых уголка	0,032	0,07	0,084	0,046	--	0,165
ШМА59-НУ3	4000		0,017	0,17	0,084	0,046	--	0,16
ШМА68-НУ3	1600		0,034	0,11	0,023	0,212	--	0,27
ШМА68-НУ3	2500		0,02	0,07	0,02	0,046	--	0,111
ШМА68-НУ3	4000		0,013	0,07	0,015	0,046	--	0,12
ШМА16У3	1000	Боковые профили	0,059	--	0,009	--	0,059	0,125
ШМА16У3	1600		0,03	0,037	0,014	0,041	0,033	0,087
ШМА73У3	1600		0,031	0,041	0,0170	0,081	--	0,123
ШМА73ПУ3	1600		0,037	0,049	0,02	0,1	--	0,148
ШМА76У3	1000		0,058	0,037	0,05	0,091		0,096
ШРА73У3,	250	Нулевая шина внутри кожуха	0,21	0,12	0,21	0,207	--	0,55
ШРА73-ВУ3,	400		0,15	0,162	0,17	0,164	--	0,49
ШРА73У3,	600		0,1	0,162	0,13	0,164	--	0,29
ШРПУ3	250		0,21	--	0,21	--	0,3	0,4
ШРПУ3	400		0,15	--	0,17	--	0,23	0,35
ШРПУ3	630		0,08	--	0,11	--	0,14	0,162
ШРМ-75У3	100		0,52	--	0,07	--	0,525	1,07
ШТМ-76У3	100		0,4	--	0,42	--	0,58	--
ШОС-73У3	100		0,52	--	0,07	--	0,525	1,07
ШОС-80У3	16		5,4	5,4	0,05	0,05	5,4	5,4
ШТА-75У3	250		Боковые планки с шинами	0,474	--	0,15	--	0,496
ШТА-75У3	400	0,217		--	0,17	--	0,254	--
ШТМ-73У3	250	0,315		--	0,18	--	0,36	--
ШТМ-73У3	400	0,197		--	0,12	--	0,23	--
ШМТ-АУ2, ШМТ-АОУ2	250		0,2	--	0,21	--	0,29	--

Приложение 7
Таблица П.7.1

Параметры аварийных мало мощных генераторов

Р _{нг} , кВт	350	500	630	630	1000	2500
U _{нг} , кВ	6,3	0,4	6,3	0,4	6,3	6,3
I _{нг} , А	404	903	72	1138	115	287
n, об/мин	1000	1500	375	1500	750	1000
cosφ _{н.г}	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
КПД, %	96	94	93	95	94,56	95
X'' _d , ОЕ	0,17	0,14	0,18	0,167	0,192	0,16
X ₂ , ОЕ	—	0,15	—	0,174	0,171	—
X ₀ , ОЕ	—	0,047	—	0,054	0,0763	—
I* _{в.пред} , ОЕ	—	9	—	10	—	—

Евминов Леонид Иванович

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ
ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ**

Практикум

для студентов специальностей

1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»

и 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»

дневной и заочной форм обучения

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 11.03.22.

Пер. № 1Е.

<http://www.gstu.by>