



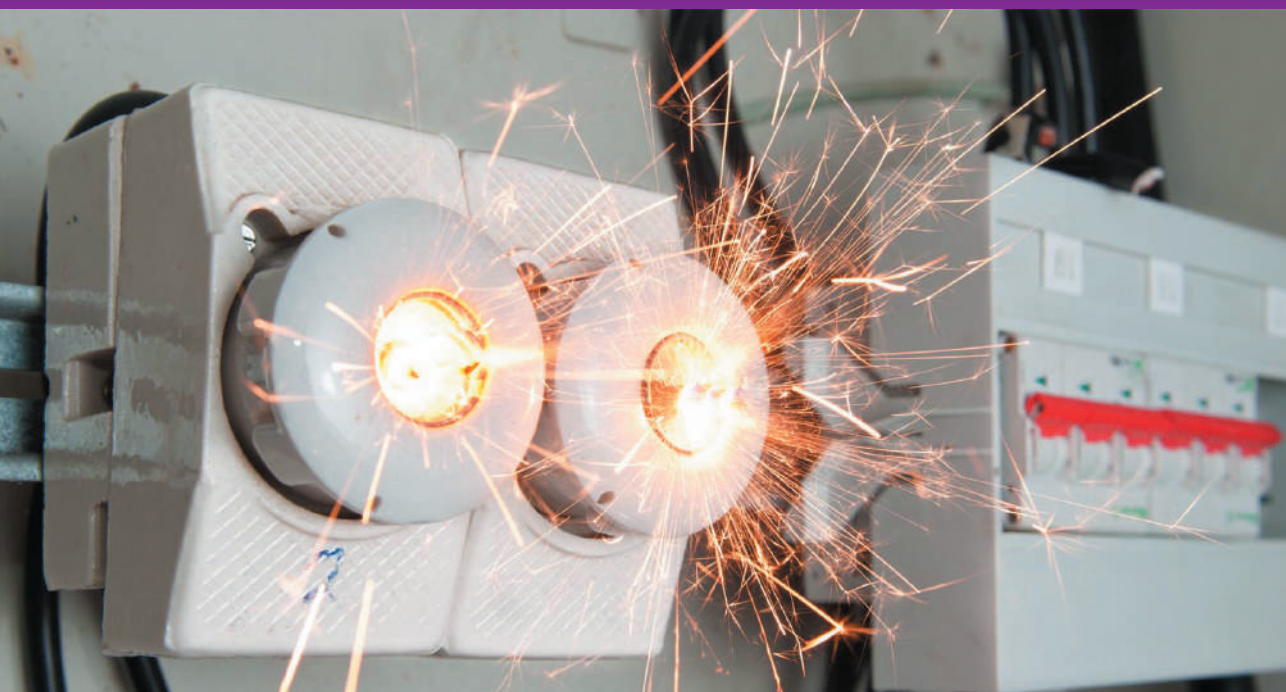
Уральский
федеральный
университет

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Уральский
энергетический
институт

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебное пособие



Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2019

УДК 621.311.064.1(075.8)

ББК 31.27-018я73

P24

Авторы:

С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, М. Д. Сенюк, М. Р. Загидулин,
К. А. Зиновьев, А. И. Хальясмаа

Рецензенты:

К. В. Суслов, канд. техн. наук, проф. кафедры электроснабжения и электротехники Иркутского национального исследовательского технического университета;

В. С. Поспелов, начальник отдела стратегического развития сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» — МЭС Урала

Научный редактор — канд. техн. наук, доц. С. Н. Шелюг

Изображение на обложке с сайта <https://www.sedille-ets.fr/ressources/images/1d84b2e4b43b.jpg>

Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учеб. пособие / С. А. Ерошенко [и др.]. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 104 с.

ISBN 978-5-7996-2604-4

В пособии рассмотрены вопросы расчета тока короткого замыкания в крупных электроэнергетических системах, допущения, используемые при расчетах и составлении схем замещения, критерии проверки силового оборудования на соответствие току короткого замыкания, методы расчета и особенности оформления проектной документации при выполнении раздела по расчету токов короткого замыкания. Особое внимание уделяется вопросам термического воздействия тока короткого замыкания на грозострос линии электропередачи.

Библиогр. 15 назв. Табл. 28. Рис. 51.

УДК 621.311.064.1(075.8)

ББК 31.27-018я73

ISBN 978-5-7996-2604-4

© Уральский федеральный
университет, 2019

Оглавление

Используемые сокращения	4
Термины и определения	5
Предисловие	7
Глава 1. Теоретические основы расчетов токов коротких замыканий ..	8
1.1. Общие сведения о коротких замыканиях в энергосистемах	8
1.2. Исходные данные и допущения при расчете токов коротких замыканий	12
1.3. Составление схем замещения элементов электрической сети ...	15
1.4. Составление схем замещения синхронных и асинхронных машин	23
1.5. Проверка силового оборудования	27
1.6. Методы ограничения токов КЗ	34
1.7. Оформление расчетов токов КЗ	40
Глава 2. Расчет токов короткого замыкания	42
2.1. Описание исходных данных для расчета токов короткого замыкания	42
2.2. Расчет токов короткого замыкания в ПК RastrWin3	47
2.3. Проверка коммутационного оборудования по расчетным токам короткого замыкания	68
Глава 3. Расчет термического воздействия тока короткого замыкания на грозотрос	73
3.1. Общие положения	73
3.2. Пример расчета термического воздействия токов КЗ	77
3.3. Аналитический расчет термического воздействия тока короткого замыкания на грозотрос	80
3.4. Расчет тока в грозотросе в ПК RastrWin3	99
Список использованных источников	102

Используемые сокращения

АД	—	Асинхронный двигатель
АОДС	—	Автоматика опережающего деления сети
АПВ	—	Автоматическое повторное включение
АТ	—	Автотрансформатор
ВПТ	—	Вставка постоянного тока
ГРЭС	—	Государственная районная электрическая станция
ЕЭС	—	Единая энергетическая система
КЗ	—	Короткое замыкание
КЛЭП	—	Кабельная линия электропередачи
ЛЭП	—	Линия электропередачи
ОКГТ	—	Оптический кабель помещенный в грозотрос
ПС	—	Подстанция
РУ	—	Распределительное устройство
СД	—	Синхронный двигатель
Т	—	Трансформатор
ТЭЦ	—	Теплоэлектроцентраль
УРОВ	—	Устройство резервирования при отказе выключателя
ЭДС	—	Электродвижущая сила

Термины и определения

Короткое замыкание	—	Замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима
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
Двухфазное 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 две фазы
Трехфазное короткое замыкание	—	Короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной электроэнергетической системе
Свободная составляющая тока короткого замыкания	—	Составляющая тока короткого замыкания, определяемая только начальными условиями короткого замыкания, структурой электрической сети и параметрами ее элементов
Апериодическая составляющая тока короткого замыкания	—	Свободная составляющая тока короткого замыкания, изменяющаяся во времени без перемены знака
Мгновенное значение тока короткого замыкания	—	Значение тока короткого замыкания в рассматриваемый момент времени

Действующее значение тока короткого замыкания	— Среднее квадратическое значение тока короткого замыкания за период рабочей частоты, середина которого есть рассматриваемый момент времени
Ударный ток короткого замыкания	— Наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания
Сквозной ток короткого замыкания	— Ток, проходящий через включенный коммутационный электрический аппарат при внешнем коротком замыкании
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
Термическое действие тока короткого замыкания	— Тепловое действие тока короткого замыкания, вызывающее изменение температуры элементов электроустановки
Электродинамическое действие тока короткого замыкания	— Механическое действие электродинамических сил, обусловленных током короткого замыкания, на элементы электроустановки
Интеграл Джоуля	— Условная величина, характеризующая тепловое действие тока короткого замыкания на рассматриваемый элемент электроустановки, численно равная интегралу от квадрата тока короткого замыкания по времени в пределах от начального момента короткого замыкания до момента его отключения

Предисловие

Данное учебное пособие освещает широкий круг вопросов, связанных с расчетами токов коротких замыканий (КЗ) в сложных энергосистемах. Расчет токов КЗ является одной из важнейших проектных и эксплуатационных задач, которые решаются персоналом диспетчерских центров, электросетевых компаний и проектных организаций.

Первая глава пособия посвящена теоретическим аспектам расчета токов КЗ. Рассмотрены принципы составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей различных элементов электрической сети и генерирующего оборудования. Приведен учет взаимной индуктивности линий электропередач (ЛЭП).

Вторая глава учебного пособия посвящена вопросам расчетов токов КЗ в энергосистемах: описание функциональных возможностей и принципов работы в современном программном комплексе *RastrWin3*. В качестве примера приводится пошаговое описание расчетов токов КЗ для крупной электроэнергетической системы.

В третьей главе пособия освещены вопросы проверки грозотроссов по термической стойкости току КЗ.

Принципы расчетов токов КЗ, представленные в настоящем издании, соответствуют действующим нормативно-техническим документам в области диспетчерского управления, в том числе ГОСТу по расчетам токов КЗ (ГОСТ Р 52735—2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ»).

ГЛАВА 1. Теоретические основы расчетов токов коротких замыканий

1.1. Общие сведения о коротких замыканиях в энергосистемах

Для электроэнергетической системы характерны следующие режимы работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный, причем аварийный режим является кратковременным, а остальные — продолжительными. Основной причиной перехода энергосистемы из нормального (ремонтного) состояния к аварийному является короткое замыкание (КЗ).

В электроэнергетических системах, работающих с заземленной нейтралью, различают четыре вида КЗ: однофазное, двухфазное, двухфазное на землю и трехфазное. Из них наиболее часто возникает однофазное КЗ, вероятность которого возрастает с увеличением напряжения сети. Данный факт связан с ростом расстояния между фазами. Вероятность возникновения КЗ определяется его видом, а также классом напряжения сети, в которой оно происходит. На рис. 1.1 и в табл. 1.1 приведена классификация КЗ, полученных с регистраторов аварийных событий ПАО «ФСК ЕЭС» за 2016 г. Исходя из приведенных данных можно сделать вывод, что в среднем КЗ возникает каждые 56 часов в год.

Среди причин возникновения КЗ выделяют следующие:

- грозовое перекрытие изоляции;
- нарушение изоляции электрооборудования, вызываемое ее старением, загрязнением поверхности изоляторов, механическими повреждениями;
- механические повреждения элементов электрической сети (обрыв провода линии электропередачи и т. п.);

- преднамеренные КЗ, вызываемые действием короткозамыкателей;
- перекрытие токоведущих частей животными, птицами;
- падение деревьев на участки ЛЭП;
- ошибки персонала при выполнении переключений.

На рис. 1.2 и в табл. 1.2 приведена классификация причин возникновения КЗ, полученных из отчетных данных ПАО «ФСК ЕЭС» по одной из крупных региональных энергосистем для ПС 500, 220 кВ за 2016 г.

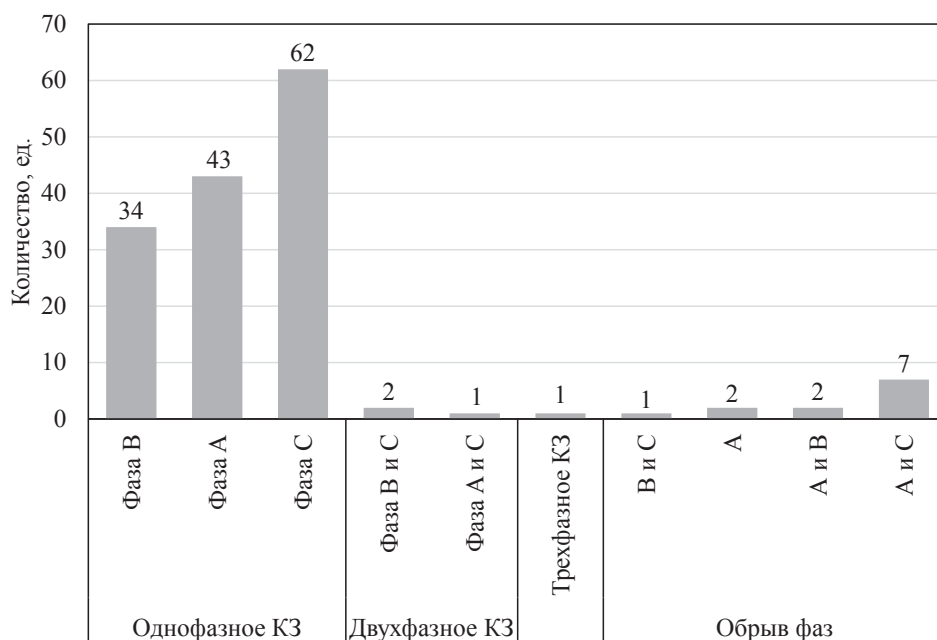


Рис. 1.1. Классификация видов КЗ для ПС 500, 220 кВ

Таблица 1.1

Классификация видов КЗ для ПС 500, 220

Вид короткого замыкания	Количество, ед.
Обрыв фазы В и С	1
Двухфазное КЗ на землю, фаза А и С	1
Трехфазное КЗ	1
Обрыв фазы А	2
Обрыв фазы А и В	2
Двухфазное КЗ на землю, фаза В и С	2
Обрыв фазы А и С	7

Окончание табл. 1.1

Вид короткого замыкания	Количество, ед.
Однофазное КЗ на землю, фаза В	34
Однофазное КЗ на землю, фаза А	43
Однофазное КЗ на землю, фаза С	62
Итого:	155



Рис. 1.2. Классификация причин КЗ для ПС 500, 220 кВ

Таблица 1.2

Классификация причин КЗ для ПС 500, 220 кВ

Причина короткого замыкания	Количество, ед.
Грозное перекрытие	48
Несанкционированная вырубка леса	28
Перекрытие на проводе фазы	26
Перекрытие гирлянды изоляторов	22
Разрушение изолятора	10
Гололедообразование	5
Перекрытие провода на траверсу	5
Обрыв гирлянды изоляторов	3
Излом шлейфа провода в месте сварки	3
Обрыв грозотроса	2
Разрушение конденсатора связи	2
Упавшая опора	1
Итого:	155

Из рис. 1.2 и табл. 1.2 можно видеть, что в большинстве случаев причиной возникновения короткого замыкания является грозовое перекрытие изоляции — 48 случаев. Второе место занимает несанкционированная вырубка леса или перекрытие изоляции из-за поросли в просеке — 28 случаев. На третьем месте — перекрытие изоляции фазных проводов — 26 случаев, по разным причинам: от сильных порывов ветра, жизнедеятельности птиц и проезда техники до перенапряжений на изоляции.

Основные последствия КЗ:

- системная авария, вызванная нарушением устойчивости системы, приводящая к значительному технико-экономическому ущербу;
- термическое повреждение электрооборудования, связанное с его недопустимым нагревом токами КЗ;
- механическое повреждение электрооборудования, вызываемое воздействием больших электромагнитных сил между токоведущими частями;
- ухудшение условий работы потребителей, вызывающее нарушения технологического процесса, приводящее к ущербу;
- наведение при несимметричных КЗ в соседних линиях связи и сигнализации ЭДС, опасных для обслуживающего персонала [1].

В практике проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем расчет токов КЗ производится для следующих целей:

- расчет шунтов короткого замыкания для использования в расчетах электромеханических переходных процессов;
- проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики;
- выбор коммутационных аппаратов и проводников и их проверки по условиям электродинамической и термической стойкости, коммутационной способности и износостойкости;
- разработка мер по ограничению токов КЗ;
- определение числа заземленных нейтралей и их размещение в энергосистеме;
- сопоставление, оценка и выбор схемы электрических соединений;
- определение влияния линий электропередачи на линии связи.

1.2. Исходные данные и допущения при расчете токов коротких замыканий

Для расчета токов КЗ необходимы параметры элементов электрической сети: ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также параметры источников тока КЗ: синхронных генераторов, асинхронных/синхронных двигателей. В табл. 1.3 приведены данные, необходимые для расчета токов КЗ.

Таблица 1.3

Необходимые данные для расчета токов КЗ

Элемент схемы замещения	Параметр	
ЛЭП, КЛЭП	l	Длина, км
	r	Удельное активное сопротивление, Ом/км
	x_1	Удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км
	x_0	Удельное индуктивное сопротивление нулевой последовательности, Ом/км
	b	Удельная емкостная проводимость, См/км
	x_{m0}	Удельное индуктивное сопротивление взаимоиנדукции нулевой последовательности от других линий, Ом/км
Трансформаторы, автотрансформаторы	$S_{ном}$	Номинальная мощность, МВА
	$u_{кВ-Н},$ $u_{кВ-С},$ $u_{кС-Н}$	Напряжения КЗ между обмотками, кВ
	$\Delta P_{кВ-Н},$ $\Delta P_{кВ-С},$ $\Delta P_{кС-Н}$	Потери КЗ, МВт
	K_t	Коэффициент трансформации

¹В тех случаях, когда отсутствуют данные о фактически используемых в условиях эксплуатации коэффициентах трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, допустимо их принимать равными отношению средних номинальных напряжений сетей, связанных этими трансформаторами и автотрансформаторами [1].

Окончание табл. 1.3

Элемент схемы замещения	Параметр	
Токоограничивающие реакторы	X_p	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом
	$I_{\text{ном}}$	Номинальный ток, кА
	ΔP	Потери мощности (на фазу) при номинальном токе, кВт
	$K_{\text{св}}$	Номинальный коэффициент связи
Синхронные машины	$P_{\text{ном}}$	Номинальная активная мощность, МВт
	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Номинальный коэффициент мощности
	$U_{\text{ном}}$	Номинальное напряжение, кВ
	$I_{\text{ном}}$	Номинальный ток статора, кА
	X''_d	Сверхпереходное индуктивное сопротивление прямой последовательности по продольной оси, Ом
	X_2	Сверхпереходное индуктивное сопротивление обратной последовательности по продольной оси, Ом
	X_0	Сверхпереходное индуктивное сопротивление нулевой последовательности по продольной оси, Ом
Асинхронные электродвигатели	$P_{\text{ном}}$	Номинальная активная мощность, МВт
	$U_{\text{ном}}$	Номинальное напряжение, кВ
	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Номинальный коэффициент мощности
	$I_{\text{ном}}$	Номинальный ток, кА
	$X''_{\text{ад}}$	Сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателя, Ом
	$I_{\text{п}}$	Кратность пускового тока по отношению к номинальному току

Допущения при расчете токов КЗ складываются из допущений метода расчета и допущений, принятых при формировании математической модели энергосистемы.

В соответствии с [1] для расчета несимметричных КЗ рекомендуется использовать метод симметричных составляющих. Использование данного метода подразумевает следующие допущения:

- расчет ведется только для электрических величин основной гармоники;
- в расчет вводятся только ЭДС прямой последовательности;
- устройства автоматического регулирования возбуждения синхронной машины реагируют только на отклонения напряжения прямой последовательности и стремятся поддержать его равным номинальному напряжению.

При формировании схемы замещения энергосистемы для расчетов токов КЗ в соответствии с [1] допускается:

- не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередачи (вставки) постоянного тока;
- не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитывать влияние активных проводимостей ЛЭП, КЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов);
- приближенно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах исходной расчетной схемы;
- принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы.

Наиболее удаленную¹ от расчетной точки КЗ часть электроэнергетической системы допускается представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС E_c и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением $X_c^{(3)}$. ЭДС эквивалентного источника принимается равной среднему номинальному напряжению точки сети, через которую осуществляется связь рассматриваемой энергосистемы с прилегающей. Сопротивление прямой и обратной последовательности эквивалентного источника $X_c^{(3)}$ определяются, исходя из известного тока подпитки $I_c^{(3)}$ от эквивалентируемой части системы при трехфазном КЗ в узловой точке указанной сети:

$$X_c^{(3)} = \frac{U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}I_c^{(3)}}. \quad (1.1)$$

Алгоритм получения эквивалентного сопротивления нулевой последовательности X_{c0} можно найти из выражения для определения тока однофазного КЗ:

¹ Для генератора или синхронного компенсатора КЗ допустимо считать удаленным, если расчетная точка КЗ находится по отношению к синхронной машине за двумя и более трансформаторами или за реактором [2].

$$I_c^{(1)} = \frac{3U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}(X_c^{(3)} + X_c^{(3)} + X_c^{(1)})}, \quad (1.2)$$

где $X_c^{(3)}, X_c^{(1)}$ — эквивалентное сопротивление прямой (обратной) и нулевой последовательностей, Ом, $I_c^{(1)}$ — ток подпитки однофазного КЗ, кА.

Из выражения (1.2) можно оценить $X_c^{(1)}$ по следующей формуле:

$$X_c^{(1)} = \frac{3U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}I_c^{(1)}} - 2X_c^{(3)} = \frac{3U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}I_c^{(1)}} - 2\frac{U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}I_c^{(3)}} \\ X_c^{(1)} = \frac{U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3}} \left(\frac{3}{I_c^{(1)}} - \frac{2}{I_c^{(3)}} \right) \quad (1.3)$$

Используя выражения (1.1) и (1.3), можно по известным подпиткам однофазного и трехфазного тока КЗ от прилегающей энергосистемы рассчитать эквивалентные реактансы.

1.3. Составление схем замещения элементов электрической сети

Для расчета токов КЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети: ЛЭП, КЛЭП, трансформаторы (автотрансформаторы), токоограничивающие реакторы, генераторы, синхронные компенсаторы, нагрузка. Стоит отметить, что при расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки, если ток в месте КЗ от той нагрузки составляет не менее 5 % тока в месте КЗ, определенного без учета нагрузки.

Воздушные, кабельные линии электропередач

Значения удельного индуктивного сопротивления прямой последовательности и удельного активного сопротивления воздушных линий следует принимать по справочным таблицам, исходя из материала и сечения проводов и среднего геометрического расстояния между фазами. Если отсутствуют данные о сечениях проводов, допустимо удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности воз-

душных линий напряжением до 220 кВ принимать равным 0,4 Ом/км, линий напряжением 330 кВ — равным 0,325 Ом/км, а линий напряжением 500 кВ — равным 0,307 Ом/км.

Схема замещения прямой последовательности

Для ЛЭП и КЛЭП параметры схемы замещения прямой последовательности можно найти по следующим выражениям:

$$X_1 = x_1 l, \quad (1.4)$$

$$R_1 = r_1 l, \quad (1.5)$$

$$b_1 = b l, \quad (1.6)$$

где x_1 , r_1 , b — удельные реактивное, активное сопротивление, Ом/км и емкостная проводимость прямой последовательности; См/км; l — длина ЛЭП, КЛЭП, км.

Схема замещения обратной последовательности

В связи с тем, что для ЛЭП и КЛЭП взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивные, активные сопротивления и емкостная проводимость прямой и обратной последовательностей одинаковы: $X_1 = X_2$, $R_1 = R_2$, $b_1 = b_2$.

Схема замещения нулевой последовательности

Для одноцепной трехфазной ЛЭП сопротивление нулевой последовательности может быть определено по следующему выражению:

$$z_L = R_1 + R_3 + j0,145 \lg \frac{D_3}{R_{cp}} = R_1 + 0,15 + j0,435 \lg \frac{D_3}{R_{cp}}, \quad (1.7)$$

где R_1 — активное сопротивление прямой последовательности, Ом; R_3 — активное сопротивление земли, Ом, соответствующее потере активной мощности при прохождении тока в земле (оно практически не зависит от проводимости земли, так как с ее изменением меняется плотность тока в земле); D_3 — эквивалентная глубина возврата тока через землю ($D_3 = 935$ м), м; R_{cp} — средний геометрический радиус системы трех проводов линии, м, который можно вычислить по следующему выражению:

$$R_{\text{ср}} = \sqrt[3]{R_{\text{эк}} D_{\text{ср}}^2}, \quad (1.8)$$

где $R_{\text{эк}}$ — эквивалентный радиус провода, учитывающий наличие в реальном проводе внутреннего магнитного поля. Он меньше действительного радиуса провода R : для сплошных проводов из немагнитного материала $R_{\text{эк}} = 0,779R$, для сталеалюминиевых проводов с двумя-тремя проводами $R_{\text{эк}} = 0,82R$; $D_{\text{ср}} = \sqrt{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз А, В, С.

Сопротивление нулевой последовательности кабелей зависит от характера их прокладки, наличия или отсутствия проводящей оболочки, сопротивления заземлений проводящей оболочки (если она имеется) и других факторов. При расчете токов несимметричных КЗ, предназначенных для проверки оборудования допустимо принимать:

$$X_0 = (3,5 \dots 4,5) X_1 \quad R_0 = 10 R_1.$$

Допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, которые приведены в табл. 1.4 [1].

Таблица 1.4

Средние значения отношения X_0/X_1 для воздушных линий электропередачи

Характеристика линии	X_0/X_1
Одноцепная линия без заземленных тросов	3,5
То же, со стальными заземленными тросами	3,0
То же, с заземленными тросами из хорошопроводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
То же, со стальными заземленными тросами	4,7
То же, с заземленными тросами из хорошопроводящих материалов	3,0

Поперечную емкостную проводимость в схемах замещения нулевой последовательности воздушной линии (ВЛ) можно приближенно определить по следующему выражению:

$$b_0 = \frac{2,52}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{эк}}}}, \quad (1.9)$$

где $R_{\text{эк}}$ — эквивалентный радиус провода, учитывающий наличие в реальном проводе внутреннего магнитного поля, Ом; $D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз А, В, С, м.

При практических расчетах токов несимметричных КЗ допустимо принимать:

$b_0 = (0,55...0,6)b_1$ — при отсутствии грозотроса,

$b_0 = (0,65...0,7)b_1$ — при наличии грозотроса.

Учет взаимоиנדукции проводов

При определении сопротивления нулевой последовательности воздушных ЛЭП необходимо учитывать влияние взаимоиנדукции от других линий (цепей), проложенных по той же трассе. При сближении трасс ЛЭП они начинают взаимодействовать по неуравновешенной нулевой последовательности. Сближение и удаление трасс ЛЭП приводит к необходимости разбиения схемы замещения ЛЭП на участки с разными значениями взаимоиנדукции.

Индуктивное сопротивление взаимоиנדукции нулевой последовательности одной цепи от другой (т. е. между проводом одной цепи и тремя проводами другой цепи) при отсутствии у обеих цепей заземленных тросов, Ом/км, следует определять по следующему выражению:

$$X_{I-II} = 0,435 \lg \frac{D_3}{D_{I-II}}, \quad (1.10)$$

где $D_3 = 935$ м — эквивалентная глубина возврата тока через землю, м; D_{I-II} — среднее геометрическое расстояние между цепями I и II, м, которое определяется расстояниями между каждым проводом (А, В, С) цепи I и каждым проводом (А', В', С') цепи II:

$$D_{I-II} = \sqrt[9]{D_{AA'} D_{AB'} D_{AC'} D_{BA'} D_{BB'} D_{BC'} D_{CA'} D_{CB'} D_{CC'}}. \quad (1.11)$$

Таким образом, наличие взаимной индукции с другими фазами в системе нулевой последовательностей значительно уменьшает сопротивление фазы.

Трансформаторы, автотрансформаторы

Параметры схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов следует находить исходя из фактических данных холостого хода и КЗ, если эти данные недоступны, то для расчета необходимо использовать паспортные параметры. В табл. 1.5 показано сравнение фактических и паспортных параметров трансформатора ТРДН-25000/110.

Таблица 1.5

Сравнение фактических и паспортных параметров трансформатора ТРДН-25000

Объект	X , Ом	R , Ом	ΔX , %	ΔR , %
Справочные данные	55,9	2,54	—	—
ПС 1	52,43	2,53	6,2 %	0,4 %
ПС 2	56,07	2,57	−0,3 %	−1,2 %
ПС 3	53,32	2,68	4,6 %	−5,5 %

Из табл. 1.5 видно, что расхождение фактических данных и справочных может быть значительным и составлять до 15 %.

Схема замещения прямой последовательности

Параметры схемы замещения прямой последовательности двухобмоточного трансформатора можно найти по следующим выражениям:

$$X_1 = \frac{U_B^2}{S_{\text{ном}}} \frac{u_{\text{к\%}}}{100}, \quad (1.12)$$

$$R_1 = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} U_B^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (1.13)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная полная мощность трансформатора, МВА; $u_{\text{к\%}}$ — напряжение опыта КЗ в процентах, кВ; U_B — высшее номинальное напряжение, кВ; $\Delta P_{\text{КЗ}}$ — потери активной мощности в опыте КЗ, МВт

Для трансформаторов с *расщепленной обмоткой низшего напряжения* параметры схемы замещения могут быть найдены следующим образом:

$$Z_B = \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) Z_{\text{ВН}} \quad (1.14)$$

$$Z_{\text{Н1}} = \dots = Z_{\text{НМ}} = \frac{K_p}{2} Z_{\text{ВН}}, \quad (1.15)$$

где $Z_{\text{ВН}}$ — номинальное полное сопротивление трансформатора, Ом; $Z_{\text{Н1}}, Z_{\text{М}}$ — значение сопротивления расщепленной обмотки низшего напряжения трансформатора, Ом; K_p — коэффициент расщепления (для трехфазного трансформатора с расщеплением обмотки низшего напряжения на две ветви равен 3,5).

Схема замещения *трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора*, имеющего обмотку низшего напряжения, представляет собой трехлучевую звезду. Параметры схемы замещения прямой последовательности трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов могут быть найдены по выражениям аналогичным (1.12) и (1.13), которые представлены в [2].

Схема замещения обратной последовательности

Обмотки трансформаторов имеют электромагнитную связь, но все контуры неподвижны. Следовательно, для данных элементов электрической сети сопротивления прямой и обратной последовательностей равны: $X_1 = X_2$, $R_1 = R_2$.

Схема замещения нулевой последовательности

При замыканиях на землю в одной токе циркуляция токов нулевой последовательности в основном определяется схемами соединения обмоток трансформаторов и заземлением их нейтралей. В трехфазных трехстержневых трансформаторах магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются через изолирующую среду и кожух, которые характеризуются высоким магнитным сопротивлением. Следовательно, реактивное сопротивление нулевой последовательности меньше сопротивления прямой и обратной последовательностей. В практических расчетах при отсутствии фактических данных о сопротивлении нулевой последовательности трансформатора Z_{0T} оно может быть вычислено по следующему выражению:

$$Z_{0T} = (0,85 - 0,9) Z_{1T}, \quad (1.16)$$

где Z_{1T} — сопротивление нулевой последовательности трансформатора, Ом.

Для протекания токов нулевой последовательности в обмотке трансформатора при появлении на ее выводах напряжения нулевой последовательности относительно земли необходимо, чтобы эта обмотка имела заземленную нейтраль. Сопротивление нулевой последовательности трансформатора со стороны обмотки, соединенной в треугольник или звезду с изолированной нейтралью, бесконечно велико. При составлении схемы замещения нулевой последовательности трансформаторы без заземленной нейтрали не учитываются. Рассмотрим неко-

торые схемы соединения обмоток трансформаторов и соответствующие им схемы замещения нулевой последовательности.

Схема соединения обмоток трансформатора «звезда — треугольник»

В данном случае первичная обмотка силового трансформатора соединена в звезду с заземленной нейтралью, а вторичная — в треугольник. На рис. 1.3 показана схема замещения нулевой последовательности трансформатора с данным типом соединения обмоток.

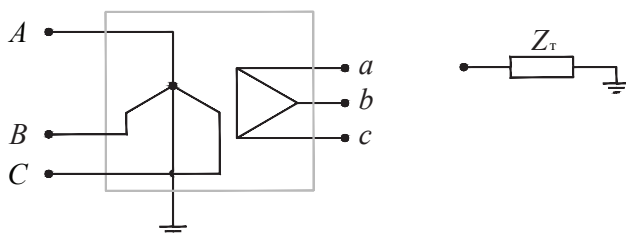


Рис. 1.3. Схема замещения нулевой последовательности трансформатора с соединением обмоток трансформатора «звезда — треугольник»

Схема соединения обмоток трансформатора «звезда — треугольник» с заземлением нейтрали через реактор

Иногда нейтраль трансформатора заземляют через реактор или активное сопротивление, в таком случае данный элемент должен входить в состав контура, по которому протекают токи нулевой последовательности, следовательно, он должен быть учтен в схеме замещения нулевой последовательности. На рис. 1.4 показана схема замещения нулевой последовательности трансформатора с заземлением нейтрали через сопротивление.

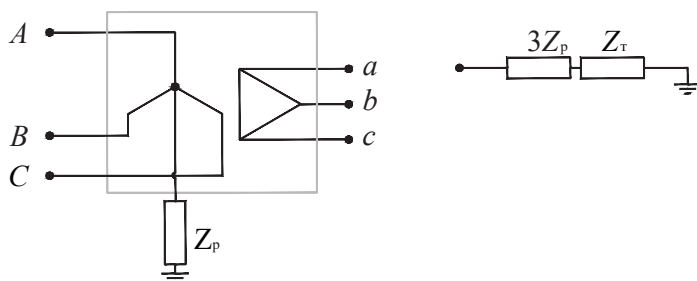


Рис. 1.4. Схема замещения нулевой последовательности трансформатора с соединением обмоток трансформатора «звезда — треугольник» и заземлением нейтрали через сопротивление

Схема соединения обмоток автотрансформатора

Основным отличием автотрансформаторов от трансформатора является наличие электрической связи между первичной и вторичной обмотками. Автотрансформаторы выпускаются с тремя обмотками, причем нейтраль первичной и вторичной обмотки глухо заземлены, а третичная обмотка соединяется в треугольник. На рис. 1.5 показана схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора.

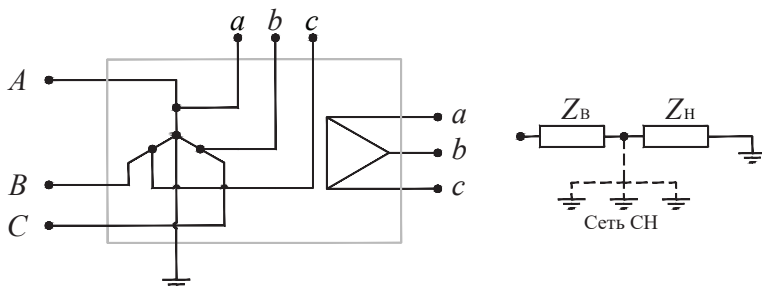


Рис. 1.5. Схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора

На рис. 1.3–1.5 приняты следующие обозначения: Z_T — сопротивление нулевой последовательности трансформатора, которое может быть найдено по выражению (1.16); Z_B , Z_H — сопротивления нулевой последовательности обмоток высшего и низшего сопротивлений автотрансформатора.

Схема замещения нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора составляется аналогично схеме замещения автотрансформатора.

Токоограничивающие реакторы

Согласно положению ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе в электрических сетях 35 кВ и выше, запрещено использование токоограничивающих реакторов. Однако устройства данного типа нашли широкое применение в РУ электростанций [3].

Индуктивное сопротивление луча со стороны среднего зажима (т. е. зажима, обращенного в сторону источника энергии) следует определять по следующему выражению:

$$X_c = -K_{св} X_p, \quad (1.17)$$

где $K_{св}$ — коэффициент связи между ветвями реактора; X_p — номинальное индуктивное сопротивление реактора (т. е. сопротивление одной ветви реактора при отсутствии тока в другой ветви), Ом.

Индуктивные сопротивления двух других лучей схемы замещения одинаковы и определяются по следующему выражению:

$$X_1 = X_2 = (1 + K_{св}) X_p. \quad (1.18)$$

Активное сопротивление каждой ветви сдвоенного реактора следует определять по следующему выражению:

$$R = \frac{\Delta P}{2I_{ном}^2}, \quad (1.19)$$

где ΔP — номинальные потери мощности на фазу реактора, кВт; $I_{ном}$ — номинальный ток реактора А.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей токоограничивающего реактора равны в связи с тем, что для токоограничивающих реакторов взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз.

1.4. Составление схем замещения синхронных и асинхронных машин

Источники питания (синхронные генераторы, компенсаторы и электродвигатели) в практических расчетах представляются ЭДС за некоторым сопротивлением, значения которых зависят от допущений, принятых при расчетах.

Синхронные генераторы

При расчете действующего значения периодической составляющей тока КЗ начальный момент времени $I''_{п0}$ все синхронные машины (генераторы, двигатели, синхронные компенсаторы), имеющие демп-

ферные обмотки, вводятся в схему замещения сверхпереходной ЭДС E_0'' за сверхпереходным сопротивлением X'' .

Схема замещения прямой последовательности

В схему замещения прямой последовательности синхронный генератор вводится в виде сверхпереходного ЭДС за сверхпереходным сопротивлением.

Значение сверхпереходной ЭДС можно определить по следующему выражению:

$$E_0'' = \sqrt{\left(\frac{U_0}{\sqrt{3}} \pm I_0 X_d'' \sin \varphi_0\right)^2 + (I_0 X_d'' \cos \varphi_0)^2}, \quad (1.20)$$

где U_0 — линейное напряжение на выводах синхронного генератора в нормальном режиме, кВ; I_0 — ток статора синхронного генератора в нормальном режиме, кВ; X_d'' — сверхпереходное сопротивление по оси d , Ом.

В выражении (1.20) знак «+» относится к синхронным машинам, которые к моменту КЗ работали в режиме перевозбуждения, а знак «−» — к работавшим с недовозбуждением.

Схема замещения обратной последовательности

Магнитный поток, созданный токами обратной последовательности синхронной частоты, вращаясь относительно ротора с двойной синхронной скоростью, встречает на своем пути непрерывно изменяющееся магнитное сопротивление; это обусловлено магнитной несимметрией ротора и тем, что наведенные в продольных и поперечных контурах ротора токи создают различные ответные реакции. Таким образом, при несимметричных КЗ поток обратной последовательности гармонически изменяется с двойной синхронной скоростью в пределах между его наибольшим и наименьшим значениями, разница между которыми зависит от степени несимметрии ротора: она велика при резкой несимметрии ротора и, напротив, совсем исчезает при его полной симметрии.

Выражение для вычисления сопротивления обратной последовательности синхронного генератора имеет следующий вид [2]:

$$X_2 = \sqrt{X_d'' X_q''}. \quad (1.21)$$

В практических расчетах для турбогенераторов принимают [2]:

$$X_2 = 1,22 X_d'' \quad (1.22)$$

Схема замещения нулевой последовательности

Токи нулевой последовательности создают практически только магнитные потоки рассеяния статорной обмотки, которые, как правило, меньше чем при токах прямой или обратной последовательности, причем это уменьшение сильно зависит от типа обмотки. Поэтому величина X_0 синхронных машин варьируется в широких пределах:

$$X_0 = (0,15 - 0,6) X_d'' \quad (1.23)$$

Для учета синхронных двигателей необходимо применять аналогичные выражения.

Асинхронные двигатели

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ в исходную расчетную схему должны быть введены все асинхронные и синхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если между электродвигателями и точкой КЗ отсутствуют токоограничивающие реакторы или силовые трансформаторы.

Схема замещения прямой последовательности

В схеме замещения прямой последовательности асинхронный двигатель представляется в виде сверхпереходной ЭДС за сверхпереходным сопротивлением по продольной оси.

Сверхпереходную ЭДС асинхронных электродвигателей в момент, предшествующий КЗ, можно определить по следующему выражению:

$$E_0'' = \sqrt{\left(\frac{U_0}{\sqrt{3}} - I_0 X_{\text{Ад}}'' \sin \varphi_0 \right)^2 + \left(I_0 X_{\text{Ад}}'' \cos \varphi_0 \right)^2}, \quad (1.24)$$

где $X_{\text{Ад}}''$ — сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателя, Ом.

Относительную величину величины $X''_{\text{АД}}$ можно определить как:

$$X''_{\text{АД}} = \frac{1}{I_{\text{пуск}}}, \quad (1.25)$$

где $I_{\text{пуск}}$ — относительный пусковой ток двигателя.

Схема замещения обратной последовательности

В практическом расчете при определении сопротивления обратной последовательности асинхронного генератора можно использовать следующее соотношение [2]:

$$X_2 = X''_{\text{АД}}. \quad (1.26)$$

Схема замещения нулевой последовательности

Реактивное сопротивление нулевой последовательности асинхронного двигателя и синхронной машины определяется только рассеянием статорной обмотки и сильно зависит от типа и конструкции последней. Достаточно надежные значения этого реактивного сопротивления могут быть получены преимущественно опытным путем или по данным завода-изготовителя.

Комплексная нагрузка

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

В практических расчетах допускается эквивалентирование комплексной нагрузки с представлением ее в виде эквивалентной ЭДС и эквивалентного сопротивления.

Схема замещения прямой последовательности

Согласно ГОСТ Р 52735—2007, комплексная нагрузка учитывается параметрами, приведенными в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Параметры узлов комплексной нагрузки

Узел	Элемент комплексной нагрузки						Параметры узла нагрузки напряжением, кВ		
							6–10		35–110
№	СД	АД	АДН	П	ЭТ	О	X_1 (о.е.)	E'' (о.е.)	X_1 (о.е.)
1	100	—	—	—	—	—	0,15	1,11	0,25
2	—	100	—	—	—	—	0,17	0,936	0,27
3	25	10	40	10	11	4	0,43	0,865	0,54
4	50	10	15	—	—	25	0,33	1,03	0,43
5	—	—	35	—	—	65	0,23	0,788	0,34

Примечание. В таблице приняты следующие обозначения: СД — синхронные электродвигатели напряжением свыше 1 кВ; АД — асинхронные электродвигатели напряжением свыше 1 кВ; АДН — асинхронные электродвигатели напряжением до 1 кВ; П — преобразователи; ЭТ — электротермические установки; О — освещение.

Схема замещения обратной последовательности

Индуктивное сопротивление обратной последовательности синхронных и асинхронных электродвигателей допустимо принимать численно равным индуктивной составляющей их сопротивления КЗ. Сопротивление обратной последовательности комплексной нагрузки какого-либо узла в относительных единицах, отнесенное к полной мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению той ступени напряжения сети, где эта нагрузка присоединена, следует принимать равным: при напряжении сети 35 кВ и более $X_2(\text{о.е.}) = 0,45$ и при напряжении сети менее $X_2(\text{о.е.}) = 0,35$.

1.5. Проверка силового оборудования

В практике проектирования и эксплуатации по току КЗ осуществляется проверка следующего силового оборудования:

- 1) силовые выключатели;
- 2) разъединители;
- 3) трансформаторы тока;
- 4) высокочастотные заградители;
- 5) проводники.

Проверка силовых выключателей

Проверка выключателей осуществляется по следующим критериям [4]:

- 1) коммутационной способности;
- 2) электродинамической стойкости;
- 3) термической стойкости.

Проверка по коммутационной способности

Для данной проверки необходим расчет трехфазного или однофазного КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток имеет наибольшее значение.

Наибольшее значение периодической составляющей тока КЗ в месте установки выключателя в момент времени τ размыкания его дугогасительных контактов не должно превышать номинальный ток отключения выключателя

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{П}\tau}, \quad (1.27)$$

где $I_{\text{откл. ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА; $I_{\text{П}\tau}$ — значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени τ , кА.

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с. в. откл}}, \quad (1.28)$$

где $t_{\text{рз}}$ — время действие релейной защиты, с; $t_{\text{с. в. откл}}$ — собственное время отключения выключателя, с.

Апериодическая составляющая тока КЗ не должна превышать нормированное для выключателя значение:

$$\frac{\sqrt{2}\beta_{\text{норм}}}{100} I_{\text{откл. ном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (1.29)$$

где $I_{\text{откл. ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА; $\beta_{\text{норм}}$ — содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения, %; $i_{\text{ат}}$ — значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ , кА.

Проверка по току электродинамической стойкости

Для данной проверки необходимо выполнить расчет трехфазного КЗ [1].

Электродинамическое действие тока КЗ заключается в действии механических сил, обусловленных током короткого замыкания, на узлы выключателя.

Способность выключателя выдерживать электродинамическое действие тока КЗ характеризуется током электродинамической стойкости выключателя.

Электродинамическая стойкость выключателя обеспечивается при выполнении условия:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (1.30)$$

где $i_{\text{уд}}$ — ударный ток короткого замыкания, кА; $i_{\text{дин}}$ — ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{П0}} K_{\text{уд}}, \quad (1.31)$$

где $I_{\text{П0}}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $K_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по следующему выражению [5]:

$$K_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{\text{эк}}/R_{\text{эк}}}}, \quad (1.32)$$

где $X_{\text{эк}}$, $R_{\text{эк}}$ — эквивалентные реактивное и активное сопротивления, Ом.

В тех случаях, когда $\frac{X_{\text{эк}}}{R_{\text{эк}}} \geq 5$, ударный коэффициент допустимо определять по следующему выражению (в противном случае по (1.32)) [5]:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (1.33)$$

где T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, определяемая по следующему выражению [5]:

$$T_a = \frac{X_{\text{эк}}}{\omega_c R_{\text{эк}}}, \quad (1.34)$$

ω_c — синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

Проверка выключателей на термическую стойкость

Для данной проверки необходим расчет трехфазного или однофазного КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему тер-

мическому воздействию в цепях генераторного напряжения — трехфазного или двухфазного КЗ.

Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ при КЗ — это нормированный ток, термическое действие которого выключатель способен выдержать при КЗ в течение нормированного времени термической стойкости $t_{\text{терм. норм.}}$.

Термическое действие тока КЗ выражается с помощью интеграла Джоуля [5]:

$$B_k = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{kt}^2 dt, \quad (1.35)$$

где B_k — тепловой импульс, Дж; i_{kt} — ток КЗ в момент времени t , кА; $t_{\text{откл}}$ — время отключения КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в. откл}}, \quad (1.36)$$

где $t_{\text{рз}}$ — время действия релейной защиты, с; $t_{\text{в. откл}}$ — время, за которое выключатель отключит ток КЗ, с.

Методика расчета интеграла Джоуля зависит от места КЗ в энергосистеме:

1. Для всех генераторов расчетное КЗ является удаленным.

КЗ находится за двумя трансформаторами или реактором. В данном случае интеграл Джоуля определяется по выражению:

$$B_k = I_{\text{ПС}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_{\text{а. эк}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а. эк}}}} \right) \right], \quad (1.37)$$

где $I_{\text{ПС}}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), кА; $T_{\text{а. эк}}$ — эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Термически эквивалентный ток КЗ в этом случае составит:

$$I_{\text{тер.эк}} = I_{\text{ПС}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а. эк.}}}{t_{\text{откл}}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а. эк.}}}} \right)} \quad (1.38)$$

2. Исходная расчетная схема содержит один или несколько генераторов, для которых расчетное КЗ является близким.

В данном случае схема замещения также преобразуется к простейшему виду, содержащую результирующее эквивалентное сопротивление

ние X_{Γ} и ЭДС E_{Γ} , но эта ЭДС изменяется во времени. В этом случае интеграл Джоуля определяется по выражению:

$$B_k = I_{\text{П0Г}}^2 \left[B_{\text{кг}}^* t_{\text{откл}} + T_{\text{а.г.}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а.г.}}}} \right) \right], \quad (1.39)$$

где $I_{\text{П0Г}}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), кА; $T_{\text{а.г.}}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), с; $B_{\text{кг}}^*$ — относительный интеграл Джоуля, Дж.

По найденному значению B_k рассчитывается термически эквивалентный ток КЗ:

$$I_{\text{тер.эк}} = I_{\text{П0Г}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а.г.}}}{t_{\text{откл}}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а.г.}}}} \right)}. \quad (1.40)$$

При расчете токов КЗ, предназначенных для проверки оборудования, допускается вычислять значение теплового импульса по следующему выражению:

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 (\tau + T_{\text{а}}), \quad (1.41)$$

где τ — момент времени, соответствующий началу расхождения дугогасительных контактов коммутационного аппарата, с; $T_{\text{а}}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, с.

Термическая стойкость выключателя обеспечивается при выполнении условия:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (1.42)$$

где $I_{\text{тер}}$ — ток термической стойкости, кА; $t_{\text{тер}}$ — время термической стойкости.

В разделе 2.2 представлен пример таблицы для проверки силовых выключателей.

Проверка разъединителей

Проверка разъединителей осуществляется по следующим критериям [6]:

- 1) электродинамическая стойкость;
- 2) термическая стойкость.

Проверка по току электродинамической стойкости

Электродинамическая стойкость разъединителя обеспечивается при выполнении условия:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (1.43)$$

где $i_{\text{уд}}$ — ударный ток КЗ, кА, который вычисляется по формуле (1.31) (см. с. 29); $i_{\text{дин}}$ — ток электродинамической стойкости разъединителя, кА.

Проверка разъединителей на термическую стойкость

Термическая стойкость разъединителя обеспечивается при выполнении условия:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (1.44)$$

где $I_{\text{тер}}$ — ток термической стойкости, кА; $t_{\text{тер}}$ — время термической стойкости; выражение для вычисления B_k аналогично с п. «Проверка силовых выключателей» по формулам (1.35), (1.37), (1.39), (1.41), (1.42).

Проверка трансформаторов тока

В соответствии с [7], трансформаторы тока проверяются на электродинамическую и термическую стойкость к току КЗ. При этом проверка выполняется по выражениям (1.43) и (1.44).

Проверка высокочастотных заградителей

В соответствии с [6], высокочастотные заградители проверяются на электродинамическую и термическую стойкость к току КЗ. При этом проверка выполняется по выражениям (1.43) и (1.44).

Проверка токоведущих частей

Проверка на динамическую стойкость

Проверка шинных конструкций на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения в материале (σ_{\max}) и максимальной нагрузке на изоляторы (F_{\max}) и в сравнении полученных значений указанных величин с допустимыми значениями [1].

Шинная конструкция обладает электродинамической стойкостью, если выполняются следующие условия:

$$\begin{cases} \sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}; \\ F_{\max} \leq F_{\text{доп}}, \end{cases} \quad (1.45)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое механическое напряжение в материале шин, Н/м²; $F_{\text{доп}}$ — допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н.

Выражение для σ_{\max} зависит от длины пролета элемента шины между прокладками, расстояния между осями элементов составных, момента сопротивления поперечного сечения элемента шины, числа составных проводников фазы и может быть найдено в [1], как и выражения для $F_{\text{доп}}$.

Проверка на термическую стойкость

Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ ϑ_k не превышает предельно допустимую температуру нагрева соответствующего проводника при КЗ $\vartheta_{k, \text{доп}}$, т. е. если выполняется условие [1]:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k, \text{доп}}. \quad (1.46)$$

Допускается проверка проводников на термическую стойкость при КЗ производить также путем сравнения термически эквивалентной плотности тока КЗ $J_{\text{тер. эк}}$ с допустимой в течение расчетной продолжительности КЗ плотностью тока $J_{\text{тер. доп}}$. Проводник удовлетворяет

условию термической стойкости при КЗ, если выполняются соотношения:

$$J_{\text{тер. эк}} \leq J_{\text{тер. доп}} \quad (1.47)$$

$$J_{\text{тер. эк}} = \frac{I_{\text{тер. эк}}}{S}, \quad (1.48)$$

$$J_{\text{тер. доп}} = \frac{I_{\text{тер. доп.1}}}{S} \sqrt{\frac{1}{t_{\text{откл}}}}, \quad (1.49)$$

где S — площадь поперечного сечения проводника, м^2 ; $I_{\text{тер. доп. 1}}$ — од- носекундный ток термической стойкости (допустимый односекунд- ный ток КЗ), кА ; можно найти в [1].

1.6. Методы ограничения токов КЗ

Среди причин роста уровней токов КЗ выделяют:

- увеличение мощности генерации, включенной на параллельную работу в электроэнергетической системе;
- увеличение числа параллельных линий электропередач;
- замена воздушных линий кабельными.

Увеличение уровней токов КЗ приводит к следующим последствиям:

- повреждение коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей);
- невозможность отключения токов КЗ существующими комму- тационными аппаратами;
- повреждение генераторов, трансформаторов, реакторов, син- хронных и статических конденсаторов, ЛЭП и др.

Альтернативой заменой коммутационного оборудования с недоста- точной коммутационной способностью является применение токоо- граничивающих устройств.

Для ограничения используются специальные методы, позволяю- щие привести уровень токов КЗ к допустимому по отключающей спо- собности коммутационных аппаратов, термической и динамической стойкости проводников.

Среди широко используемых методов ограничения токов КЗ в се- тях 110 кВ и выше наибольшее применение получили следующие [8]:

- 1) стационарное секционирование электрической сети;
- 2) автоматическое деление электрической сети;
- 3) оптимизация режима заземления нейтралей трансформаторов;
- 4) применение токоограничивающих реакторов.

Также существуют токоограничивающие устройства, основанные на силовой электронике и явлении сверхпроводимости:

- 1) применение вставок постоянного тока;
- 2) применение токоограничивающих устройств со сверхпроводниками.

Стационарное деление электрической сети

Стационарное деление электрической сети применяется в процессе ее эксплуатации и является вынужденной мерой. Деление сети производится с помощью секционных, шиносоединительных или линейных выключателей. Данный метод способствует уменьшению уровней токов КЗ за счет увеличения сопротивления от источников тока до точки КЗ.

На рис. 1.6 представлен пример реализации стационарного деления сети с помощью отключения шиносоединительного выключателя. На практике стационарное деление сети может реализовываться одним из следующих способов: отключение шиносоединительного выключателя, отключение выключателя линии, отключение выключателя автотрансформатора.

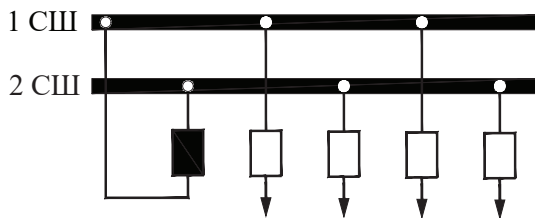


Рис. 1.6. Пример стационарного деления сети

Достоинства: простота реализации, высокая эффективность, низкие затраты.

Недостатки: существенное влияние на устойчивость и надежность работы электрической сети, а также на увеличение потерь мощности.

Автоматическое деление электрической сети

Автоматическое деление сети предназначено для каскадного отключения тока КЗ. На рис. 1.7 представлена последовательность работы автоматики опережающего деления сети (АОДС).

Достоинства: низкая стоимость реализации, сохранение замкнутости сети.

Недостатки: увеличение времени отключения тока КЗ, что может негативно сказаться на сохранении динамической устойчивости энергосистемы, снижение коммутационного ресурса выключателей.

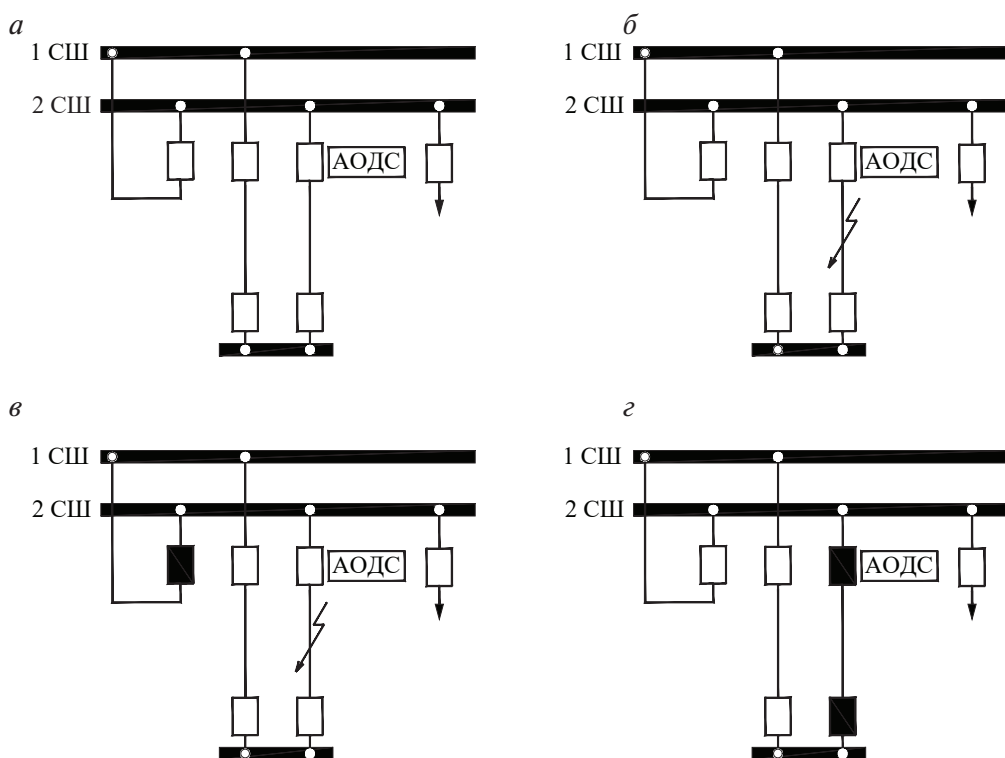


Рис. 1.7. Схема работы автоматического деления сети:

а — исходное состояние схемы; *б* — момент КЗ на отходящей линии;

в — отключение секционного выключателя действием АОДС; *г* — отключение поврежденной линии

При возникновении КЗ первым отключается секционный выключатель, выполняя автоматическое деление сети, после него отключа-

ется выключатель присоединения, после ликвидации КЗ секционный выключатель включается. Автоматическое деление сети может осуществляться путем отключения секционного, шиносоединительного выключателей, отключения самого мощного присоединения, понижающего автотрансформатора.

Оптимизация режима заземления нейтралей трансформаторов

Одним из факторов, существенно влияющих на уровень токов КЗ, является эквивалентное сопротивление нулевой последовательности сети относительно точки КЗ. Увеличение данного сопротивления приводит к уменьшению токов несимметричных КЗ на землю.

Одним из наиболее распространенных способов повышения эквивалентного сопротивления нулевой последовательности является оптимизация режима заземления нейтралей трансформаторов. Возможность изменения количества заземленных нейтралей ограничивается рядом условий:

- 1) отсутствие на стороне низшего напряжения трансформатора генерирующих источников и электродвигателей большой мощности;
- 2) отсутствие в распределительном устройстве автотрансформаторов связи с сетями других классов напряжения (при этом должны быть приняты меры, исключающие действия релейной защиты и системной автоматики, которые могут привести к выделению участков сети без трансформаторов с заземленными нейтралями);
- 3) выбор режима заземления нейтрали обмоток 110–150 кВ трансформаторов с учетом класса изоляции нейтрали [9];
- 4) постоянное заземление нейтрали у всех автотрансформаторов и обмоток 220–330 кВ трансформаторов [9];
- 5) нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений с уровнем ограничения, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали [9].

Достоинства: эффективное снижение токов КЗ; способствует поддержанию напряжения при КЗ.

Недостатки: необходимо защищать разземленную нейтраль от перенапряжений, что связано с дополнительными финансовыми затратами.

Применение токоограничивающих реакторов

Токоограничивающий реактор представляет собой дополнительное реактивное сопротивление, способствующее увеличению суммарного сопротивления от источника тока до места КЗ, способствует поддержанию напряжения на шинах при КЗ.

Согласно положению ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе в электрических сетях 35 кВ и выше, запрещено использование токоограничивающих реакторов [3]. Широкое применение данный тип токоограничивающих устройств нашел в РУ электрических станций и в распределительных сетях 6 (10) кВ.

На рис. 1.8 представлен пример использования токоограничивающего реактора на ТЭЦ.

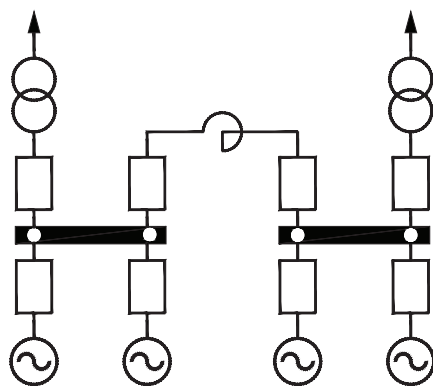


Рис. 1.8. Пример использования токоограничивающего реактора на ТЭЦ

Достоинства: эффективное снижение токов КЗ; способствует поддержанию напряжения при КЗ.

Недостатки: приводит к перенапряжениям в сети, увеличению потерь электроэнергии и мощности; влияет на нормальный режим работы сети.

Вставки постоянно тока

Основным элементом вставки постоянного тока (ВПТ) является преобразователь тока, каждый из которых может работать в режиме

инвертора или выпрямителя. Благодаря использованию силовой полупроводниковой техники ВПТ обеспечивает подпитку тока КЗ величиной, как правило, не превышающей $1,2I_{\text{ном}}$.

На рис. 1.9 представлена принципиальная схема ВПТ.

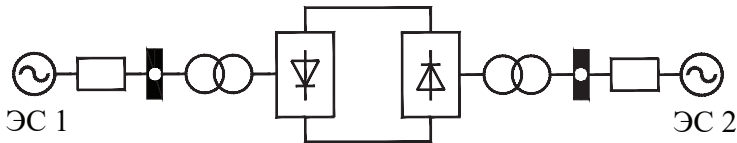


Рис. 1.9. Принципиальная схема вставки постоянного тока

В настоящее время ВПТ нашли широкое применение для связи несинхронных зон (единственная в России ВПТ связывает Российскую Федерацию и Финляндию и предназначена для экспорта электроэнергии из России в Финляндию). Область применения ВПТ для ограничения токов КЗ ограничена высокой стоимостью силовой полупроводниковой техники.

Токоограничивающие устройства со сверхпроводниками

Принцип ограничения токов КЗ основан на принципе высокотемпературной сверхпроводимости. В нормальном режиме работы сети материал внутри криостата находится в состоянии сверхпроводимости. При КЗ ток, протекающий через сверхпроводник увеличивается, как и температура сверхпроводника, и его сопротивление. В результате данного процесса достигается уменьшение тока КЗ. Токоограничивающее устройство состоит из криостата, криокулера и полупроводникового материала. Криостат — устройство, обеспечивающее теплоизоляцию сверхпроводникового материала, криокулер — устройство, поддерживающее необходимую температуру в криостате.

На рис. 1.10 представлена принципиальная схема ограничителя токов КЗ со сверхпроводником.

Все современные средства ограничения токов КЗ находятся на стадии разработки. Существуют единичные тестовые образцы готовых токоограничителей, но их цена на несколько порядков выше цены традиционных средств ограничения токов КЗ. Повсеместное применение современных средств ограничения токов КЗ, основанных на принци-

пах сверхпроводимости, на сегодняшний день затруднительно во многом из-за отсутствия серийного промышленного производства и большой стоимости оборудования.

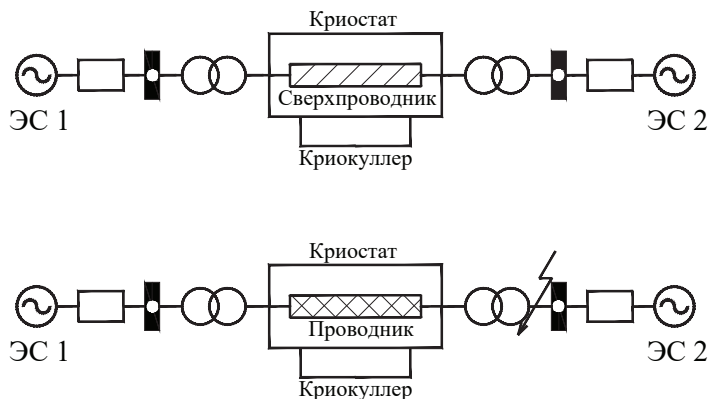


Рис. 1.10. Принципиальная схема ограничителя токов КЗ со сверхпроводником

1.7. Оформление расчетов токов КЗ

В рамках внестадийной работы расчеты токов КЗ выполняются с целью проверки соответствия коммутационного оборудования расчетным уровням токов КЗ, а также для оценки необходимости применения методов ограничения токов КЗ.

Расчет токов КЗ выполняется в соответствии с техническим заданием (ТЗ) на проектирование, в котором указывается: цель работы; требования к выполнению и результатам; исходные данные, предъявляемые заказчиком; указания к работе.

Для расчетов токов КЗ используется максимальный разомкнутый режим рассматриваемой сети: включены все линии электропередач (за исключением тех, которые отключены в нормальной схеме), включено все генерирующее оборудование. Таким образом моделируется состояние сети в нормальной схеме. Вторым режимом, необходимым для расчетов токов КЗ является максимальный замкнутый режим сети: замыкаются все точки деления сети. Данный режим предназначен для определения наибольших потенциально возможных уровней токов КЗ.

Типовая пояснительная записка по расчетам токов КЗ в рамках вне-стадийной работы включает в себя несколько пунктов.

1. Общие положения. Характеристика расчетных условий.

В данном разделе необходимо представить перечень вводимого/выводимого генерирующего оборудования или элементов электрической сети для каждого этапа расчета, а также учтенные эквивалентные реактансы связей с соседними энергосистемами.

2. Расчет токов КЗ на каждый этап.

В качестве результатов расчетов необходимо представить таблицы проверки коммутационного оборудования, карты токов КЗ.

Карта токов КЗ представляет собой схему электрической сети с нанесенными значениями суммарных трехфазных и однофазных токов КЗ на шинах подстанций и токи подпитки по каждой из подходящих линий. На рис. 2.30 (см. с. 71) представлен пример карты токов КЗ.

3. Выводы по каждому расчетному периоду.

В данном разделе необходимо сделать вывод о соответствии коммутационной способности выключателей расчетным токам КЗ. Также необходимо привести рекомендации по замене силовых выключателей или предложить способ ограничения токов КЗ.

Контрольные вопросы к первой главе

1. Перечислите допущения, принимаемые для расчетов токов КЗ.
2. Как учитываются прилегающие энергосистемы при расчетах токов КЗ?
3. От чего зависит сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи/трансформатора/автотрансформатора?
4. В каком случае суммарный ток однофазного КЗ может быть больше суммарный тока трехфазного КЗ?
5. Перечислите критерии проверки силовых выключателей по току КЗ.
6. Перечислите способы ограничения трехфазных токов КЗ.
7. Перечислите способы ограничения однофазных токов КЗ.
8. Перечислите достоинства и недостатки каждого способа ограничения токов КЗ.

ГЛАВА 2. Расчет токов короткого замыкания

2.1. Описание исходных данных для расчета токов короткого замыкания

Данная глава позволит получить навыки расчета токов короткого замыкания в электроэнергетических системах. В качестве основного программного продукта используется программный комплекс (ПК) *RastrWin3*, позволяющий осуществлять расчеты симметричных и несимметричных КЗ.

Для примера электроэнергетическая система включает в себя пять подстанций 220 кВ, одиннадцать подстанций 110 кВ и две электростанции:

- Западная ГРЭС (600 МВт): выдача мощности в сеть 220 кВ;
- Восточная ГРЭС (252 МВт): выдача мощности в сеть 110 кВ.

Принципиальная схема электрической сети приведена на рис. 2.1.

Как видно из схемы, имеются две точки стационарного деления сети на ПС 110 кВ Карпаты и ПС 110 кВ Фабрика, а также токоограничивающий реактор в распределительном устройстве 110 кВ между 1 СШ и 2 СШ Восточной ГРЭС.

На Западной ГРЭС расположены три энергоблока (турбогенераторы 3×ТБВ-200-2), на Восточной ГРЭС — два энергоблока (турбогенераторы 2×ТВФ-63-2АУ3). Расположение генерирующего оборудования в сети соответствует данным табл. 2.1. Параметры генерирующего оборудования приведены в табл. 2.2 и выбраны в соответствии со справочником по проектированию электроэнергетических систем [10].



Расположение генераторов

43

Таблица 2.2

Параметры генерирующего оборудования

Тип генератора	$U_{\text{ном}},$ кВ	$P_{\text{ном}},$ МВт	$\cos(\varphi)$	$X'_{d},$ о. е.	$X_d,$ о. е.	$X''_{d},$ о. е.	$x_0,$ о. е.	$x_2,$ о. е.
ТВВ-200-2	15,75	200	0,85	0,27	2,11	0,18	0,100	0,22
ТВФ-63-2УЗ	10,50	63	0,80	0,30	1,91	0,20	0,102	0,25

В табл. 2.3 представлен перечень трансформаторов в рассматриваемой электрической сети. Параметры трансформаторов и автотрансформаторов электроэнергетической системы, требуемые для расчета токов КЗ, приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.3

Данные по силовым трансформаторам

Диспетчерское наименование	Марка
Т1 Западная ГРЭС	ТДЦ-250000/220
Т2 Западная ГРЭС	ТДЦ-250000/220
Т3 Западная ГРЭС	ТДЦ-250000/220
АТ1 Центр	АТДЦТН-125000/220/110
АТ2 Центр	АТДЦТН-125000/220/110
Т1 Восточная ГРЭС	ТДЦ-80000/110
Т2 Восточная ГРЭС	ТДЦ-80000/110
Т3 Восточная ГРЭС	ТДЦ-80000/110
Т4 Восточная ГРЭС	ТДЦ-80000/110
АТ1 Апрель	АТДЦТН-125000/220/110

Таблица 2.4

Параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Параметры силовых трансформаторов									
Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВА		$R_{\text{T}},$ Ом	$X_{\text{T}},$ Ом			$U_{\text{вн}},$ кВ		$U_{\text{нн}},$ кВ
ТДЦ-80000/110	80		0,70	19,20			121		10,50
ТДЦ-250000/220	250		0,60	26,00			242		15,75
Параметры автотрансформаторов									
Тип автотрансформатора	$R,$ Ом			$X,$ Ом			$U_{\text{ном}},$ кВ		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН-125000/220/110	0,55	0,48	3,20	59,2	0,0	131,0	230	121	11

В табл. 2.5 приведены диспетчерские наименования ЛЭП, номинальное сечение и марка сталеалюминиевого провода, которым выполнена линия, количество цепей, класс напряжения воздушной линии и ее длина. Параметры каждого сечения провода выбраны в соответствии со справочником по проектированию электроэнергетических систем [10].

Таблица 2.5

Параметры линий электропередачи

Название ЛЭП	Сечение	Длина, км	Количество цепей
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 220 кВ Апрель — Небо	АС-400	120,00	1
ВЛ 220 кВ Западная ГРЭС — Туча	АС-400	96,00	1
ВЛ 220 кВ Западная ГРЭС — Апрель	АС-400	36,00	2
ВЛ 220 кВ Туча — Круг	АС-400	89,00	1
ВЛ 220 кВ Центр — Круг	АС-400	82,00	1
ВЛ 220 кВ Центр — Западная ГРЭС	АС-400	27,00	2
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 110 кВ Апрель — Завод 1 С	АС-120	6,00	1
ВЛ 110 кВ Апрель — Завод 2 С	АС-120	6,00	1
ВЛ 110 кВ Башня — Восточная ГРЭС	АС-240	15,00	1
ВЛ 110 кВ Восточная ГРЭС — Ель 1	АС-240	5,00	1
ВЛ 110 кВ Восточная ГРЭС — Ель 2	АС-240	5,00	1
ВЛ 110 кВ Восточная ГРЭС — Карпаты	АС-120	12,00	1
ВЛ 110 кВ Восточная ГРЭС — Село	АС-150	10,00	1
ВЛ 110 кВ Ель — Апрель	АС-150	13,00	1
ВЛ 110 кВ Ель — Фабрика	АС-150	18,00	1
ВЛ 110 кВ Заря — Тарас	АС-120	11,00	1
ВЛ 110 кВ Карпаты — Точка	АС-120	15,00	1
ВЛ 110 кВ Рай — Край	АС-185	5,00	1
ВЛ 110 кВ Рай — Заря	АС-185	6,00	1
ВЛ 110 кВ Село — Тяга	АС-150	20,00	1
ВЛ 110 кВ Тарас — Край	АС-185	10,00	1
ВЛ 110 кВ Точка — Башня	АС-240	12,00	1
ВЛ 110 кВ Тяга — Центр	АС-185	9,00	1
ВЛ 110 кВ Фабрика — Апрель	АС-150	10,00	1
ВЛ 110 кВ Центр — Апрель	АС-240	10,00	1
ВЛ 110 кВ Центр — Ель	АС-185	6,00	1
ВЛ 110 кВ Центр — Заря	АС-240	8,50	1

В электрической сети имеются десять точек заземления нейтралей трансформаторов. Это автотрансформаторы на ПС 220 кВ Центр и автотрансформатор на ПС 220 кВ Апрель, а также блочные трансформаторы на Западной ГРЭС и Восточной ГРЭС. В табл. 2.6 представлено местоположение всех точек заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 2.6

Ведомость заземления нейтралей силовых трансформаторов

Подстанция	Нормально заземлен
Западная ГРЭС	T1 Западная ГРЭС
	T2 Западная ГРЭС
	T3 Западная ГРЭС
ПС 220 кВ Центр	AT1 Центр
	AT2 Центр
Восточная ГРЭС	T1 Восточная ГРЭС
	T2 Восточная ГРЭС
	T3 Восточная ГРЭС
	T4 Восточная ГРЭС
ПС 220 кВ Апрель	AT1 Апрель

На Восточной ГРЭС в распределительном устройстве 110 кВ, как можно заметить из принципиальной схемы электрической сети, расположен токоограничивающий реактор, соединяющий 1 СШ 110 кВ и 2 СШ 110 кВ. Требуемые для расчета токов КЗ параметры данного токоограничивающего реактора следующие:

- тип реактора — РТСТГ;
- $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- $R_p = 0,2 \text{ Ом}$;
- $X_p = 5,0 \text{ Ом}$.

В следующем разделе описывается процесс составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей всех элементов энергосистемы и расчет токов КЗ в ПК *RastrWin3*.

2.2. Расчет токов короткого замыкания в ПК RastrWin3

Схема замещения прямой/обратной последовательности электрической сети

На начальном этапе работы необходимо создать новый файл с шаблоном «динамика.rst». Далее составление схемы замещения электрической сети прямой последовательности выполняется посредством ввода данных по узлам и ветвям рассматриваемой электрической сети. Ввод данных по узлам можно осуществить как во вкладке «Открыть→Узлы→Узлы», так и во вкладке «Открыть→Несимметрия→Узлы→Несим→ИД» (рис. 2.2). Вводится следующая необходимая информация об узлах:

- номер узла;
- название узла;
- номинальное напряжение узла.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	V
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Центр 220	230	1	230,00
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Западная ГРЭС	230	1	230,00
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ТГ-1	16	1	15,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ТГ-2	16	1	15,75
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ТГ-3	16	1	15,75
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Туча	230	1	230,00
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Центр АТ1 ср.т.	230	1	230,00
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Центр 110	115	1	115,00
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Центр 1С	10	1	10,50

Рис. 2.2. Ввод параметров узлов расчетной модели во вкладке «Открыть→Узлы→Узлы»

Для ввода параметров прямой последовательности ЛЭП и трансформаторов нужно открыть вкладку «Открыть→Ветви→Ветви» либо «Открыть→Несимметрия→Ветви→Несим→ИД» (рис. 2.3). В табл. 2.9 продемонстрированы расчетные данные параметров схемы замещения ВЛ 220 кВ и ВЛ 110 кВ рассматриваемой электрической сети.

	O	S	Тип ▾	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название ▲	R	X	B
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	26			Апрель - Небо	8,76	50,40	-324,1
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	34			Апрель 110 - Завод 1С	1,46	2,56	-15,9
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	35			Апрель 110 - Завод 2С	1,46	2,56	-15,9
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	15			Башня 2С - Восточная ГР...	1,77	6,10	-42,1
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	16			Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	17			Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	28			Восточная ГРЭС 2СШ - К...	2,93	5,12	-32,0
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	32			Восточная ГРЭС 2СШ - С...	2,04	4,20	-27,1
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	23			Ель 1СШ - Апрель 110	2,65	5,46	-35,0
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	24			Ель 2СШ - Фабрика 1С	3,67	7,56	-48,0
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	20			Западная ГРЭС - Апрель	1,31	7,56	-194,5
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	6			Западная ГРЭС - Туча	7,01	40,32	-259,3

Рис. 2.3. Ввод параметров ЛЭП расчетной модели во вкладке
«Открыть→Ветви→Ветви»

Вводится следующая требуемая информация о ЛЭП для расчетов токов КЗ:

- тип ветви;
- номер узла начала;
- название узла конца;
- название ветви;
- активное сопротивление ветви;
- индуктивное сопротивление ветви;
- емкостная проводимость на землю.

Таблица 2.9

Расчетные параметры ЛЭП для ввода в ПК RastrWin3

На- чало	Ко- нец	Название ЛЭП	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ВЛ 220 кВ					
20	26	Апрель — Небо	8,76	50,40	−324,12
2	20	Западная ГРЭС — Апрель	1,31	7,56	−194,47
2	6	Западная ГРЭС — Туча	7,01	40,32	−259,30
6	38	Туча — Круг	6,50	37,38	−240,39
1	2	Центр 220 — Западная ГРЭС	0,99	5,67	−145,85
1	38	Центр 220 — Круг	5,99	34,44	−221,48
ВЛ 110 кВ					
23	34	Апрель 110 — Завод 1С	1,46	2,56	−15,95
23	35	Апрель 110 — Завод 2С	1,46	2,56	−15,95

Окончание табл. 2.9

Начало	Конец	Название ЛЭП	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
31	15	Башня 2С — Восточная ГРЭС 2СШ	1,77	6,10	—42,10
12	16	Восточная ГРЭС 1СШ — Ель 1СШ	0,59	2,03	—14,00
12	17	Восточная ГРЭС 1СШ — Ель 2СШ	0,59	2,03	—14,00
15	28	Восточная ГРЭС 2СШ — Карпаты 2С	2,93	5,12	—32,00
15	32	Восточная ГРЭС 2СШ — Село 1С	2,04	4,20	—27,10
16	23	Ель 1СШ — Апрель 110	2,65	5,46	—35,00
17	24	Ель 2СШ — Фабрика 1С	3,67	7,56	—48,70
39	40	Заря — Тарас 1С	2,70	4,70	—29,20
27	29	Карпаты 1С — Точка	3,66	6,41	—39,90
44	42	Рай 1С — Край 1СШ	0,80	2,10	—13,50
45	39	Рай 2С — Заря	0,95	2,50	—17,00
33	37	Село 2С — Тяга 2С	4,10	8,40	—54,10
41	43	Тарас 2С — Край 2СШ	1,60	4,10	—27,50
29	30	Точка — Башня 1С	1,42	4,86	—33,70
36	8	Тяга 1С — Центр 110	1,43	3,72	—24,72
25	23	Фабрика 2С — Апрель 110	2,04	4,20	—27,00
8	23	Центр 110 — Апрель 110	1,20	4,05	—28,00
8	16	Центр 110 — Ель 1СШ	0,95	2,48	—16,50
8	39	Центр 110 — Заря	1,00	3,44	—24,00

Параметры трансформаторов вводятся в тех же вкладках, что и ЛЭП (рис. 2.4). Расчетные параметры схемы замещения трансформаторов приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Расчетные параметры трансформаторов для ввода в ПК RastrWin3

Начало	Конец	Название	R , Ом	X , Ом	K_t
2	3	Западная ГРЭС — ТГ-1	0,6	26,0	0,065
2	4	Западная ГРЭС — ТГ-2	0,6	26,0	0,065
2	5	Западная ГРЭС — ТГ-3	0,6	26,0	0,065
1	7	Центр 220 — Центр АТ1 ср. т.	0,6	59,2	1,000
7	9	Центр АТ1 ср. т. — Центр 1С	3,2	131,0	0,048
7	8	Центр АТ1 ср. т. — Центр 110	0,5	0,0	0,526
10	8	Центр. АТ2 ср. т. — Центр 110	0,5	0,0	0,526
1	10	Центр 220 — Центр. АТ2 ср. т.	0,6	59,2	1,000

Окончание табл. 2.10

Начало	Конец	Название	R_r , Ом	X_r , Ом	K_r
10	11	Центр. АТ2 ср. т. — Центр 2 С	3,2	131,0	0,048
12	13	Восточная ГРЭС 1 СШ — ТГ-4	0,7	19,2	0,087
12	14	Восточная ГРЭС 1 СШ — ТГ-5	0,7	19,2	0,087
15	19	Восточная ГРЭС 2 СШ — ТГ-7	0,7	19,2	0,087
20	21	Апрель — Апрель АТ ср. т.	0,6	59,2	1,000
21	22	Апрель АТ ср. т. — Апрель 1 С	3,2	131,0	0,048
21	23	Апрель АТ ср. т. — Апрель 110	0,5	0,0	0,526

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/r
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	21			Апрель - Апрель АТ ср.т.	0,55	59,20		1,000
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Апрель АТ ср.т. - Апрель...	0,48			0,526
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Апрель АТ ср.т. - Апрель...	3,20	131,00		0,048
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	15			Восточная ГРЭС 1СШ - В...	0,20	5,00		1,000
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13			Восточная ГРЭС 1СШ - Т...	0,70	19,20		0,087
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			Восточная ГРЭС 1СШ - Т...	0,70	19,20		0,087
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	18			Восточная ГРЭС 2СШ - Т...	0,70	19,20		0,087
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	19			Восточная ГРЭС 2СШ - Т...	0,70	19,20		0,087
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Западная ГРЭС - ТГ-1	0,60	26,00		0,065
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Западная ГРЭС - ТГ-2	0,60	26,00		0,065
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5			Западная ГРЭС - ТГ-3	0,60	26,00		0,065
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	7			Центр 220 - Центр АТ1 с...	0,55	59,20		1,000
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	10			Центр 220 - Центр. АТ2 ...	0,55	59,20		1,000
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	0,48			0,526
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	3,20	131,00		0,048
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	8			Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	0,48			0,526
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	11			Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	3,20	131,00		0,048



Рис. 2.4. Ввод параметров трансформаторов расчетной модели во вкладке «Открыть→Ветви→Ветви»

Узел начала ветви типа «Трансформатор» рекомендуется задавать узлом, расположенным на стороне высшего напряжения. Стоит отметить, что коэффициент трансформации в ПК *RastrWin3* вводится меньше единицы. Коэффициент трансформации 1.0 задается для обозначения стороны высшего напряжения силового трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора.

Токоограничивающий реактор, соединяющий 1 СШ 110 кВ и 2 СШ 110 кВ распределительного устройства Восточной ГРЭС, для удобства и автоматизации процесса ввода параметров нулевой последовательностей в ПК *RastrWin3* рекомендуется задавать с коэффициентом транс-

формации, равным 1.0. Активное и индуктивное сопротивление реактора вводится, как указано в табл. 2.8.

Выключатели в ПК *RastrWin3* задаются ветвью с нулевыми сопротивлениями (рис. 34). Столбец «S» означает, включен данный элемент или отключен:

 — элемент отключен;
 — элемент включен.










	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г
1			Выкл	12	15			Восточная ГРЭС 1СШ - В...				
2			Выкл	16	17			Ель 1СШ - Ель 2СШ				
3			Выкл	24	25			Фабрика 1С - Фабрика 2С				
4			Выкл	28	27			Карпаты 2С - Карпаты 1С				
5			Выкл	30	31			Башня 1С - Башня 2С				
6			Выкл	36	37			Тяга 1С - Тяга 2С				
7			Выкл	40	41			Тарас 1С - Тарас 2С				
8			Выкл	42	43			Край 1 СШ - Край 2 СШ				
9			Выкл	44	45			Рай 1С - Рай 2С				
10			Выкл	32	33			Село 1С - Село 2С				

Рис. 2.5. Ввод выключателей расчетной модели во вкладке «Открыть→Ветви→Ветви»

Параметры схемы замещения обратной последовательности элементов электрической сети (ЛЭП, трансформаторы, токоограничивающие реакторы) равны параметрам схемы замещения прямой последовательности в связи с тем, что взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, как указано в п. 1.3 данного учебного пособия.

Схема замещения нулевой последовательности электрической сети

Для практических расчетов токов несимметричных КЗ допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, которые приведены в табл. 1.4.

Для составления схемы замещения нулевой последовательности в табл. 2.11 приведены значения, равные отношению сопротивления нулевой и прямой последовательностей. Для упрощения ввода исходных данных для ЛЭП были выбраны значения отдельно для каждого

класса напряжения. Сначала вводятся параметры схемы замещения нулевой последовательности ЛЭП, трансформаторов и токоограничивающего реактора (рис. 2.6–2.7). С целью упрощения процесса ввода параметров используется групповая коррекция. Пример ввода активного и индуктивного сопротивлений нулевой последовательности для коэффициентов нулевой последовательности из табл. 2.11:

- $if(ktr)r: (if(ip.uhom \sim 220 \& iq.uhom \sim 220)r * 2.5: r * 2);$
- $if(ktr)x * 0.9: (if(ip.uhom \sim 220 \& iq.uhom \sim 220)x * 3: x * 3.5).$

Таблица 2.11

Коэффициенты нулевой последовательности для ЛЭП и трансформаторов

Элемент сети	R_0/R_1	X_0/X_1	B_0/B_1
ЛЭП 220 кВ	2,50	3,00	0,70
ЛЭП 110 кВ	2,00	3,50	0,70
Трансформаторы	1,00	0,90	0,70

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	B	Kт/r	r0	x0	b0
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	2		Центр 220 - Западная ГР...	0,99	5,67	-145,8		2,475	17,010	-102,095
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Западная ГРЭС - ТГ-1	0,60	26,00		0,065	0,600	23,400	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Западная ГРЭС - ТГ-2	0,60	26,00		0,065	0,600	23,400	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Западная ГРЭС - ТГ-3	0,60	26,00		0,065	0,600	23,400	
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2	6		Западная ГРЭС - Туча	7,01	40,32	-259,3		17,525	120,960	-181,510
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	7		Центр 220 - Центр АТ1 с...	0,55	59,20		1,000	0,550	53,280	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	10		Центр 220 - Центр. АТ2 ...	0,55	59,20		1,000	0,550	53,280	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	8		Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	0,48			0,526	0,480		
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	8		Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	0,48			0,526	0,480		
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	3,20	131,00		0,048	3,200	117,900	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	11		Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	3,20	131,00		0,048	3,200	117,900	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	13		Восточная ГРЭС 1СШ - Т...	0,70	19,20		0,087	0,700	17,280	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	14		Восточная ГРЭС 1СШ - Т...	0,70	19,20		0,087	0,700	17,280	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	15		Восточная ГРЭС 1СШ - В...	0,20	5,00		1,000	0,200	4,500	
15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	12	15		Восточная ГРЭС 1СШ - В...							
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	12	16		Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0		1,180	7,105	-9,800
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	12	17		Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0		1,180	7,105	-9,800
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	8	16		Центр 110 - Ель 1СШ	0,95	2,48	-16,5		1,900	8,680	-11,550

Рис. 2.6. Ввод параметров нулевой последовательности трансформаторов и ЛЭП расчетной модели во вкладке «Открыть→Несимметрия→Ветви→Несим→ИД»

Заземление нейтралей трансформаторов моделируется во вкладке «Открыть→Несимметрия→Узлы→Несим→ИД» (рис. 2.8). Столбец «Тип0» позволяет моделировать заземление узла в схеме замещения нулевой последовательности.

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	B	Kт/г	r0	x0	b0
37	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	30	31		Башня 1С - Башня 2С							
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	27	29		Карпаты 1С - Точка	3,66	6,41	-39,9		7,320	22,435	-27,930
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	29	30		Точка - Башня 1С	1,42	4,86	-33,7		2,840	17,010	-23,590
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	32		Восточная ГРЭС 2СШ - С...	2,04	4,20	-27,1		4,080	14,700	-18,970
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	23	34		Апрель 110 - Завод 1С	1,46	2,56	-15,9		2,920	8,960	-11,165
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	23	35		Апрель 110 - Завод 2С	1,46	2,56	-15,9		2,920	8,960	-11,130
43	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	36	37		Тяга 1С - Тяга 2С							
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	33	37		Село 2С - Тяга 2С	4,10	8,40	-54,1		8,200	29,400	-37,870
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	36	8		Тяга 1С - Центр 110	1,43	3,72	-24,7		2,860	13,020	-17,304
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	38		Центр 220 - Круг	5,99	34,44	-221,5		14,975	103,320	-155,036
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	8	39		Центр 110 - Заря	1,00	3,44	-24,0		2,000	12,040	-16,800
48	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	40	41		Тарас 1С - Тарас 2С							
49	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	42	43		Край 1 СШ - Край 2 СШ							
50	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	44	45		Рай 1С - Рай 2С							
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	44	42		Рай 1С - Край 1 СШ	0,80	2,10	-13,5		1,600	7,350	-9,450
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	45	39		Рай 2С - Заря	0,95	2,50	-17,0		1,900	8,750	-11,900
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	6	38		Туча - Круг	6,50	37,38	-240,4		16,250	112,140	-168,273
54	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	32	33		Село 1С - Село 2С							

Рис. 2.7. Ввод параметров нулевой последовательности трансформаторов и ЛЭП расчетной модели во вкладке «Открыть→Несимметрия→Ветви→Несим→ИД»

	O	S	s0	...	▲	Номер	Название	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак		3	ТГ-1	16
2	<input type="checkbox"/>			зак		4	ТГ-2	16
3	<input type="checkbox"/>			зак		5	ТГ-3	16
4	<input type="checkbox"/>			зак		9	Центр 1С	10
5	<input type="checkbox"/>			зак		11	Центр 2С	10
6	<input type="checkbox"/>			зак		13	ТГ-4	10
7	<input type="checkbox"/>			зак		14	ТГ-5	10
8	<input type="checkbox"/>			зак		18	ТГ-6	10
9	<input type="checkbox"/>			зак		19	ТГ-7	10
10	<input type="checkbox"/>			зак		22	Апрель 1С	10

Рис. 2.8. Заземление узлов расчетной модели во вкладке «Открыть→Несимметрия→Узлы→Несим→ИД»

зак — узел заземлен в схеме замещения нулевой последовательности; у — узел не заземлен в схеме замещения нулевой последовательности

Места заземления нейтралей трансформаторов указаны на принципиальной схеме электрической сети (рис. 2.1, с. 43) и в табл. 2.7.

Учет сопротивления взаимной индукции проводов в расчетах токов короткого замыкания

Выполнение учета взаимной индукции проводов можно выполнять двумя способами. Для использования первого способа нужно выбрать

иконку «Редактирование магнитосвязанных групп» (рис. 2.9) для вызова соответствующего диалогового окна, а второй выполняется с использованием вкладок «Ветви→Несим→ИД» и «Магнитосвязь→Несим».

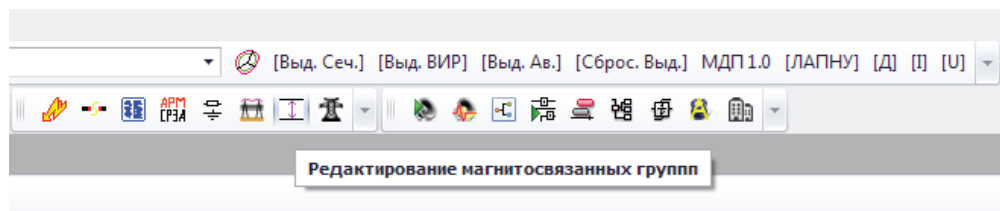


Рис. 2.9. Расположение иконки «Редактирование магнитосвязанных групп»

При нажатии на иконку появится окно, где необходимо нажать «+ Мг. Гр.». Далее программа попросит задать номер магнитосвязанной группы; в данном расчетном примере задаем № 1. Далее производится выбор ЛЭП, для которых необходимо задать сопротивление взаимоиндукции. В первой магнитосвязанной группе в данном расчетном примере находятся две ЛЭП 110 кВ Восточная ГРЭС — Ель. Таким образом, выбираем ЛЭП 12—16 и 12—17.

Следующим этапом необходимо задать активное и индуктивное сопротивления взаимоиндукции в матрице сопротивлений выбранных ЛЭП, которая имеет размер 2×2 , если учесть, что одна ячейка — это значения активного и индуктивного сопротивлений одного элемента. На главной диагонали этой матрицы расположены собственные сопротивления ЛЭП, а на побочной — значения сопротивлений взаимоиндукции. В ячейках, выделенных красных цветом, задаются активное и индуктивное значения сопротивления взаимоиндукции. Изображение рабочего окна после введения значений приведено на рис. 2.10.

Редактирование магнитосвязанной группы [1]									
Разрушить		Добавить линии					Удалить линии		
№	у.н.	у.к.	н.п.	g0	b0	r0	x0	r0 [2]	x0 [2]
1	12	16	0	0	-9,8	1,18	7,105	0,75	4,78
2	12	17	0	0	-9,8	0,75	4,78	1,18	7,105

Рис. 2.10. Ввод сопротивления взаимоиндукции для магнитосвязанной группы № 1

Расчетное значение индуктивного сопротивления взаимоиндукции ЛЭП 110 кВ определено по формуле (1.8), оно равно 0,955 Ом/км.

Удельное активное сопротивление взаимоиндукции в данном примере задано равным 0,150 Ом/км.

Таким же образом вводятся данные о взаимоиндукции для двух параллельных ЛЭП 110 кВ Апрель — Завод. Все группы магнитосвязанных ветвей представлены на рис. 2.11.

у.н.	у.к.	н.п.	ком.	g1	b1	r1	x1	g0	b0	r0	x0	r0 [2]	x0 [2]	r0 [3]	x0 [3]
№ гр.: 1															
12	16	0		0	0	0	0	0	-9,8	1,18	7,105	0,75	4,78		
12	17	0		0	0	0	0	0	-9,8	0,75	4,78	1,18	7,105		
№ гр.: 2															
23	34	0		0	0	0	0	0	-11,165	2,92	8,96	0,9	5,73		
23	35	0		0	0	0	0	0	-11,13	0,9	5,73	2,92	8,96		

Рис. 2.11. Информация о магнитосвязанных группах

Второй способ ввода информации о взаимоиндукции реализуется с помощью вкладок «Ветви→Несим→ИД» и «Магнитосвязь→Несим». Номер магнитосвязанной группы, к которой принадлежит линия, и номер линии в магнитосвязанной группе задаются в таблице «Ветви→Несим→ИД» с помощью столбцов «№ мс гр» и «№ мс» (рис. 2.12), а сопротивления взаимоиндукции в «Магнитосвязь→Несим» — с помощью столбцов «r0» и «x0» (рис. 2.13).

	О	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	B	r0	x0	b0	№ мс гр	№ мс
1	<input checked="" type="checkbox"/>	23	35		Апрель 110 - Завод 2С	1,46	2,56	-15,9	2,920	8,960	-11,130	2	2
2	<input type="checkbox"/>	23	34		Апрель 110 - Завод 1С	1,46	2,56	-15,9	2,920	8,960	-11,165	2	1
3	<input type="checkbox"/>	12	17		Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0	1,180	7,105	-9,800	1	2
4	<input type="checkbox"/>	12	16		Восточная ГРЭС 1СШ - Е...	0,59	2,03	-14,0	1,180	7,105	-9,800	1	1

Рис. 2.12. Информация о магнитосвязанных группах во вкладке «Ветви→Несим→ИД»

	№ мс гр	№ мс 1	№ мс 2	r0	x0
1	1	1	2	0,750	4,780
2	2	1	2	0,900	5,730

Рис. 2.13. Информация о сопротивлении взаимоиндукции во вкладке «Магнитосвязь→Несим»

Ввод параметров схем замещения генераторов

В рассматриваемой энергосистеме имеются две электростанции: Западная ГРЭС и Восточная ГРЭС. Генераторы данных электростанций представлены в табл. 2.1.

В табл. 2.2 приведены основные необходимые параметры для данных типов генераторов для составления схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Расчетные параметры схемы замещения генераторов приведены в табл. 2.12. Расчет данных параметров приведен в разд. 1.4.

Таблица 2.12

Параметры генерирующего оборудования

Станция	Узел	Диспетчерское наименование	E_r , кВ	X''_d , Ом	X_2 , Ом	X_0 , Ом
Западная ГРЭС	3	ТГ-1	16,673	0,190	0,232	0,105
	4	ТГ-2	16,673	0,190	0,232	0,105
	5	ТГ-3	16,673	0,190	0,232	0,105
Восточная ГРЭС	13	ТГ-4	11,281	0,284	0,347	0,143
	14	ТГ-5	11,281	0,284	0,347	0,143
	18	ТГ-6	11,281	0,284	0,347	0,143
	19	ТГ-7	11,281	0,284	0,347	0,143

Учет внешней энергосистемы

Далее необходимо произвести учет линий электропередачи, которые являются связями с соседними энергорайонами, сформировать внешние эквиваленты. В качестве исходных данных известна подпитка трехфазного и однофазного токов КЗ по рассматриваемым присоединениям. В табл. 2.13 приведены значения модулей токов подпитки однофазного и трехфазного КЗ для всех эквивалентируемых присоединений. Типовое обозначение внешних эквивалентов на картах токов КЗ показано на рис. 2.14.

Таким образом, каждое эквивалентируемое присоединение представляется в виде источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением, как это описано в п. 1.2 данного учебного пособия. Внешние эквива-

ленты включены как в схему замещения прямой последовательности, так и в схему замещения обратной и нулевой последовательностей.

Таблица 2.13

Суммарные подпитки токов КЗ на граничных подстанциях

Название ПС	Подпитка	
	$I_{(3)}$, кА	$I_{(1)}$, кА
Туча	19,9	14,8
Край 1С	2,0	1,4
Край 2С	2,3	1,5
Небо	4,2	2,5
Круг	9,3	6,4
Точка	6,9	5,1

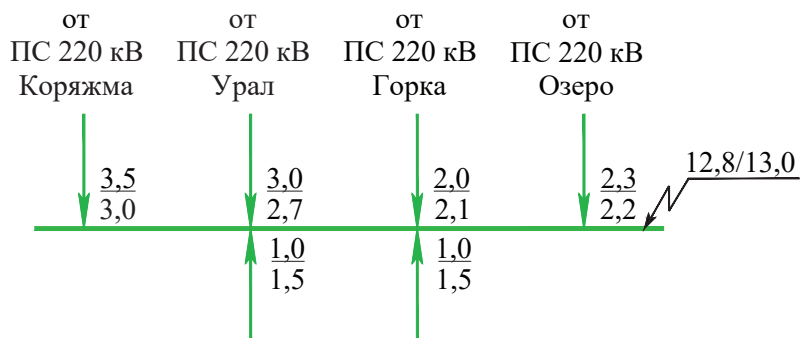


Рис. 2.14. Пример обозначения внешних эквивалентов на карте токов КЗ


Параметры схемы замещения внешних эквивалентов приведены в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Параметры схемы замещения внешних эквивалентов

Название ПС	X , Ом	X_2 , Ом	X_0 , Ом	E , кВ
Туча	7,00	7,00	14,00	242,00
Край 1С	35,00	35,00	80,00	121,00
Край 2С	30,00	30,00	75,00	121,00
Небо	33,00	33,00	100,00	242,00
Круг	15,00	15,00	35,00	242,00
Точка	10,00	10,00	20,00	121,00

Значение индуктивного сопротивления внешнего эквивалента рассчитано таким образом, чтобы при расчете тока КЗ на подстанции, куда приходит данная линия из соседнего района, значение подпитки тока однофазного КЗ совпало со значением подпитки тока однофазного КЗ, указанного в исходных данных.

Ввод параметров схемы замещения в ПК *RastrWin3* продемонстрирован на рис. 2.15. Синхронные генераторы отключаются в схеме замещения нулевой последовательности с помощью колонки «s0» в связи с тем, что генераторы создают только симметричную трехфазную систему ЭДС. Как было сказано ранее, красный крест  означает, что элемент отключен.




	S	s0	N	Название	Узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	ТГ-1	3		0,190		0,232		0,105	16,673
2			2	ТГ-2	4		0,190		0,232		0,105	16,673
3			3	ТГ-3	5		0,190		0,232		0,105	16,673
4			4	ТГ-4	13		0,284		0,347		0,100	11,281
5			5	ТГ-5	14		0,284		0,347		0,100	11,281
6			6	ТГ-6	18		0,284		0,347		0,150	11,281
7			7	ТГ-7	19		0,284		0,347		0,150	11,281
8			8	Вн. эквивалент Туча 220	6		7,000		7,000		14,000	242,000
9			9	Вн. эквивалент Край 1...	42		35,000		35,000		80,000	121,000
10			10	Вн. эквивалент Край 2...	43		30,000		30,000		75,000	121,000
11			11	Вн. эквивалент Круг 220	38		15,000		15,000		35,000	242,000
12			12	Вн. эквивалент Небо 220	26		33,000		33,000		100,000	242,000
13			13	Вн. эквивалент Точка 110	29		10,000		10,000		20,000	121,000

Рис. 2.15. Информация о генераторах и внешних эквивалентах

Графический интерфейс ПК *RastrWin3* для расчета токов короткого замыкания

Для создания графического изображения расчетной модели в ПК *RastrWin3* необходимо открыть вкладку «Открыть→Графика». Панель для работы с графическим изображением расчетной модели и настройки отображаемых параметров изображена на рис. 2.16.



Рис. 2.16. Панель для работы с графическим изображением расчетной модели

Как правило, расчеты, проводимые в ПК *RastrWin3*, происходят с использованием графического отображения расчетной модели энергосистемы. Управлять параметрами расчетной модели, контролировать величины электрического режима можно непосредственно с графики.

Для отображения на графике необходимых узлов и ветвей расчетной модели необходимо воспользоваться окном ввода узлов (рис. 2.17), но в начале работы необходимые номера узлов расчетной модели могут быть неизвестны. Для отображения всех ветвей, связанных с узлом, необходимо, удерживая необходимый узел, левой кнопкой мыши нажать клавишу «пробел». На графике отображаются связанные ветви и примыкающие к ним узлы в виде многолучевой звезды. Далее необходимо упорядочить появившиеся ветви и узлы левой кнопкой мыши или скрыть ненужные узлы правой кнопкой мыши [11].

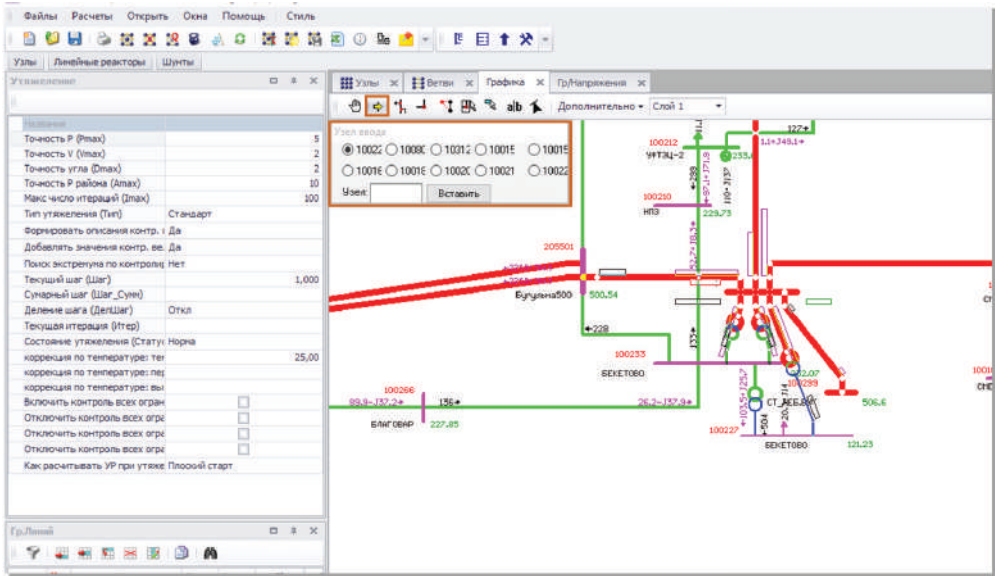
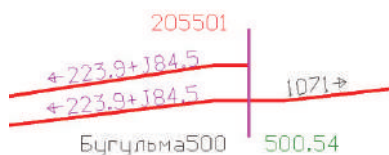


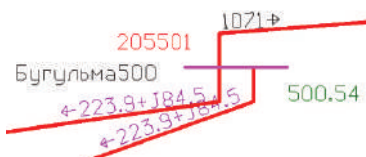
Рис. 2.17. Отображение узлов и ветвей расчетной модели на графике

Существует несколько способов принудительного изменения ориентации шин узла расчетной модели на графике:

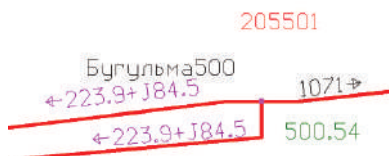
- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Alt»;



- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Shift»;



- удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать сочетание клавиш «Alt + Shift».

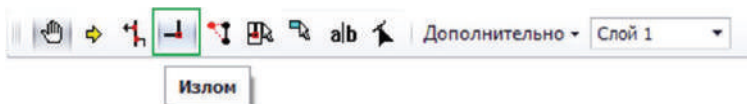


Для работы с графикой в ПК *RastrWin3* предусмотрены следующие режимы:

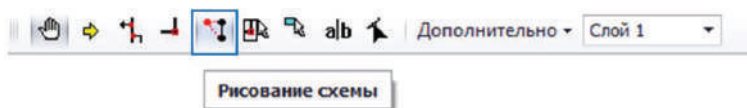
- «Присоединение» — режим используется для редактирования места присоединения ветви или изображения фигуры к узлу. Для применения захватить мышью нужный объект и переместить в требуемое место;



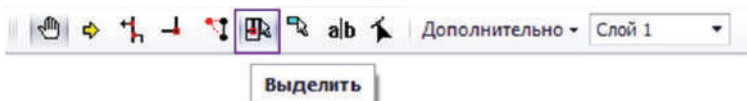
- «Излом» — режим используется для редактирования места излома на линии. Захватив мышью точку на ветви, переместите ее в нужное место;



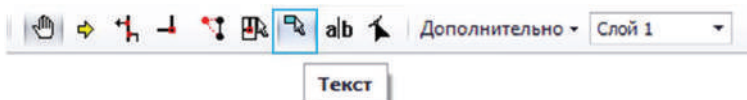
- «Рисование схемы» — режим используется для добавления новых узлов и ветвей одновременно в расчетную модель и на графическую схему;



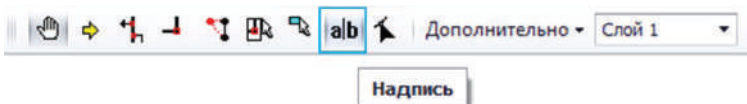
- «Выделить» — режим используется для выделения узлов. В программе запоминается последний выделенный участок;



- «Текст» — режим используется для редактирования места расположения текстовых надписей. Захватив мышью надпись, надо переместить ее в нужное место. Для изменения размера — нажать клавишу «Ctrl», для изменения угла — «Пробел»;



- «Надпись» — режим используется для ввода и редактирования текстовых надписей;



- «Объект» — нажатие кнопки активирует специальный режим графики для создания и редактирования линий;



- контекстное меню «Дополнительно»:
 - ▶ «Фоновый план» — этот переключатель предназначен для восстановления удаленных окон текста;
 - ▶ «Экспорт DXF» — используется для вывода текущего графического окна в файл формата *DXF* (*AutoCAD*);
 - ▶ «Слои текста» — позволяет быстро менять набор выводимого на графическую схему текста.

Для создания нестандартного слоя с расчетными параметрами необходимо выбрать слой, который будет корректироваться далее. В данном случае, как видно из рис. 2.18, выбран слой № 2. Во вклад-

ке «Дополнительно→Текст» в окне «Текст» следует выбрать параметры для узлов и ветвей. Для узла выбраны три параметра в ячейке «Тип»: «номер узла», «название узла», «расчетный модуль напряжения прямой последовательности» и «расчетный модуль напряжения нулевой последовательности». Корректировка видимости данных параметров выполняется в ячейке «Видимость» (рис. 2.18).

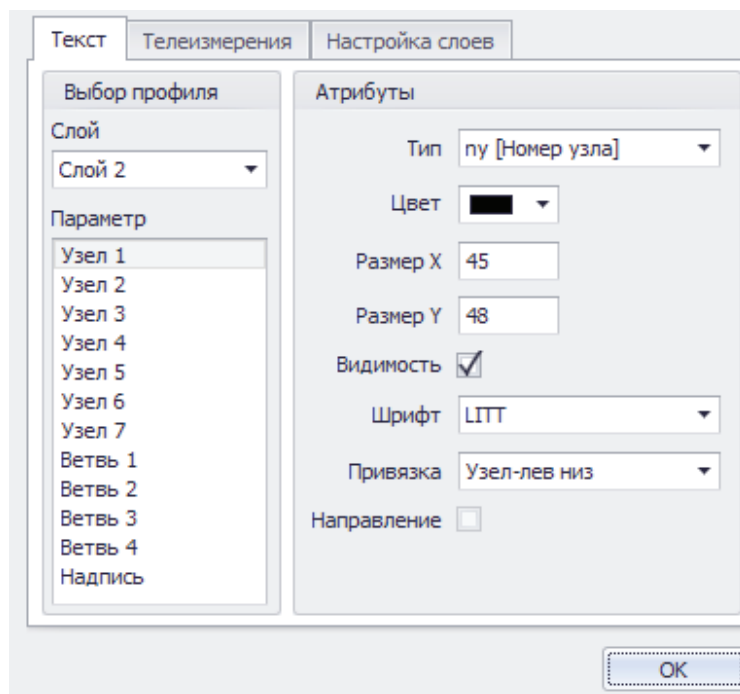


Рис. 2.18. Вкладка «Дополнительно→Текст»

В данной вкладке дополнительно можно редактировать размеры надписи для определенного параметра узла (ячейки «Размер X » и «Размер Y »), шрифт (ячейка «Шрифт»), положение надписи у узла (ячейка «Привязка»).

Для ветви выбран параметр «Токи всех последовательностей в порядке 012». Также для отображения фазных токов можно выбрать «Токи всех фаз в порядке ABC в начале ветви». Для корректировки надписей для ветви используются те же ячейки, что и для надписей узла. Графическое изображение фрагмента модели для расчета токов КЗ (однофазное КЗ в узле № 1) изображено на рис. 2.19.

Одиночный и пакетный расчет токов короткого замыкания в ПК RastrWin3

Для выполнения одиночного расчета необходимо открыть вкладку «Открыть» Несимметрия → Состав → Несим». В столбце «Тип» указывается тип несимметрии, в столбце «П1» указывается номер узла несимметрии, в столбце «№» указывается номер несимметрии, позволяющий выполнять расчет токов КЗ с одновременно несколькими действующими группами несимметрии, в столбце «№ сост» указывается номер составляющей несимметрии. На рис. 2.20 представлен пример задания точки КЗ для рассматриваемой сети.

	S	№	№ сост	Тип	П 1
1		1	1	1ф	1

Чтобы выполнить расчет заданной несимметрии, нужно нажать на кнопку «ТКЗ» на главной рабочей панели (рис. 2.21).

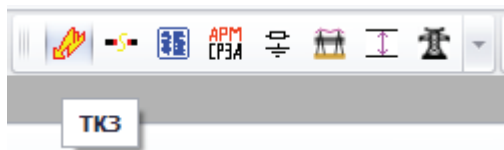


Рис. 2.21. Расположение кнопки «ТКЗ» на рабочей панели

Чтобы просмотреть результаты расчета токов КЗ, нужно открыть вкладки с расчетными параметрами из раздела «Открыть→Несимметрия»:

- «Узлы→Несим→РС» — расчетные значения параметров симметричных составляющих узлов;
- «Узлы→Несим→РФ» — расчетные значения параметров фаз узлов;
- «Ветви→Несим→РС» — расчетные значения параметров симметричных составляющих ветвей;
- «Ветви→Несим→РФ» — расчетные значения параметров фаз ветвей.

Во вкладке «Узлы→Несим→РС» отображаются расчетные модули и углы напряжений всех последовательностей симметричных составляющих, расчетные модули и углы тока в землю для всех последовательностей симметричных составляющих (рис. 2.22).

	О	Тип0	Номер	Название	U_ном	V	V1L	dV1L	V1	Delta1	V2	Delta2
1	<input checked="" type="checkbox"/>	y	1	Центр 220	230	230,00	173,55	-25	100,20	-0,05	-44,30	-0,27
2	<input type="checkbox"/>	y	2	Западная ГРЭС	230	230,00	197,08	-14	113,78	-0,58	-31,60	1,40
3	<input type="checkbox"/>	зак	3	ТГ-1	16	15,75	14,23	-10	8,21	-0,42	-1,39	1,82
4	<input type="checkbox"/>	зак	4	ТГ-2	16	15,75	14,23	-10	8,21	-0,42	-1,39	1,82
5	<input type="checkbox"/>	зак	5	ТГ-3	16	15,75	14,23	-10	8,21	-0,42	-1,39	1,82
6	<input type="checkbox"/>	y	6	Туча	230	230,00	234,40	2	135,33	-0,38	-5,60	10,05
7	<input type="checkbox"/>	y	7	Центр АТ1 ср.т.	230	230,00	204,96	-11	118,33	0,33	-23,58	-2,68
8	<input type="checkbox"/>	y	8	Центр 110	115	115,00	107,81	-6	62,25	0,26	-12,39	-2,27

Рис. 2.22. Вкладка «Узлы→Несим→РС» с расчетными значениями параметров

Во вкладке «Узлы→Несим→РФ» отображаются расчетные модули и углы напряжений фаз, расчетные модули и углы токов в землю фаз (рис. 2.23).

Во вкладке «Ветви→Несим→РС» отображаются расчетные модули и углы токов всех последовательностей в начале и в конце ветви, расчетные значения активной и реактивной мощностей прямой последовательности в начале и в конце ветви, расчетное значение активного и индуктивного сопротивления в начале и в конце ветви (рис. 2.24).

	<input type="checkbox"/>	Тип0	Номер	Название	U_ном	Va	Da	Vb	Db	Vc	Dc
1	<input type="checkbox"/>	у	1	Центр 220	230	0,00		-150,93	56,13	-150,34	-56,22
2	<input type="checkbox"/>	у	2	Западная ГРЭС	230	65,66	-2,82	-138,92	65,31	-138,04	-65,45
3	<input type="checkbox"/>	зак	3	ТГ-1	16	6,82	-0,87	-8,95	67,51	-9,03	-67,92
4	<input type="checkbox"/>	зак	4	ТГ-2	16	6,82	-0,87	-8,95	67,51	-9,03	-67,92
5	<input type="checkbox"/>	зак	5	ТГ-3	16	6,82	-0,87	-8,95	67,51	-9,03	-67,92
6	<input type="checkbox"/>	у	6	Туча	230	127,15	-1,10	-139,08	60,95	-139,82	-61,06
7	<input type="checkbox"/>	у	7	Центр АТ1 ср.т.	230	69,34	2,33	-142,92	59,17	-142,81	-59,48
8	<input type="checkbox"/>	у	8	Центр 110	115	36,48	1,93	-75,18	59,18	-75,11	-59,47

Рис. 2.23. Вкладка «Узлы→Несим→РФ» с расчетными значениями параметров

	N_нач	N_кон	Название	I1_н	dI1_н	I2_н	dI2_н	IO_н	dIO_н
1	1	2	Центр 220 - Западная ГР...	-2,373	-84,619	-2,210	-84,501	-2,285	-83,426
2	2	3	Западная ГРЭС - ТГ-1	-0,484	-87,584	-0,391	-88,175	-0,711	-84,066
3	2	4	Западная ГРЭС - ТГ-2	-0,484	-87,584	-0,391	-88,175	-0,711	-84,066
4	2	5	Западная ГРЭС - ТГ-3	-0,484	-87,584	-0,391	-88,175	-0,711	-84,066
5	2	6	Западная ГРЭС - Туча	-0,541	-79,771	-0,633	-80,534	-0,112	-78,608
6	1	7	Центр 220 - Центр АТ1 с...	-0,307	-87,051	-0,351	-87,001	-0,571	-87,222
7	1	10	Центр 220 - Центр. АТ2 ...	-0,307	-87,051	-0,351	-87,001	-0,571	-87,222
8	7	8	Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	-0,307	-87,051	-0,351	-87,001	-0,355	-85,055
9	10	8	Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	-0,307	-87,051	-0,351	-87,001	-0,355	-85,055

Рис. 2.24. Вкладка «Ветви→Несим→РС» с расчетными значениями параметров

Во вкладке «Ветви→Несим→РФ» отображаются расчетные модули и углы токов фаз в начале и в конце ветви (рис. 2.25).

	N_нач	N_кон	Название	Ia_н	dIa_н	Ib_н	dIb_н	Ic_н	dIc_н
1	1	2	Центр 220 - Западная ГР...	-6,868	-84,184	0,096	-1,572	-0,186	6,542
2	2	3	Западная ГРЭС - ТГ-1	-1,585	-86,152	0,278	85,176	-0,297	-62,435
3	2	4	Западная ГРЭС - ТГ-2	-1,585	-86,152	0,278	85,176	-0,297	-62,435
4	2	5	Западная ГРЭС - ТГ-3	-1,585	-86,152	0,278	85,176	-0,297	-62,435
5	2	6	Западная ГРЭС - Туча	-1,287	-80,045	-0,475	89,767	0,488	-71,123
6	1	7	Центр 220 - Центр АТ1 с...	-1,228	-87,116	-0,245	-78,484	0,246	83,547
7	1	10	Центр 220 - Центр. АТ2 ...	-1,228	-87,116	-0,245	-78,484	0,246	83,547
8	7	8	Центр АТ1 ср.т. - Центр ...	-1,012	-86,333	-0,057	-24,462	0,037	48,652
9	10	8	Центр. АТ2 ср.т. - Цент...	-1,012	-86,333	-0,057	-24,462	0,037	48,652

Рис. 2.25. Вкладка «Ветви→Несим→РФ» с расчетными значениями параметров

Суммарное значение модуля и угла тока КЗ всех последовательно-стей симметричных составляющих представлены во вкладке «Открыть→Несимметрия→Состав→Несим» (рис. 2.26).

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2
1		1	1	1ф	1	3,9313	-84,58	3,9313	-84,58

Рис. 2.26. Вкладка «Открыть→Несимметрия→Состав→Несим» с расчетными значениями суммарных величин модуля и угла токов всех последовательностей симметричных составляющих

Для выполнения пакетного расчета токов КЗ разработчиками ПК *RastrWin3* была разработана библиотека макросов «ТКЗ». Стандартные макросы ПК *RastrWin3* находятся после установки программы в папке «Мои документы→*Rastrwin 3*→*macro*». Чтобы использовать для расчета какой-либо макрос, нужно перейти по вкладке «Расчеты→Макро». Далее появится окно, в котором нужно перейти во вкладку «Файл→Открыть» и выбрать из папки «ТКЗ» один из нужных макросов. Назначение каждого макроса приведено в табличной форме:

Название	Назначение
MakeNonSymm.rbs	Создание примерной схемы обратной нулевой последовательности по данным прямой
Расчет в отмеченных узлах 3 ф 1 ф КЗ.rbs	Последовательный расчет шунта, ТКЗ 3 ф, ТКЗ 1 ф во всех отмеченных узлах
Примерный режим из ТКЗ.rbs	Попытка дополнить данные для расчета ТКЗ данными для расчета установившегося режима на них
Настроить графику для ТКЗ.rbs	Настройка текущей графики на работу с ТКЗ, вносит изменения в Графика-Тест и градиенты по линиям
Расчет в отмеченных узлах 3 ф 1 ф КЗ через выкл.rbs	Рассчитывает токи протекающие через выключатели данного узла при 3 ф и 1 ф КЗ за ними
Ткз утяжеление.rbs	Вращает углы заданных генераторов
Рассчитать ЭДС и угол генераторов из установившегося режима.rbs	Рассчитывает ЭДС и углы из установившегося режима

В расчетном примере будет использоваться макрос для расчета токов трехфазных и однофазных КЗ во всех отмеченных узлах — «Расчет в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ.rbs». Отметить узел можно во вкладке «Открыть→Узлы» в столбце «О» либо при работе с графическим изображением расчетной модели, если выбрать инструмент «Просмотр» на рабочей панели, затем щелкнуть правой кнопкой мыши на узле «N», навести курсор мыши на вкладку «Узел N» и нажать «Отметить».

Окончание табл. 2.15

Структура предоставленных результатов изображена на рис. 2.28. Как и в одиночном расчете, был выполнен расчет ТКЗ для узла № 1.

После выполнения отметок на нужных узлах, выбора макроса «Расчет в отмеченных узлах 3 ф 1 ф КЗ.rbs» из библиотеки и нажатия кнопки «Пуск» выводятся результаты расчета ТКЗ в протокол макродиалога (рис. 2.27).

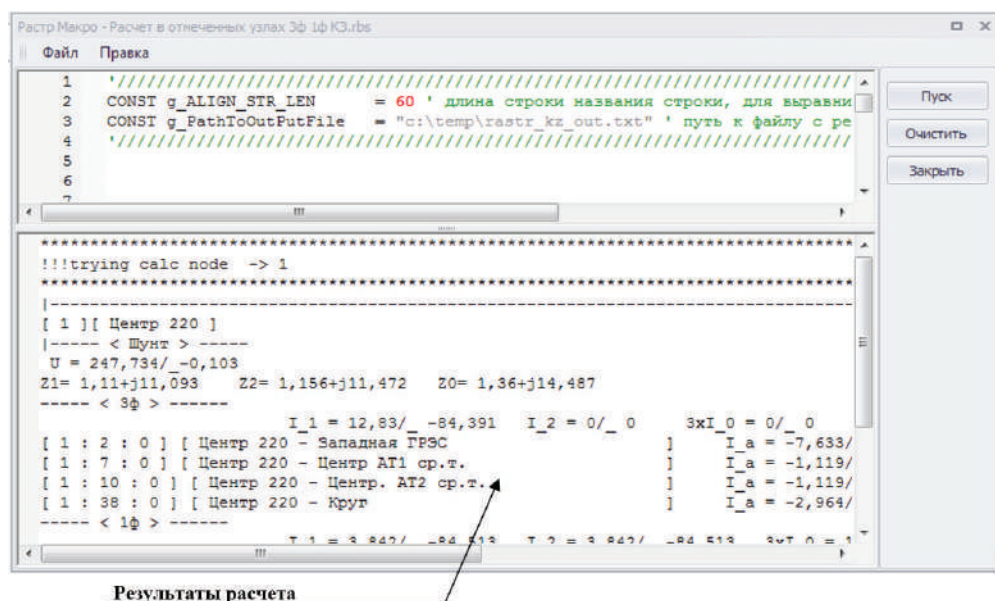


Рис. 2.27. Вывод результатов расчета после пакетного расчета

Макрос при выдаче результатов располагает узлы по возрастанию. Как видно из рис. 2.28, выводится сначала название узла, а потом — полное комплексное сопротивление КЗ прямой, обратной и нулевой последовательностей. Далее выводится полный ток трехфазного КЗ прямой, обратной и нулевой последовательностей. Из рис. 2.28 можно заметить, что полные токи КЗ обратной и нулевой последовательностей для трехфазного КЗ равны нулю. Ниже располагаются протекающие фазные токи в ветвях, отходящих от узла, в котором моделируется КЗ. Далее справа приводятся значения токов прямой, обратной и нулевой последовательностей. Представление результатов для однофазного КЗ обладает такой же структурой, как и для

трехфазного КЗ, и располагается сразу после результатов расчета токов трехфазного КЗ.

```

-----|
[ 1 ] [ центр 220 ]
|-----< шунт >-----|
U = 247,734/-0,103
ZI = 1,11+j11,093
Z2 = 1,156+j11,472
ZO = 1,36+j14,487

[ 1 : 2 : 0 ] [ центр 220 - западная ГРЭС ] I_1 = 12,83/-84,391 I_2 = 0/-0 3xI_0 = 0/-0
[ 1 : 7 : 0 ] [ центр 220 - центр АТ1 ср.т. ] I_a = -7,633/-84,425 I_1 = -7,633/-84,425 I_2 = 0/-0 3xI_0 =
[ 1 : 10 : 0 ] [ центр 220 - центр АТ2 ср.т. ] I_a = -1,119/-86,869 I_1 = -1,119/-86,869 I_2 = 0/-0 3xI_0 =
[ 1 : 38 : 0 ] [ центр 220 - круг ] I_a = -1,119/-86,869 I_1 = -1,119/-86,869 I_2 = 0/-0 3xI_0 =
|-----< 3Ф >-----| I_a = -2,964/-82,433 I_1 = -2,964/-82,433 I_2 = 0/-0 3xI_0 =

[ 1 : 2 : 0 ] [ центр 220 - западная ГРЭС ] I_1 = 3,842/-84,513 I_2 = 3,842/-84,513 3xI_0 = 11,526/-84,513
[ 1 : 7 : 0 ] [ центр 220 - центр АТ1 ср.т. ] I_a = -6,868/-84,184 I_1 = -2,373/-84,619 I_2 = -2,21/-84,501
[ 1 : 10 : 0 ] [ центр 220 - центр АТ2 ср.т. ] I_a = -1,228/-87,116 I_1 = -0,307/-87,051 I_2 = -0,351/-87,001
[ 1 : 38 : 0 ] [ центр 220 - круг ] I_a = -1,228/-87,116 I_1 = -0,307/-87,051 I_2 = -0,351/-87,001
|-----< 3Ф >-----| I_a = -2,205/-82,639 I_1 = -0,857/-82,405 I_2 = -0,931/-82,669

```

Рис. 2.28. Вывод результатов расчета после пакетного расчета

2.3. Проверка коммутационного оборудования по расчетным токам короткого замыкания

Для проверки коммутационного оборудования выбрана ПС 110 кВ Ель. Фрагмент карты токов КЗ с изображением выбранной подстанции изображен на рис. 2.29.

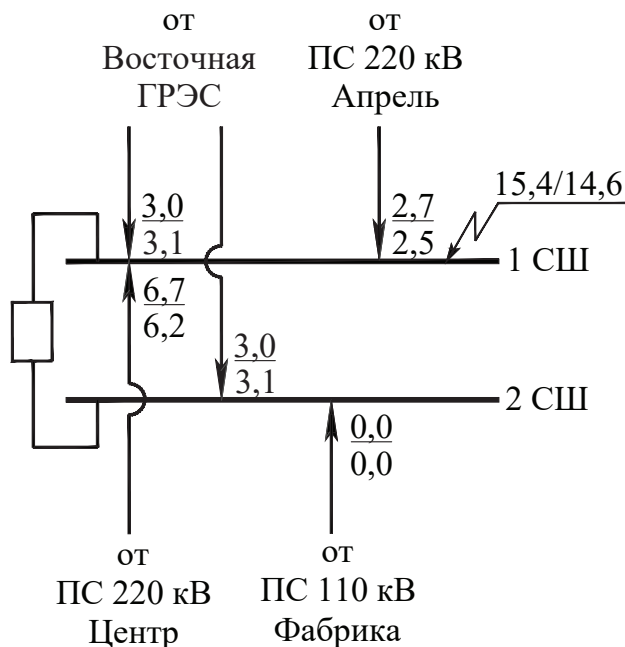


Рис. 2.29. Фрагмент карты КЗ с изображением ПС 110 кВ Ель

Проверка силовых выключателей

В распределительном устройстве ПС 110 кВ Ель расположены шесть силовых выключателей марки ВЭБ-110 I — 40/2500. Технические характеристики выключателя для проверки следующие:

- Марка: ВЭБ-110 I — 40/2500 УХЛ1;
- $I_{откл. ном} = 40,0$ кА;
- $\beta_{ном} = 40,0$ %;
- $i_{дин} = 102$ кА;
- $I_{тер} = 40$ кА.

Сравнение расчетных параметров и технических характеристик выключателей приведено в табл. 2.15.

Таблица 2.15

Сравнение расчетных параметров и технических характеристик силовых выключателей ПС 110 кВ Ель

Подстанция	РУ	Присоединение	Ток подпитки КЗ, $I^{(3)}/I^{(1)}$, кА	Полный ток КЗ на шинах, $I^{(3)}/I^{(1)}$, кА	Расчетные величины			Тип и параметры силовых выключателей				Замена
					$I_{ПКmax}$, кА	$i_{уд}$, кА	B_k , кА ² ·с	Тип	$I_{откл}$, кА	$i_{дин}$, кА	$B_{тер}$, кА ² ·с	
ПС 110 кВ Ель	110 кВ	Восточная ГРЭС 1	3,0/3,1	15,4/14,6	15,4	40,7	711,5	ВЭБ-110 II — 40/2500	40	102	4800	Нет
		Восточная ГРЭС 2	3,0/3,1	15,4/14,6				ВЭБ-110 II — 40/2500	40	102	4800	Нет
		Апрель	2,7/2,5	15,4/14,6				ВЭБ-110 II — 40/2500	40	102	4800	Нет
		Центр	6,7/6,0	15,4/14,6				ВЭБ-110 II — 40/2500	40	102	4800	Нет
		Фабрика	0,0/0,0	15,4/14,6				ВЭБ-110 II — 40/2500	40	102	4800	Нет

Как видно из данной таблицы, замены силовых выключателей после проверки не требуется.

Проверка разъединителей

В распределительном устройстве ПС 110 кВ Ель расположены разъединители марки РПД-УЭТМ-110. Технические характеристики разъединителя для проверки приведены ниже

- марка: ВЭБ РПД-УЭТМ-110;
- $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$;
- $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$.

Сравнение расчетных параметров и технических характеристик разъединителей приведено в табл. 2.16. Как видно из данной таблицы, в связи с тем, что значения технических характеристик разъединителей выше, чем расчетных значений по каждому критерию, замены разъединителей после проверки не требуется.

Таблица 2.16

Проверка разъединителей

Критерий	Расчетные данные	Технические характеристики
Электродинамическая стойкость	$i_{\text{уд}} = 40,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102,0 \text{ кА}$
Термическая стойкость	$B_k = 711,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800,0 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Проверка высокочастотных заградителей

В распределительном устройстве ПС 110 кВ Ель на ВЛ 110 кВ Восточная ГРЭС — Ель 1 СШ в фазах А и С расположены высокочастотные заградители ВЗ6300.5 Д УХЛ1. Проверка ВЧ заградителей представлена в табл. 2.17.

Таблица 2.17

Проверка высокочастотных заградителей

Критерий	Расчетные данные	Технические характеристики
Электродинамическая стойкость	$i_{\text{уд}} = 40,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51,0 \text{ кА}$
Термическая стойкость	$B_k = 711,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800,0 \text{ кА}^2 \text{ с}$

На рис. 2.30 изображена карта токов КЗ.

71

Контрольные вопросы ко второй главе

1. Какие расчетные параметры для генераторов, трансформаторов и ЛЭП необходимо задать в ПК *RastrWin3* для расчетов токов КЗ?
2. Перечислите способы моделирования взаимоиндукции ЛЭП в ПК *RastrWin3*.
3. Перечислите способы расчета токов КЗ в ПК *RastrWin3*.
4. Какие основные расчетные параметры необходимо разместить на графическом изображении модели для расчетов токов КЗ?
5. Назовите последовательность действий при пакетном расчете токов КЗ. Назовите последовательность действий при одиночном расчете токов КЗ.
6. Назовите последовательность действий при создании модели расчета токов КЗ из модели расчета установившегося режима.

ГЛАВА 3. Расчет термического воздействия тока короткого замыкания на грозотрос

3.1. Общие положения

При проектировании линии электропередач одним из разделов является расчет термической стойкости грозозащитных тросов ВЛ 110–750 кВ токам КЗ. Для проведения таких расчетов традиционно использовались методические указания, разработанные в СССР в 1976 г. Ситуация изменилась, когда в 2014 г. ПАО «ФСК ЕЭС» выпустило новую редакцию методических указаний. Данные методические указания существенно отличаются от ранее действовавших, которые с учетом изменившихся условий проектирования не в полной мере соответствуют надежной и безопасной эксплуатации ВЛ и ее элементов, особенно применительно к оптическим кабелям, встроенным в грозозащитный трос (ОКГТ), по следующим причинам [12]:

- ориентированность на проведение расчетов с помощью логарифмической линейки, в связи с чем методические указания содержат ряд упрощений в расчетных выражениях, снижающих точность расчета;
- не учтен ряд факторов, влияющих на итоговый результат: возможность возникновения на ВЛ не только однофазных, но и двухфазных КЗ на землю; влияние сближенных ВЛ через взаимоиндукцию с анализируемой ВЛ и т. п.;
- расчет времени протекания тока в грозотросе проводится исходя из действия только основных быстродействующих защит ВЛ; практически вне анализа остался вопрос об оценке времени отключения КЗ с учетом действия устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), особенно с учетом возможных отказов выключателей и отдельных устройств РЗА;

- расчет термического действия токов КЗ проводится без учета апериодической составляющей.

В главе 3 (п. 3.2) представлен пример расчета термического воздействия токов КЗ, выполненный без применения специализированного программного обеспечения по методическим указаниям ПАО «ФСК ЕЭС» 2014 г. для использования инженерами-энергетиками при выполнении ими расчетов по термическому воздействию токов КЗ на грозозащитные тросы (ГТ) и (или) оптические кабели, встроенные в ОКГТ, и термической устойчивости ГТ и ОКГТ к воздействию токов КЗ.

В сетях с глухозаземленной нейтралью токи КЗ на землю, возникающие на ВЛ электропередачи, сопровождаются прохождением тока в заземленном на опорах ГТ, вследствие чего он подвергается термическому воздействию. Результатом воздействия токов может явиться нарушение термической стойкости троса. Для оптического кабеля, встроенного в ГТ, термическое воздействие тока КЗ может приводить не только к нарушению несущей способности армирующих элементов, но возможна как кратковременная, так и длительная потеря связи за счет нагрева оптического волокна и оплавления его акрилатного покрытия [12].

Степень термического воздействия $B_{\text{терм. расч}}$ тока КЗ на ГТ так же, как и на другие проводники, по ГОСТ Р 50254–92 определяется двумя анализируемыми ниже факторами: уровнем токов в ГТ i_{kt} и временем их прохождения $t_{\text{откл}}$, зависящим от функционирования установленных на ВЛ устройств РЗА.

Анализу подвергаются токи при пробое изоляции на опору с учетом, что при непосредственном перекрытии «фазный провод — трос» (например, при пляске проводов) значения токов несущественно отличаются от рассматриваемого случая.

В рассматриваемом случае при перекрытии изоляции фазных проводов на опору и возникновении однофазных и двухфазных КЗ на землю часть тока КЗ замыкается на землю по контуру, включающему ГТ и заземления смежных опор (рис. 3.1). Ток I_k является утроенным током нулевой последовательности в точке КЗ.

Проходящий в ГТ (ОКГТ) ток I_T определяется по соотношению:

$$I_T = I_{\text{ур}} + I_{\text{доп}(R_{\text{оп}})} + I_{\text{доп}(R_a)} + I_{\text{доп}(R_b)} + I_{\text{инд. з}} + I_{\text{инд. ф. смеж}}, \quad (3.1)$$

где $I_{\text{ур}}$ — составляющая тока для «уравновешенной» расчетной схемы, полученной при условии равенства нулю сопротивления опоры, на которой рассматривается КЗ, кА, и сопротивлений заземления РУ под-

станций слева (А) и справа (В); $I_{\text{доп}(R_{\text{оп}})}$ — дополнительная составляющая тока, учитывающая влияние ненулевого значения сопротивления опоры с точкой КЗ, кА; $I_{\text{доп}(R_{\text{д}})}$, $I_{\text{доп}(R_{\text{б}})}$ — дополнительные составляющие тока, учитывающие влияние ненулевых значений сопротивления заземления РУ подстанций слева (А) и справа (В), кА; $I_{\text{инд.з}}$ — комплексное значение индуктивной составляющей тока, обусловленное индуктивной связью между током земли и ГТ, кА; $I_{\text{инд.ф.смеж.}}$ — комплексное значение суммарной индуктивной составляющей тока, обусловленное индуктивной связью ГТ с фазными проводами смежных ВЛ, находящихся в одном коридоре взаимной индукции с рассчитываемой ВЛ, кА, далее не учитывается.

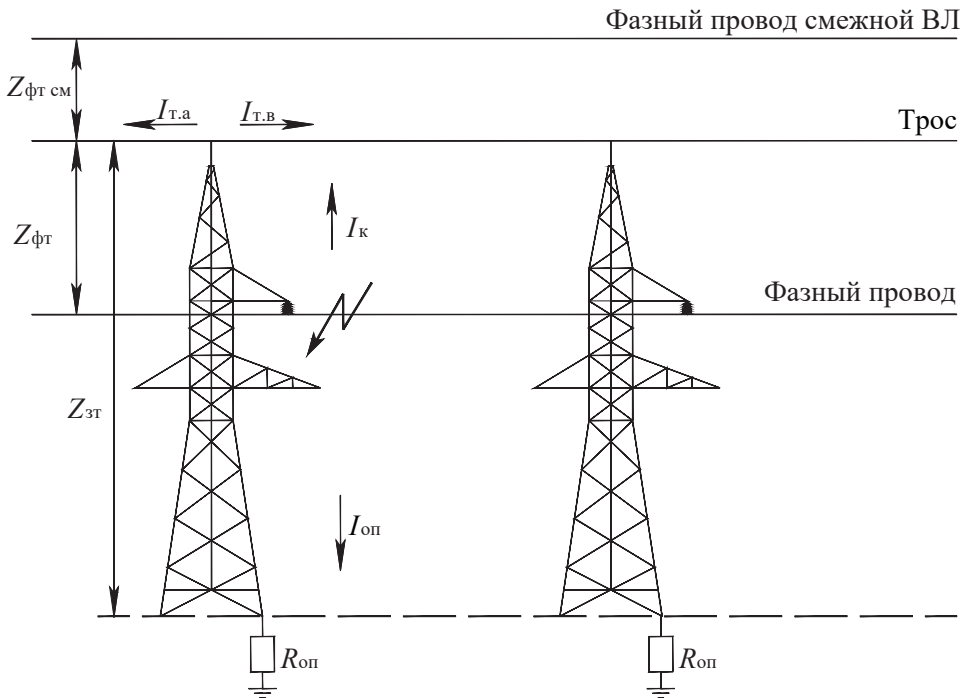


Рис. 3.1. Составляющие тока в грозотросе

В зависимости от схемы заземления ГТ и от числа тросов на опоре на различных участках ВЛ она может быть представлена участками, отличающимися числом и (или) типом ГТ.

Если ВЛ содержит более пяти участков (например, различные тросы на основной части ВЛ), в расчетной схеме она должна быть разбита на две или более линии, последовательно соединяющиеся между со-

бой, для которых расчет ведется независимо. В минимальном варианте, если ГТ не отличаются по всей длине ВЛ, она представляется одним участком, содержащим только основную часть.

Алгоритм расчета выглядит следующим образом.

1. Сбор исходных данных:

- диаметр (м) и сопротивление грозотроса (Ом/км);
- сопротивление заземления опор, $R_{оп}$ (Ом);
- сопротивление заземления контура ПС, $R_{пу}$ (Ом);
- глубина обратного тока, D_3 (м);
- длина одного пролета (м);
- расстояние между ВЛ для расчета двух смежных ВЛ (м);
- значения токов в точках КЗ на ВЛ (кА);
- параметры срабатывания РЗА;
- время срабатывания (сек.);
- сопротивление растеканию тока в земле (Ом/км);
- расстояние между каждым из фазных проводов и ГТ (м).

2. Расчет параметров для определения составляющих тока ГТ:

- эквивалентный диаметр ГТ (м);
- среднегеометрическое расстояние между фазными проводами ВЛ и ГТ (м);
- реактивная составляющая удельного сопротивления троса (Ом);
- сопротивление петли трос-земля (Ом);
- сопротивление взаимной индукции между ГТ на ВЛ и фазными проводами ВЛ (Ом);
- безразмерный коэффициент, учитывающий взаимную индукцию между ГТ и фазными проводами;
- ненулевое значение сопротивления опоры с точкой КЗ (Ом);
- действующие в схемах ЭДС (кВ).

3. Расчет составляющих тока ГТ находятся для трех случаев:

- ВЛ включена с обоих концов;
- ВЛ включена только со стороны ПС₂;
- ВЛ включена только со стороны ПС₁.

Составляющие тока ГТ:

- составляющая тока ГТ слева $I_{ур(а)}$ и справа $I_{ур(в)}$ от точки КЗ для «уравновешенной» расчетной схемы;
- дополнительная составляющая тока ГТ слева $I_{доп. А(R_{оп})}$ и справа $I_{доп. В(R_{оп})}$ от точки КЗ, учитывающая влияние ненулевого значения сопротивления опоры с точкой КЗ;

- суммарная индуктивная составляющая $I_{\text{инд. ф. смеж}}$, обусловленная индуктивной связью ГТ или ОКГТ с фазными проводами смежных ВЛ;
- дополнительные составляющие тока $I_{\text{доп}(R_a)}$, $I_{\text{доп}(R_b)}$, учитывающие влияние ненулевых значений сопротивления заземления РУ подстанций слева (А) и справа (В);
- комплексное значение индуктивной составляющей тока, $I_{\text{инд. з}}$, обусловленное индуктивной связью между током земли и ГТ (можно не учитывать).

3.2. Пример расчета термического воздействия токов КЗ

Расчет термического воздействия токов КЗ проводился для ОКГТ диаметром 15,5 мм, сопротивлением 0,40 Ом/км [13].

По результатам расчетов значение термической стойкости ОКГТ диаметром 15,5 мм и сопротивлением 0,40 Ом/км должно быть не менее 140 кА²·с.

ОКГТ заземлен на длине ВЛ. Сопротивление контура заземления опор — 10 Ом.

На рис. 3.2 представлена схема исследуемой сети.

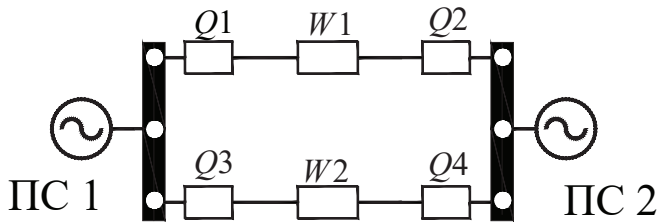


Рис. 3.2. Схема исследуемой сети

Параметры линий представлены в табл. 3.1.

На рис. 3.3 представлена конфигурация опоры для W_1 и W_2 .

При проведении расчетов следует учитывать, что при двухстороннем питании ВЛ после отключения выключателя с одного из концов ВЛ отключение КЗ с другого конца ВЛ будет производиться ступенью с меньшей выдержкой времени (повышение чувствительности РЗ в ре-

жиме каскадного отключения). В данном примере расчета принимается, что в точках КЗ₁, КЗ₂ отключение со стороны ПС₂ во всех случаях проводится третьей ступенью токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Таблица 3.1

Параметры линий

W_1 (одноцепная), W_2 (одноцепная)			
Напряжение, кВ		110	
Длина, км		20	
Количество проводов в фазе	1	Расстояние между проводами в фазе	—
Длина пролета от РУ до первой опоры, м		50	
Основная часть ВЛ			
Тип опоры		ПБ-110—1	
Количество тросов		1	
Трос		$D = 15,5$ мм, $R = 0,4$ Ом/км	
Марка фазного провода		АС-120/19	
Средняя длина пролета, м		200	
Сопротивление заземления опор, $R_{оп}$, Ом		10	
Сопротивление заземления контура ПС, $R_{пу}$, Ом		0,4	
Глубина обратного тока, D_3 , м		1000	
Расстояние между ВЛ W_1 и ВЛ W_2 , м		50	

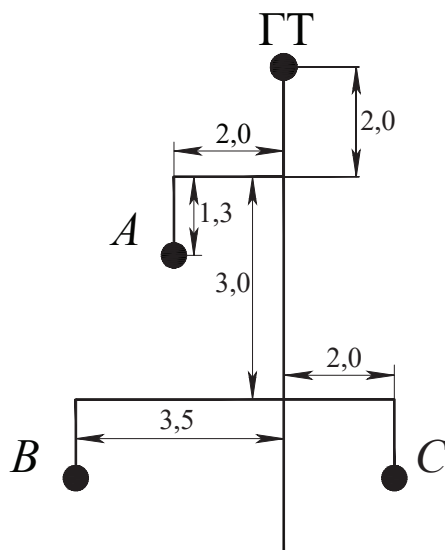


Рис. 3.3. Конфигурация опоры ПБ110–1

Токи рассчитаны для параметров ВЛ, приведенных в табл. 3.2. Значения токов в точках КЗ на ВЛ W_1 и ток $I_{\text{о. смежн}}$ в смежной ВЛ W_2 приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.2

Параметры срабатывания РЗА

Тип АПВ	С синхронизмом
Кратность АПВ	Однократное
Время срабатывания УРОВ	0,4 с
Полное время отключения выключателей с учетом времени гашения дуги.	0,08 с
Собственное время срабатывания РЗ	0,06 с
Время отключения КЗ от УРОВ	0,09 с
Время ускорения ступени ТЗНП после АПВ	0,1 с

Таблица 3.3

Значения токов КЗ

Точка КЗ	Отключенная ПС	ВЛ W_1			Ток в ВЛ W_2 $I_{\text{о. смежн}}(W_2), \text{кА}$
		Суммарный ток в точке КЗ, $I_{\text{к}}, \text{кА}$	Ток ВЛ слева от точки КЗ, $I_1, \text{кА}$	Ток ВЛ справа от точки КЗ, $I_2, \text{кА}$	
КЗ ₁ : 250 м от портала ПС ₁ (вторая опора)	обе включены	14	12	2	1,1
	ПС ₁ откл.	2,8	0	2,8	3,4
	ПС ₂ откл.	11,7	11,7	0	2,7
КЗ ₂ : 2250 м от портала ПС ₁ (двенадцатая опора)	обе включены	12,3	9,8	2,5	0,9
	ПС ₁ откл.	3	0	3	3,4
	ПС ₂ откл.	9,5	9,5	0	2,8

Характеристики срабатывания ТЗНП при отключении однофазного КЗ на землю на ВЛ W_1 приведены на рис. 3.4.

В разделе 3.3 представлен аналитический расчет термического воздействия тока КЗ на грозотрос, в разделе 3.4 представлен расчет, выполненный с помощью ПК *RastrWin3*.

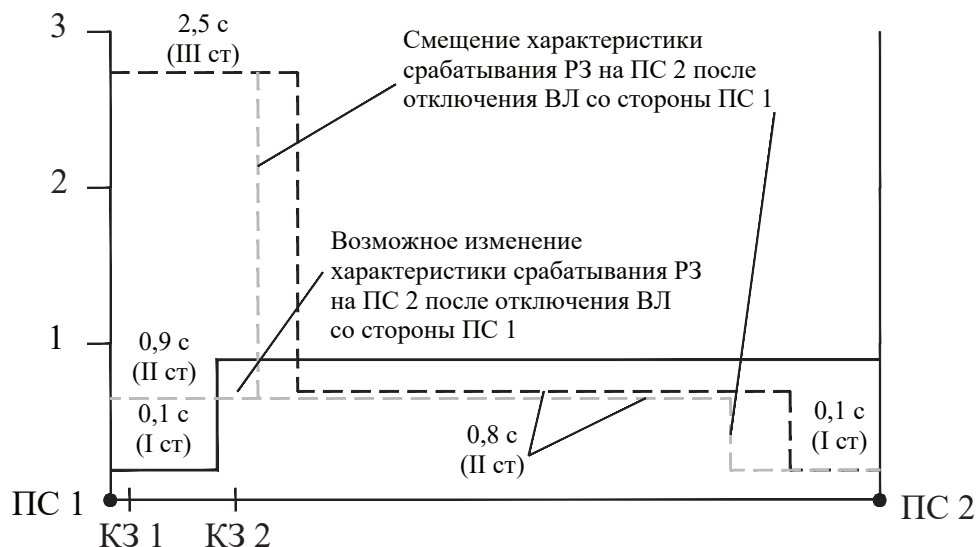


Рис. 3.4. Характеристики срабатывания ТЗНП с обоих концов ВЛ от места расположения точки однофазного КЗ на землю

3.3. Аналитический расчет термического воздействия тока короткого замыкания на грозотрос

Расчет параметров для определения составляющих тока ГТ

Так как в расчетном примере используется сталеалюминевый ГТ, то эффективный диаметр ГТ рассчитывается по выражению:

$$d_{\text{т.эф}} = 0,95d_{\text{т}}, \quad (3.2)$$

где $d_{\text{т}}$ — диаметр ГТ, м;

$$d_{\text{т.эф}} = 0,95 \cdot 0,0155 = 0,0147 \text{ м.}$$

Далее определяется эквивалентный диаметр ГТ $d_{\text{т.экв}}$. Поскольку трос один, то эквивалентный диаметр одиночного ГТ (ОКГТ) равен его эффективному диаметру:

$$d_{\text{т.экв}} = d_{\text{т.эф}} = 0,0147 \text{ м.}$$

Реактивная составляющая удельного сопротивления троса:

$$X_T = 0,145 \left[\lg \left(\frac{2D_3}{d_{T. \text{ЭКВ}}} \right) \right], \quad (3.3)$$

где D_3 — глубина обратного тока земли, определяется типом грунта, м. Характерные значения D_3 для разных типов грунта:

- а) сухая земля $D_3 = 3000$ м;
- б) влажная земля $D_3 = 900$ м;
- в) морская вода $D_3 = 100$ м.

При отсутствии данных целесообразно принять $D_3 = 1000$ м.

$$X_T = 0,145 \left[\lg \left(\frac{2D_3}{d_{T. \text{ЭКВ}}} \right) \right] = 0,145 \left[\lg \left(\frac{2 \cdot 1000}{0,0147} \right) \right] = 0,744 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Сопротивление петли трос — земля Z_T на пролете между опорами, определяется числом и параметрами тросов в пролете, длиной пролета, а также сопротивлением R_3 растеканию тока в земле. Для частоты 50 Гц $R_3 = 0,05$ Ом/км. Комплексное значение сопротивления ГТ и (или) ОКГТ на пролете между опорами:

$$Z_T = (R_3 + R_T + jX_T) L_{\text{пр}}, \quad (3.4)$$

где R_T — активная составляющая удельного сопротивления троса, Ом/км; X_T — реактивная составляющая удельного сопротивления троса, Ом/км; $L_{\text{пр}}$ — длина троса на пролете между опорами, км¹.

Сопротивление петли трос — земля Z_T на пролете 200 м:

$$Z_T = (0,05 + 0,4 + j0,744) \cdot 0,2 = 0,09 + j0,148 \text{ Ом}.$$

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами ВЛ W_1 и ГТ на ВЛ W_1 для ВЛ с одним ГТ:

$$D_{\text{фГ}} = \sqrt[3]{D_{A-T} + D_{B-T} + D_{C-T}},$$

где D_{A-T} , D_{B-T} , D_{C-T} — расстояние между каждым из фазных проводов и ГТ, [м].

¹ Длина троса на пролете между опорами может быть принята равной длине пролета без учета стрелы провеса, поскольку увеличение длины троса за счет провеса не оказывает практического влияния на получаемые результаты.

$$D_{\text{фг}W_1} = \sqrt[3]{3,86 + 7,21 + 6,6} = 5,68 \text{ м.}$$

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами ВЛ W_2 и ГТ на ВЛ W_1 :

$$D_{\text{фг}W_1} = \sqrt[3]{48,11 + 46,92 + 52,38} = 49,08 \text{ м.}$$

Сопротивление взаимоиндукции фаза-трос определяется по выражению:

$$X_{\text{т}} = 0,145 \left[\lg \left(\frac{D_3}{D_{\text{фг}}} \right) \right]. \quad (3.5)$$

Сопротивление взаимоиндукции между ГТ на ВЛ W_1 и фазными проводами ВЛ W_1 :

$$X_{\text{фг}W_1} = 0,145 \left[\lg \left(\frac{1000}{5,68} \right) \right] = 0,33 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Сопротивление взаимоиндукции между ГТ на ВЛ W_1 и фазными проводами ВЛ W_2 :

$$X_{\text{фг}W_2} = 0,145 \left[\lg \left(\frac{1000}{49,08} \right) \right] = 0,19 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

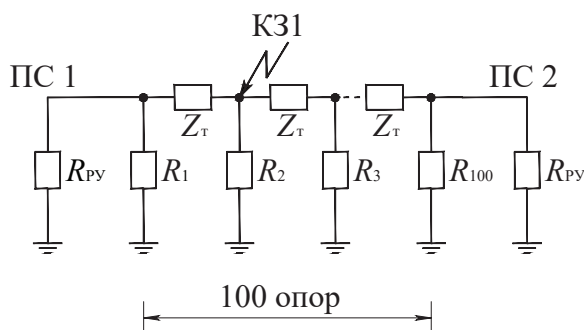
Безразмерный коэффициент P , учитывающий взаимоиндукцию между ГТ и фазными проводами ВЛ W_1 :

$$P = 1 - \frac{R_3 + jX_{\text{фг}}}{Z_{\text{т}}}. \quad (3.6)$$

$Z_{\text{т}} = 0,09 + j0,148 \text{ Ом}$ — это один пролет ВЛ, следовательно, удельное сопротивление петли трос-земля: $Z_{\text{т}} = 0,45 + j0,744 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

$$P = 1 - \frac{R_3 + jX_{\text{фг}}}{Z_{\text{т}}} = 1 - \frac{0,05 + j0,33}{0,45 + j0,744} = 0,65 - j0,15.$$

Рассмотрим однофазное КЗ на землю в точке $K3_1$, находящейся на расстоянии 250 м от портала ПС₁. Эта точка соответствует второй опоре ВЛ.

Рис. 3.5. Расчетная схема для $K^{(1)}$ в точке $KЗ_1$

Входные сопротивления:

$$Z_{\text{вхA}} = \frac{Z_m Z_c + Z_c^2 \text{th}(mG)}{Z_c + Z_m \text{th}(mG)}, \quad (3.7)$$

где th — гиперболический тангенс; m — число пролетов однородного участка ВЛ (до портала РУ или до участка ВЛ с другими параметрами троса); $R_{\text{оп}}$ — среднее значение сопротивления опоры, Ом; $Z_c = \sqrt{Z_{\text{cp}} R_{\text{оп}}}$ — среднее значение сопротивления петли трос-земля на пролете, Ом; $G = \sqrt{\frac{Z_{\text{cp}}}{R_{\text{оп}}}} Z_m$ — сопротивление, на которое замкнута однородная цепочка (например, сопротивление заземления РУ Z_A или сопротивление участка с другими значениями Z_{cp} и R_i), Ом.

При больших значениях m , когда $\text{th}(mG) = 1$ независимо от Z_m входное сопротивление равно:

$$Z_{\text{вхA(B)}} = Z_c. \quad (3.8)$$

Значения m , при которых это условие выполняется, определяются соотношением

$$m \geq 3 \frac{R_{\text{оп}}}{Z_c}. \quad (3.9)$$

Для КЗ на второй опоре (точка $KЗ_1$) при расчете входного сопротивления слева — $m = 1$, $Z_m = R_{\text{PY}}$, при расчете входного сопротивления справа — $m = 98$, $Z_m = Z_c$.

Входное сопротивление троса слева от точки КЗ₁:

$$Z_{\text{вхА}} = \frac{0,4(1,149 + j0,648) + (1,149 + j0,648)^2 \operatorname{th}(1(0,115 + j0,065))}{(1,149 + j0,648) + 0,4 \operatorname{th}(1(0,115 + j0,065))} = \\ = 0,472 + j0,143.$$

Входное сопротивление троса справа от точки КЗ₁ рассчитывается с учетом значений m , а именно:

- При больших значениях m , когда $\operatorname{th}(mG) = 1$ независимо от Z_m , входное сопротивление равно:

$$Z_{\text{вхА(В)}} = Z_c.$$

- Значения m , при которых это условие выполняется, определяется соотношением:

$$m \geq 3 \frac{R_{\text{оп}}}{Z_c},$$

$$m = 98 \geq \left(3 \frac{R_{\text{оп}}}{Z_c} \right) = 22,74,$$

$$Z_{\text{вхА(В)}} = Z_c = \sqrt{\frac{(0,45 + j0,744) \cdot 0,2 \cdot 97 + (0,45 + j0,744) \cdot 0,05}{98}} \cdot 10 = \\ = 1,149 + j0,648 \text{ Ом}$$

(см. выражение для Z_c в расшифровке 3.7).

Z_0 определяется из соотношения:

$$\frac{1}{Z_0} = \frac{1}{Z_{\text{вхА}}} + \frac{1}{Z_{\text{вхВ}}} + \frac{1}{R_{\text{оп}}}, \quad (3.10)$$

где $R_{\text{оп}}$ — сопротивление заземления опоры с точкой КЗ, Ом.

Определяем Z_0 :

$$\frac{1}{Z_0} = \frac{1}{Z_{\text{вхА}}} + \frac{1}{Z_{\text{вхВ}}} + \frac{1}{R_{\text{оп}}} = \frac{1}{0,472 + j0,143} + \frac{1}{1,149 + j0,648} + \frac{1}{10} = \\ = 0,329 + j0,117 \text{ Ом}.$$

Составляющая тока ГТ слева $I_{\text{ур.А}}$ и справа $I_{\text{ур.В}}$ от точки КЗ для «уравновешенной» расчетной схемы:

$$I_{\text{ур.А}} = (1 - P) I_A, \quad (3.11)$$

$$I_{\text{ур.В}} = (1 - P) I_B. \quad (3.12)$$

Расчет составляющих тока ГТ

Определяем составляющую тока ГТ.

1. ВЛ включена с обоих концов:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.А}} = (1 - P) I_A = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 12 = 4,2 + j1,8 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.В}} = (1 - P) I_B = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 2 = 0,7 + j0,3 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.А}} = (1 - P) I_A = 0 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.В}} = (1 - P) I_B = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 2,8 = 0,98 + j0,42 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.А}} = (1 - P) I_A = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 11,7 = 4,09 + j1,75 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{ур.В}} = (1 - P) I_B = 0 \text{ кА}.$$

Определение дополнительной составляющей тока ГТ

Дополнительная составляющая тока ГТ слева $I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})}$ и справа $I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})}$ от точки КЗ, учитывающая влияние ненулевого значения сопротивления опоры с точкой КЗ:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = P I_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхА}}}, \quad (3.13)$$

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = P I_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхВ}}}, \quad (3.14)$$

где I_k — ток в точке КЗ, равный утроенному значению тока нулевой последовательности в точке КЗ₂, кА; $Z_{вхА}$, $Z_{вхВ}$ — входные сопротивления троса слева и справа от точки КЗ, Ом.

1. ВЛ включена с обоих концов:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = PI_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхА}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 14 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 6,50 - j1,179 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = PI_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхВ}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 14 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 2,278 - j0,96 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = PI_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхА}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 2,8 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 1,3 - j0,236 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = PI_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхВ}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 2,8 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 0,456 - j0,192 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = PI_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вхА}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 11,7 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 5,43 - j0,986 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₁:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = P I_k \frac{Z_0}{Z_{\text{вкВ}}} =$$

$$= (0,65 - j0,15) \cdot 11,7 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 1,9 - j0,802 \text{ кА.}$$

Определение индуктивной составляющей индуцированного тока от смежных линий

$$I_{\text{инд. ф. смеж}} = \left(\sum_n^{i=1} I_{0\text{смеж. } i} \right) \frac{Z_{\text{фТ}}}{Z_{\text{Т}}}, \quad (3.15)$$

где $I_{0\text{смеж. } i}$ — утроенный ток нулевой последовательности ВЛ, кА; $Z_{\text{фТ}}$ — удельное сопротивление взаимоиндукции между фазными проводниками i -й ВЛ и проектируемым ГТ, Ом/км; $Z_{\text{фТ}} = R_z + jX_{\text{фТ}}$; $Z_{\text{Т}}$ — удельное сопротивление ГТ Ом/км.

1. ВЛ включена с обоих концов:

$$I_{\text{инд. ф. смеж}} = \sum_n^{i=1} I_{0\text{смеж. } i} \frac{Z_{\text{фТ}}}{Z_{\text{Т}}} = 1,1 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,238 + j0,07 \text{ кА.}$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

$$I_{\text{инд. ф. смеж}} = \sum_n^{i=1} I_{0\text{смеж. } i} \frac{Z_{\text{фТ}}}{Z_{\text{Т}}} = 3,4 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,737 + j0,217 \text{ кА.}$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

$$I_{\text{инд. ф. смеж}} = \sum_n^{i=1} I_{0\text{смеж. } i} \frac{Z_{\text{фТ}}}{Z_{\text{Т}}} = 2,7 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,585 + j0,172 \text{ кА.}$$

Непосредственный расчет $I_{\text{доп}(RA)}$, $I_{\text{доп}(RB)}$ по схемам (рис. 3.5) может потребовать значительных трудозатрат. При условиях однородности схемы на участке от РУ подстанции до опоры с точкой КЗ (от подстанции А до опоры К на рис. 3.6, а и от подстанции В до опоры К на рис. 3.6, б) и наличия на участке от точки КЗ до РУ противоположной подстанции (до подстанции В на рис. 3.6, а и до подстанции А на рис. 3.6, б) более 10 опор, практически без погрешности результат может быть получен по приближенным выражениям:

$$I_{\text{доп. А}(R_A)} = \frac{E_A}{R_A + Z_1} \cdot \frac{E_{AЭ}}{Z_{AЭ} + Z_{\text{вх. В}}} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. В}}} \right)^{K-1}; \quad (3.16)$$

$$I_{\text{доп. В}(R_A)} = \frac{-E_A}{R_A + Z_1} \cdot \frac{E_{AЭ}}{Z_{AЭ} + Z_{\text{вх. В}}} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. В}}} \right)^K; \quad (3.17)$$

$$I_{\text{доп. А}(R_B)} = \frac{-E_B}{R_B + Z_1} \cdot \frac{E_{BЭ}}{Z_{BЭ} + Z_{\text{вх. А}}} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. А}}} \right)^K; \quad (3.18)$$

$$I_{\text{доп. В}(R_B)} = \frac{E_B}{R_B + Z_1} \cdot \frac{E_{BЭ}}{Z_{BЭ} + Z_{\text{вх. А}}} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. А}}} \right)^{K-1}; \quad (3.19)$$

$$Z_1 = \frac{Z_{\text{вх. В}} Z_{AЭ}}{Z_{\text{вх. В}} + Z_{AЭ}}; \quad (3.20)$$

$$E_A = P I_A R_A. \quad (3.21)$$

Поскольку точка КЗ₁ расположена вблизи портала ПС₁, то достаточно учесть только $I_{\text{доп. А}(R_A)}$ в соответствии с (3.16), (3.17).

Знак минус в формуле учитывает принятые на рис. 3.1 условные положительные направления тока и ЭДС.

Рис. 3.6 приведен для однородной схемы, характеризующейся следующими условиями:

- 1) сопротивления заземления всех опор совпадают;
- 2) сопротивления тросов на всех участках между опорами совпадают в пределах ВЛ от РУ до опоры с точкой КЗ.

ЭДС и Z_1 определяются следующим образом:

$$Z_1 = \frac{(1,149 + j0,648)^2}{2 \cdot (1,149 + j0,648)} = 0,574 + j0,324 \text{ Ом},$$

$$E_A = (0,65 - j0,15) \cdot 12 \cdot 0,4 = 3,12 - j0,72 \text{ кВ}.$$

Дополнительная составляющая тока в тросе слева от точки КЗ₁:

$$\begin{aligned} I_{\text{доп. А}(R_A)} &= \\ &= \frac{(3,12 - j0,72)}{(0,4 + 0,574 + j0,324)} \cdot \frac{(1,149 + j0,648)}{2 \cdot (1,149 + j0,648)} \cdot \left(\frac{10}{10 + 1,149 + j0,648} \right)^{2-1}; \\ I_{\text{доп. А}(R_A)} &= 1,148 - j0,795 \text{ кА}, \end{aligned}$$

$$I_{\text{доп. В}(R_A)} = \frac{-(3,12 - j0,72)}{(0,4 + 0,574 + j0,324)} \cdot \frac{(1,149 + j0,648)}{2 \cdot (1,149 + j0,648)} \cdot \left(\frac{10}{10 + 1,149 + j0,648} \right)^2,$$

$$I_{\text{доп. В}(R_A)} = 0,985 - j0,771 \text{ кА.}$$

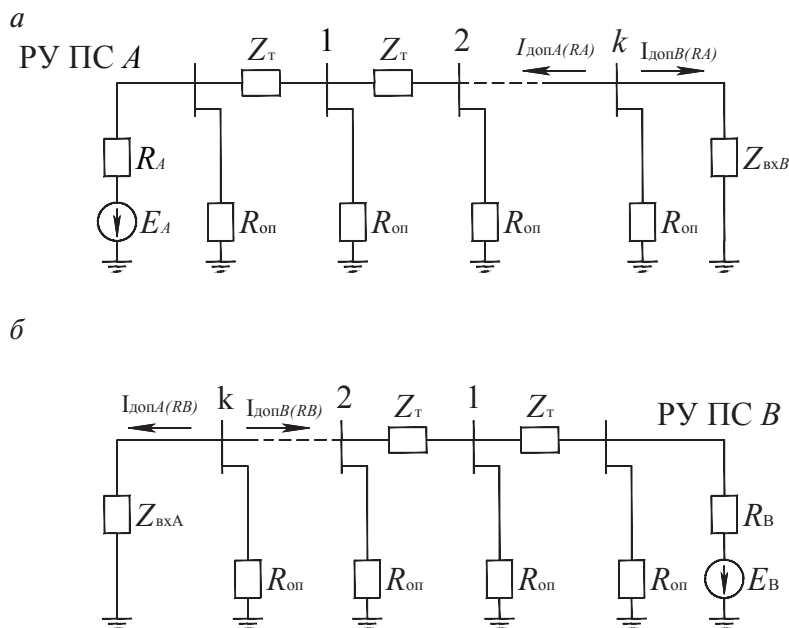


Рис. 3.6. Расчетные схемы для определения дополнительных составляющих токов в ГТ, учитывающих влияние ненулевых значений сопротивления заземления РУ подстанций слева (а) и справа (б):

E_A, E_B — действующие в схемах ЭДС; $R_{\text{оп}}$ — сопротивление заземления опоры; R_A, R_B — сопротивление заземления РУ на подстанциях А и В; Z_t — сопротивление петли трос-земля на пролете между опорами; $Z_{\text{вх.А}}, Z_{\text{вх.В}}$ — входное сопротивление троса слева и справа от точки КЗ; k — номер опоры с точкой КЗ, считая от РУ подстанции А (а) и от РУ подстанции В (б); $I_{\text{допА}}(R_A, R_B), I_{\text{допВ}}(R_A, R_B)$ — дополнительная составляющая тока в тросе слева и справа от точки КЗ, учитывающая влияние ненулевого значения сопротивления R_A, R_B ; $Z_{\text{АЭ}}, Z_{\text{ВЭ}}$ — эквивалентное входное сопротивление тросов смежных ВЛ, отходящих от общих с рассчитываемой ВЛ шин на подстанциях А и В [12]

Ток в ГТ, текущий влево и вправо от точки КЗ₁, определяется следующим образом:

$$I_T = I_{\text{ур}} + I_{\text{доп}(R_{\text{оп}})} + I_{\text{доп}(R_A)} + I_{\text{доп}(R_B)} + I_{\text{инд. з}} + I_{\text{инд. ф. смежн.}} \quad (3.22)$$

1. ВЛ включена с обоих концов:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ:

$$I_{ТА} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{доп(R_A)} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.23)$$

$$I_{ТА} = (4,2 + j1,8) + (6,506 - j1,179) + (1,148 - j0,795) + (0,238 + j0,07),$$

$$I_{ТА} = 12,092 - j0,104 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ:

$$I_{ТВ} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{доп(R_B)} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.24)$$

$$I_{ТВ} = (0,7 + j0,3) + (2,278 - j0,96) + (0,985 - j0,771) - (0,238 + j0,07),$$

$$I_{ТВ} = 3,725 - j1,501 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ:

$$I_{ТА} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.25)$$

$$I_{ТА} = 0 + (1,301 - j0,236) + (0,737 + j0,217) = 2,038 - j0,019 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ:

$$I_{ТВ} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{доп(R_B)} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.26)$$

$$I_{ТВ} = (0,98 + j0,42) + (0,456 - j0,192) - (0,737 + j0,217) = \\ = 0,699 + j0,011 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ:

$$I_{ТА} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{доп(R_A)} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.27)$$

$$I_{ТА} = (4,095 + j1,755) + (5,437 - j0,986) + \\ + (1,148 + j0,795) + (0,585 + j0,172),$$

$$I_{ТА} = 11,265 + j0,146 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ:

$$I_{ТВ} = I_{ур} + I_{доп(R_{он})} + I_{доп(R_B)} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.28)$$

$$I_{\text{ТВ}} = 0 + (1,904 - j0,802) + (0,985 - j0,771) - (0,585 + j0,172),$$

$$I_{\text{ТВ}} = 2,304 - j1,745 \text{ кА}.$$

Ток в ГТ в сторону левого портала значительно больше тока текущего вправо, поэтому рассчитываем термическое воздействие тока КЗ на ГТ для случаев работы УРОВ на ПС₁ и неуспешного АПВ на устойчивое КЗ со стороны ПС₁ для тока слева. В обоих вариантах считается, что отключение КЗ проводится ТЗНП [14].

Постоянная времени апериодической составляющей тока $T_a = 0,01$ с.

1. Отказ выключателя со стороны ПС₁ и действие УРОВ.

Согласно рис. 3.4 отключение в точке КЗ₁ со стороны ПС₁ производится I ступенью, со стороны ПС₂ — III ступенью.

Время отключения КЗ со стороны ПС₁ с учетом действия УРОВ:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{уст}} + t_{\text{выкл}} + t_{\text{с.з}}, \quad (3.29)$$

где $t_{\text{уст}}$ — время формирования сигнала на отключение выключателя, заданное в виде уставок по времени срабатывания устройств РЗ, с; $t_{\text{выкл}}$ — время отключения КЗ выключателем, с; $t_{\text{с.з}}$ — собственное время срабатывания РЗ, с.

$$t_{\text{откл1}} = 0,1 + 0,06 + 0,4 + 0,09 = 0,65 \text{ с},$$

$$t_{\text{откл2}} = 2,5 + 0,06 + 0,08 = 2,64 \text{ с}.$$

Интеграл Джоуля для тока в ГТ текущего влево от точки КЗ определяется следующим образом:

$$B_{\text{терм. расч}} = I_{\text{T}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a]. \quad (3.30)$$

Термическое воздействие на ГТ в случае действия УРОВ на ПС₁:

$$\begin{aligned} B_{\text{терм. расч}} = & \frac{12,09^2 \cdot [0,65 + 0,01]}{\text{отключение после УРОВ со стороны ПС}_1} + \\ & + \frac{2,04^2 \cdot [2,64 - 0,65]}{\text{отключение со стороны ПС}_2} + \\ & + \frac{(12,09 - 2,04)^2 \cdot [0,01]}{\text{учет } T_a \text{ после отключения ПС}_1}; \\ B_{\text{терм. расч}} = & 105,763 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

2. Отключение КЗ с обоих концов ВЛ с последующим неуспешным АПВ со стороны ПС₁.

Время отключения КЗ со стороны ПС₁:

$$t_1 = t_{\text{рз1}} + t_{\text{откл. выкл1}},$$

$$t_1 = 0,1 + 0,06 + 0,08 = 0,24 \text{ с.}$$

Время отключения КЗ со стороны ПС₂:

$$t_2 = 2,5 + 0,06 + 0,08 = 2,64 \text{ с.}$$

Время отключения КЗ со стороны ПС₁ после неуспешного АПВ:

$$t_3 = 0,1 + 0,06 + 0,08 = 0,24 \text{ с.}$$

$$B_{\text{терм. расч}} = \frac{12,09^2 \cdot [0,24 + 0,01]}{\text{отключение со стороны ПС}_1} +$$

$$+ \frac{2,04^2 \cdot [2,64 - 0,24]}{\text{отключение со стороны ПС}_2} +$$

$$+ \frac{(12,09 - 2,04)^2 \cdot [0,01]}{\text{учет } T_a \text{ после отключения ПС}_1} +$$

$$+ \frac{11,27^2 \cdot [0,24 + 0,01]}{\text{отключение со стороны ПС}_1 \text{ после неуспешного АПВ}};$$

$$B_{\text{терм. расч}} = 79,293 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Рассмотрим однофазное КЗ на землю в точке КЗ₂, находящейся на расстоянии 2250 м от портала ПС₁. Эта точка соответствует двенадцатой опоре ВЛ.

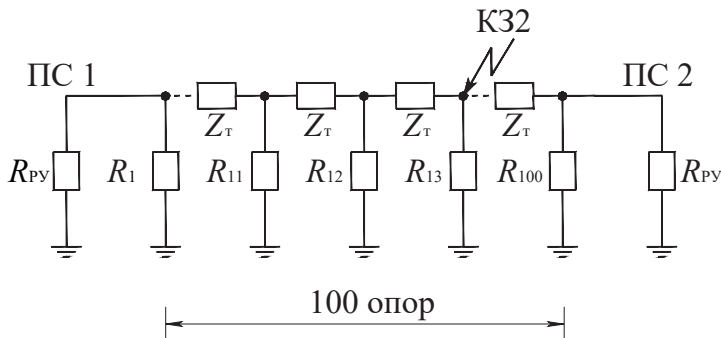


Рис. 3.7. Расчетная схема для К⁽¹⁾ в точке КЗ₂

Для КЗ на двенадцатой опоре (точка КЗ₂) при расчете входного сопротивления слева — $m = 10$, $Z_m = R_{py}$, при расчете входного сопротивления справа — $m = 89$, $Z_m = Z_c$ [14].

Входное сопротивление троса слева от точки КЗ₂:

$$Z_{вх. А} = \frac{0,4 \cdot (1,149 + j0,648) + (1,149 + j0,648)^2 \cdot \operatorname{th}(10 \cdot (0,115 + j0,065))}{(1,149 + j0,648) + 0,4 \cdot \operatorname{th}(10 \cdot (0,115 + j0,065))} = 1,011 + j0,71 \text{ Ом.}$$

Входное сопротивление троса справа от точки КЗ₂ рассчитывается с учетом m , а именно:

- При больших значениях m , когда $\operatorname{th}(m \cdot G) = 1$, независимо от Z_m входное сопротивление:

$$Z_{вх. А(В)} = Z_c.$$

- Значения m , при которых это условие выполняется, определяются соотношением:

$$m \geq 3 \frac{R_{оп}}{Z_c};$$

$$m = 89 \geq \left(3 \frac{R_{оп}}{Z_c} \right) = 22,74;$$

$$Z_{вх. В} = Z_c = 1,149 + j0,648 \text{ Ом.}$$

Z_0 определяется из соотношения (3.10).

Определяем Z_0 :

$$\frac{1}{Z_0} = \frac{1}{1,011 + j0,71} + \frac{1}{1,149 + j0,648} + \frac{1}{10},$$

$$Z_0 = 0,522 + j0,307 \text{ Ом.}$$

Составляющая тока ГТ слева $I_{ур. А}$ и справа $I_{ур. В}$ от точки КЗ для «уравновешенной» расчетной схемы определяется по выражениям (3.11), (3.12).

Составляющая тока ГТ определяется следующим образом [15]:

1. ВЛ включена с обоих концов:

- а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{ур. А} = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 9,8 = 3,43 + j1,47 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{ур. В}} = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 2,5 = 0,875 + j0,375 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{\text{ур. А}} = 0 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{ур. В}} = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 2,97 = 1,04 + j0,446 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{\text{ур. А}} = (1 - (0,65 - j0,15)) \cdot 9,45 = 3,307 + j1,417 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{ур. В}} = 0 \text{ кА}.$$

Дополнительная составляющая тока ГТ определяется следующим образом:

1. ВЛ включена с обоих концов:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 12,3 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 5,716 - j1,036 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 12,3 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 2,002 - j0,843 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 2,97 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 1,38 - j0,25 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 2,97 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 0,483 - j0,204 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. А}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 9,45 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{0,472 + j0,143} = 4,392 - j0,796 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{\text{доп. В}(R_{\text{оп}})} = (0,65 - j0,15) \cdot 9,45 \cdot \frac{0,329 + j0,117}{1,149 + j0,648} = 1,538 - j0,648 \text{ кА}.$$

Индуктивная составляющая $I_{\text{инд. ф. смежн}}$ определяется следующим образом:

1. ВЛ включена с обоих концов:

$$I_{\text{инд. ф. смежн}} = 0,9 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,195 + j0,057 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:

$$I_{\text{инд. ф. смежн}} = 3,4 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,737 + j0,217 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:

$$I_{\text{инд. ф. смежн}} = 2,8 \cdot \frac{0,05 + j0,19}{0,45 + j0,744} = 0,607 + j0,179 \text{ кА}.$$

Поскольку от точки КЗ₂ до порталов обеих ПС более 10 опор, то расчет дополнительных составляющих $I_{\text{доп. RA}}$ не требуется в соответствии с:

$$I_{\text{доп. А}(R_A)} = \frac{E_A}{(R_A + Z_1)} \cdot \frac{Z_{AЭ}}{(Z_{AЭ} + Z_{\text{вх. в}})} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. в}}} \right)^{K-1};$$

$$I_{\text{доп. В}(R_A)} = \frac{-E_A}{(R_A + Z_1)} \cdot \frac{Z_{AЭ}}{(Z_{AЭ} + Z_{\text{вх. в}})} \cdot \left(\frac{R_{\text{оп}}}{R_{\text{оп}} + Z_{\text{вх. в}}} \right)^K.$$

Полный ток в ГТ, текущий влево и вправо от точки КЗ₂, определяется следующим образом:

$$I_T = I_{\text{ур}} + I_{\text{доп}(R_{\text{оп}})} + I_{\text{доп}(R_A)} + I_{\text{доп}(R_B)} + I_{\text{инд. з}} + I_{\text{инд. ф. смежн}}. \quad (3.31)$$

1. ВЛ включена с обоих концов:

а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{TA} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.32)$$

$$I_{TA} = (3,43 + j1,47) + (5,716 - j1,036) + (0,195 + j0,057),$$

$$I_{TA} = 9,341 + j0,491 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{TB} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.33)$$

$$I_{TB} = (0,875 + j0,375) + (2,002 - j0,843) - (0,195 + j0,057),$$

$$I_{TB} = 2,682 - j0,525 \text{ кА}.$$

2. ВЛ включена только со стороны ПС₂:а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{TA} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.34)$$

$$I_{TA} = 0 + (1,38 - j0,25) + (0,737 + j0,217),$$

$$I_{TA} = 2,117 + j0,033 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{TB} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.35)$$

$$I_{TB} = (1,04 + j0,446) + (0,483 - j0,204) - (0,737 + j0,217),$$

$$I_{TB} = 0,786 - j0,867 \text{ кА}.$$

3. ВЛ включена только со стороны ПС₁:а) ток в ГТ влево от точки КЗ₂:

$$I_{TA} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} + I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.36)$$

$$I_{TA} = (3,307 + j1,417) + (4,392 - j0,796) + (0,607 + j0,179),$$

$$I_{TA} = 8,306 - j2,034 \text{ кА};$$

б) ток в ГТ вправо от точки КЗ₂:

$$I_{TB} = I_{ур} + I_{доп(R_{оп})} - I_{инд. ф. смежн}, \quad (3.37)$$

$$I_{\text{ТВ}} = 0 + (1,538 - j0,648) - (0,607 + j0,179),$$

$$I_{\text{ТВ}} = 0,931 - j0,827 \text{ кА.}$$

Ток в ГТ, текущий в сторону левого портала, значительно больше тока текущего вправо, поэтому рассчитываем термическое воздействие тока КЗ на ГТ для случаев работы УРОВ на ПС₁ и неуспешного АПВ на устойчивое КЗ со стороны ПС₁ для тока слева. В обоих вариантах считается, что отключение КЗ проводится ТЗНП.

Постоянная времени апериодической составляющей тока $T_a = 0,01$ с.

Рассмотрим варианты отключения однофазного КЗ на землю:

1. Отказ выключателя со стороны ПС₁ и действие УРОВ.

Отключение в точке КЗ₂ со стороны ПС₁ производится II ступенью, со стороны ПС₂ — III ступенью.

Время отключения КЗ со стороны ПС₁ с учетом действия УРОВ:

$$t_{\text{откл1}} = 0,9 + 0,06 + 0,4 + 0,09 = 1,45 \text{ с.}$$

Время отключения КЗ со стороны ПС₂:

$$t_{\text{откл2}} = 2,5 + 0,06 + 0,08 = 2,64 \text{ с.}$$

Термическое воздействие на ГТ в случае действия УРОВ на ПС₁:

$$\begin{aligned} B_{\text{терм. расч}} &= \frac{9,35^2 \cdot [1,45 + 0,01]}{\text{отключение после УРОВ со стороны ПС}_1} + \\ &+ \frac{2,12^2 \cdot [2,64 - 1,45]}{\text{отключение со стороны ПС}_2} + \\ &+ \frac{(9,35 - 2,12)^2 \cdot [0,01]}{\text{учет } T_a \text{ после отключения ПС}_1}. \\ B_{\text{терм. расч}} &= 133,508 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \end{aligned}$$

2. Отключение КЗ с двух ВЛ с последующим неуспешным АПВ со стороны ПС₁.

Время отключения КЗ со стороны ПС₁:

$$\begin{aligned} t_1 &= t_{\text{рз1}} + t_{\text{откл. выкл1}} \\ t_1 &= 0,9 + 0,06 + 0,08 = 1,04 \text{ с.} \end{aligned}$$

Время отключения КЗ со стороны ПС₂:

$$t_2 = 2,5 + 0,06 + 0,08 = 2,64 \text{ с.}$$

Время отключения КЗ со стороны ПС₁ после неуспешного АПВ:

$$t_3 = 0,1 + 0,06 + 0,08 = 0,24 \text{ с.}$$

$$B_{\text{терм. расч}} = \frac{9,35^2 \cdot [1,04 + 0,01]}{\text{отключение со стороны ПС}_1} +$$

$$+ \frac{2,12^2 \cdot [2,64 - 1,04]}{\text{отключение со стороны ПС}_2} + \frac{(9,35 - 2,12)^2 \cdot [0,01]}{\text{учет } T_a \text{ после отключения ПС}_1} +$$

$$+ \frac{8,55^2 \cdot [0,24 + 0,01]}{\text{отключение со стороны ПС}_1 \text{ после неуспешного АПВ}}.$$

$$B_{\text{терм. расч}} = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В табл. 3.4–3.5 представлены результаты расчетов.

Таблица 3.4

Полный ток в ГТ, текущий влево и вправо от точки КЗ

Возмущение	ВЛ включена с обоих концов		ВЛ включена только со стороны ПС ₂		ВЛ включена только со стороны ПС ₁	
	Полный ток в ГТ от точки КЗ, кА					
	влево	вправо	влево	вправо	влево	вправо
Однофазное КЗ на землю в точке КЗ ₁	12 — j0,1	3,7 — j1,5	2 — j0,02	0,7 + j0,01	11,2 + j0,1	2,3 — j1,7
Однофазное КЗ на землю в точке КЗ ₂	9,3 + j0,5	2,7 — j0,5	2,1 + j0,03	0,8 — j0,9	8,3 — j2	0,9 — j0,8

Таблица 3.5

Расчетное значение термической стойкости грозотроса

Отключение КЗ проводится ТЗНП	Однофазное КЗ на землю в точке КЗ ₁	Однофазное КЗ на землю в точке КЗ ₂
	$B_{\text{терм. расч}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	
Отказ выключателя со стороны ПС ₁ и действие УРОВ	105,8	133,5
Отключение КЗ с 2-х ВЛ с последующим неуспешным АПВ со стороны ПС ₁	79,3	117,8

Из двух просчитанных вариантов удаления точки однофазного КЗ на землю от портала подстанции максимальное термическое воздействие оказывается в точке КЗ₂ и равняется $133,5 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$, что меньше значения $140,0 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$, указанного заводом изготовителем.

3.4. Расчет тока в грозотросе в ПК RastrWin3

Для проведения расчета необходимо загрузить шаблон «динамика.rst». Он нужен для организации передачи исходных данных расчетному модулю и получения результатов расчета.

Для расчета используется следующее представление данного процесса, по каждой опоре ЛЭП, рис. 3.8.

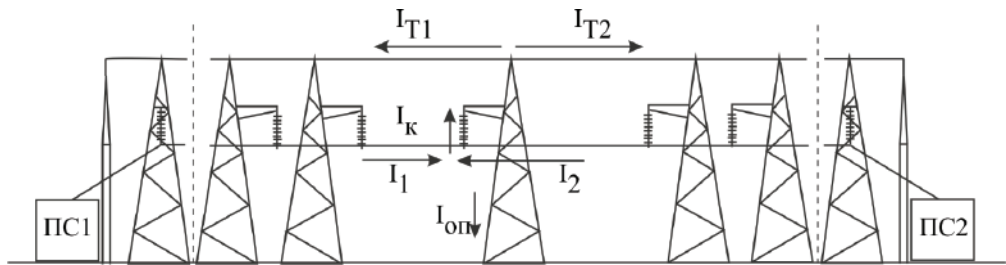


Рис. 3.8. Растекание тока по грозотросу и опорам при КЗ на линии

Можно представить это в виде следующей схемы замещения, рис. 3.9.

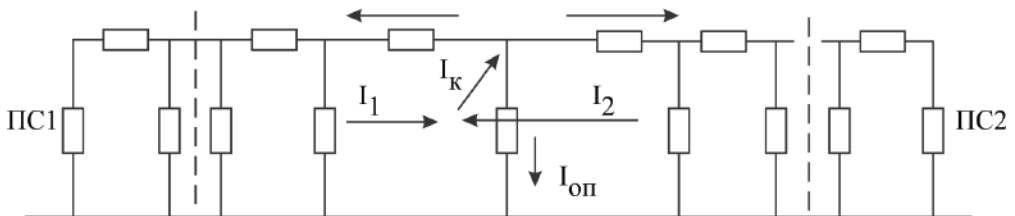


Рис. 3.9. Схема замещения для расчета составляющих полного тока в грозотросе

Расчет запускается по нажатию на иконку с ЛЭП.



Рис. 3.10. Иконка вызова формы расчета тока в грозотросе

Появляется форма, приведенная на рис. 3.10, для возможности задания параметров и получения результатов расчета. Расчет ведется по методическим указаниям 1976 г.

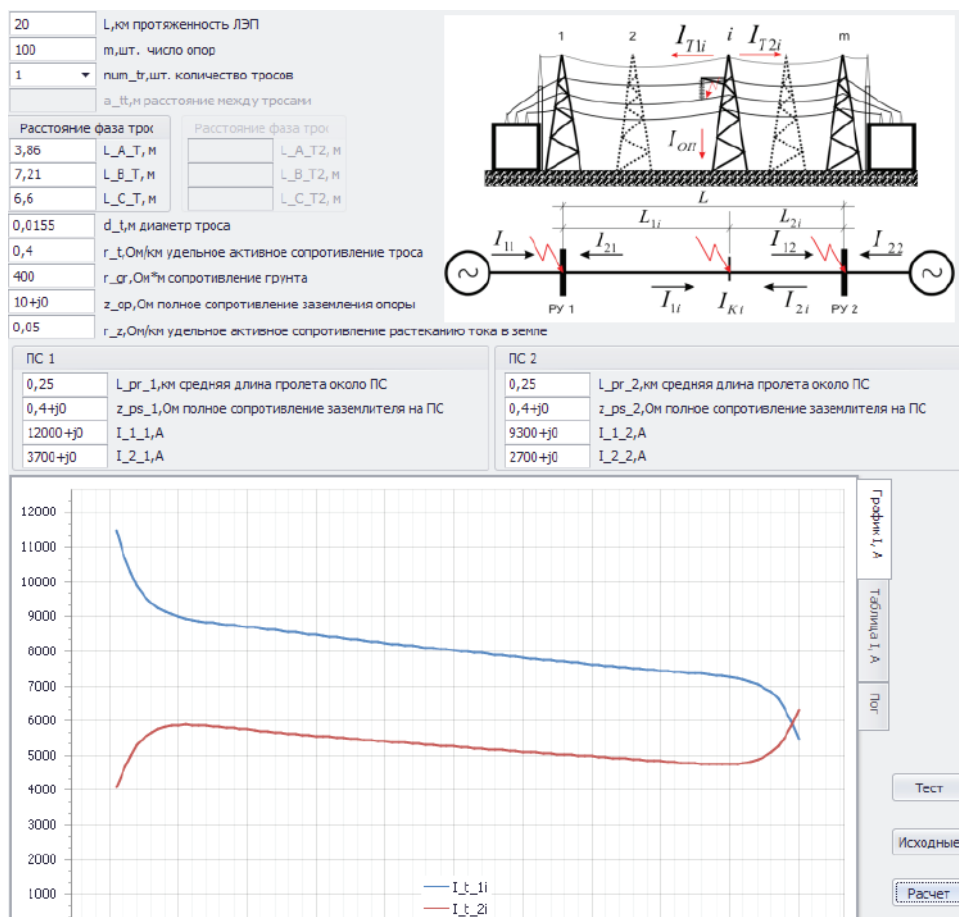


Рис. 3.11. Форма расчета тока в грозотросе

Существуют три варианта отображения рассчитанных значений:

- 1) в виде графика зависимости токов в тросе от номера опоры;
- 2) в виде таблицы с возможностью экспорта в буфер обмена и *Excel*;
- 3) в виде лога процесса расчета.

Контрольные вопросы к третьей главе

1. Воспроизведите алгоритм расчета тока в грозотросе при КЗ.
2. Какие исходные данные необходимы для расчета термического воздействия токов КЗ на грозотрос?
3. Какая величина характеризует степень термического воздействия тока КЗ на грозотрос?
4. Из каких составляющих складывается ток в грозотросе?
5. Из каких составляющих складывается полное время отключения КЗ?
6. Назовите последовательность действий при расчете тока в грозотросе с помощью ПК *RastrWin3*.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 52735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. — Введ. 2008–07–01. — М. : Стандартинформ, 2008. — 36 с.
2. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процесс в электроэнергетических системах : учебник. — М. : Энергия, 1970. — 520 с.
3. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». — Утв. протокол от 2017–02–22, протокол № 252, 2017. — 196 с.
4. ГОСТ Р 52565–2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. — Введ. 2007–04–01. — М. : Стандартинформ, 2007. — 87 с.
5. ГОСТ Р 52736–2007. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. — Введ. 2008–07–01. — М. : ФГУП Стандартинформ, 2007. — 44 с.
6. Правила устройства электроустановок. — 7-е изд. — Введ. 2011–07–01. — М. : НЦ ЭНАС, 2011. — 552 с.
7. ГОСТ 7746–2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. — Введ. 2017–07–01. — М. : ФГУП Стандартинформ, 2017. — 39 с.
8. РД 34.20.175. Руководящие указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше. — Утв. 1975–17–04. — М. : СПО ОРГРЭС, 1978. — 89 с.
9. РД 34.20.176. Руководящие указания по ограничению токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110–220 кВ энергосистем. — Утв. 1984–12–10. — М. : СПО Союзтехэнерго, 1985. — 96 с.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем : справочник / С. С. Рокотян, И. М. Шапиро, В. В. Ершевич. — М. : Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.

11. Расчет допустимых перетоков мощности в энергосистемах : учебное пособие / С.А. Ерошенко, А.О. Егоров, В.О. Самойленко. — Екатеринбург : УрФУ, 2016. — 80 с.
12. СТО 56947007–33.180.10.173–2014. Методические указания по расчету термического воздействия токов короткого замыкания и термической устойчивости грозозащитных тросов и оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос, подвешиваемых на воздушных линиях электропередачи. — Введ. 2014–05–21. — М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. — 80 с.
13. СТО 56947007–29.060.50.015–2008. Технические требования. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35–750 кВ. — Введ. 2008–07–15. — М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. — 17 с.
14. Лежнев В., Щур Ю. Методические указания по расчету термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи. — М. : ВНИПИ «Энергосетьпроект», 1976. — 64 с.
15. СТО 56947007–33.180.10.171–2014. Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ. — Введ. 2014–05–21. — М. : ПАО «ФСК ЕЭС», 2014. — 156 с.

Учебное издание

Ерошенко Станислав Андреевич
Егоров Александр Олегович
Сенюк Михаил Дмитриевич
Загидуллин Михалил Ринатович
Зиновьев Кирилл Андреевич
Хальясмаа Александра Ильмаровна

**РАСЧЕТ ТОКОВ
КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ
В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

Редактор М. А. Терновая
Корректор А. А. Трофимова
Верстка О. П. Игнатьевой

Подписано в печать 15.04.2019. Формат 70×100 1/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 8,4.
Уч.-изд. л. 4,9. Тираж 40 экз. Заказ 19

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>

