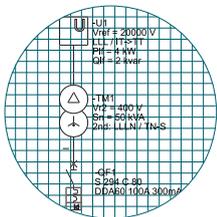




Низковольтное оборудование

Выбор электрооборудования при проектировании трансформаторных подстанций среднего/низкого напряжения

Серия инженера-конструктора

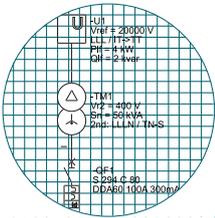


Серия инженера-конструктора

Выбор электрооборудования при проектировании трансформаторных подстанций среднего/низкого напряжения

Содержание

Введение	3
1 Нормативные ссылки	4
2. Обозначения и сокращения	5
3. Общие сведения о трансформаторных подстанциях среднего/низкого напряжения	6
4. Структурные схемы трансформаторных подстанций	7
5. Взаимоотношения потребителей электроэнергии и энергоснабжающих организаций	8
6. Обзор электрооборудования, применяемого на трансформаторных подстанциях	
6.1 Аппараты защиты среднего напряжения.....	9
6.2 Распределительные устройства среднего напряжения.....	10
6.3 Трёхфазные сухие трансформаторы с литой изоляцией.....	11
6.4 Аппараты защиты и управления низкого напряжения.....	12
6.5 Устройства защиты от импульсных перенапряжений.....	15
6.6 Счётчики электрической энергии.....	16
6.7 Измерительные приборы.....	17
6.8 Распределительные устройства низкого напряжения.....	20
6.9 Устройства компенсации реактивной мощности.....	21
7. Расчет токов короткого замыкания	
7.1 Общие сведения.....	23
7.2 Рекомендации АББ по расчету токов КЗ при проектировании трансформаторных подстанций среднего/низкого напряжения.....	23
7.3 Данные, необходимые для расчета.....	23
7.4 Методика расчетов токов короткого замыкания.....	24
7.5 Пример расчета токов короткого замыкания.....	26
7.6 Учет подпитки от электродвигателей.....	27
7.7 Расчет ударных токов короткого замыкания.....	27
7.8 Пример расчета ударных токов короткого замыкания.....	28
8. Выбор электрооборудования	
8.1 Выбор автоматических выключателей низкого напряжения.....	29
8.2 Выбор устройств защиты от импульсных перенапряжений.....	39
8.3 Выбор устройств компенсации реактивной мощности.....	40
Библиография	45
Приложение А:	
Расчет ударного тока трансформатора.....	46
Приложение Б:	
Дополнительные сведения по расчету токов короткого замыкания.....	48

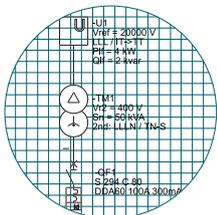


Серия инженера-конструктора

Введение

Целью настоящей брошюры является предоставить проектным организациям и другим заинтересованным лицам наиболее полные сведения по электрооборудованию производства АББ, применяемому на трансформаторных подстанциях среднего/низкого напряжения.

В брошюре приведена информация по выбору электрооборудования АББ в процессе проектирования, необходимым для осуществления выбора расчётам, а также использованию для этих целей специализированного программного обеспечения АББ.



Серия инженера-конструктора

1. Нормативные ссылки

В настоящей брошюре использованы ссылки на следующие документы:

ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

ГОСТ Р 52776-2007 (МЭК 60034-1-2004) Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики

ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ

ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93) Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения

ГОСТ Р 50030.1-2007 (МЭК 60947-1-2004) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 50030.2-2010 (МЭК 60947-2-2009) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели

ГОСТ Р 50030.3-2012 (МЭК 60947-3-2008) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 3. Выключатели, разъединители, выключатели-разъединители и комбинации их с предохранителями

ГОСТ Р МЭК 60269-1 Предохранители низковольтные плавкие. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 31196.2.1-2012 Предохранители плавкие низковольтные. Часть 2-1. Дополнительные требования к плавким предохранителям промышленного назначения. Разделы I - III

ГОСТ Р 50571.3-2009 (МЭК 60364-4-41:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражений электрическим током

ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008) Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока

ГОСТ Р 50571.4.44-2011 (МЭК 60364-4-44:2007) Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех.

ГОСТ Р 50571.5-53-2013 (МЭК 60364-5-53:2002) Электроустановки низковольтные. Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования. Отделение, коммутация и управление.

ГОСТ Р 51321.1-2007 (МЭК 60439-1-2004) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ ЕИС 60439-3-2012 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 3. Дополнительные требования к устройствам распределения и управления, предназначенным для эксплуатации в местах, доступных неквалифицированному персоналу, и методы испытаний

ГОСТ Р 51321.4-2011 (МЭК 60439-4-2004) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 4. Дополнительные требования к устройствам комплектным для строительных площадок (НКУ СП)

ГОСТ Р 51732-2001 Устройства вводно-распределительные для жилых и общественных зданий. Общие технические условия

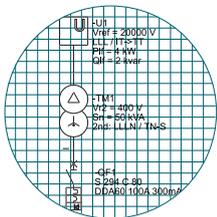
ГОСТ Р 51992-2011 (МЭК 61643-1-2005) Устройства защиты от импульсных перенапряжений низковольтные. Часть 1. Устройства защиты от импульсных перенапряжений в низковольтных силовых распределительных системах. Технические требования и методы испытания

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

ПУЭ Правила устройства электроустановок (все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7, с изм. и доп.)

СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций



Серия инженера-конструктора

2. Обозначения и сокращения

В настоящей брошюре приняты следующие обозначения:

- $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания в процентах
- $P_{к\%}$ – потери мощности в процентах
- $U_{ном}$ – номинальное напряжение
- $S_{ном}$ – номинальная мощность
- $I_{ном}$ – номинальный ток
- $U_{1ном}$ – номинальное напряжение первичной обмотки
- $U_{2ном}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки
- X''_d – сверхпереходное реактивное сопротивление, продольная ось
- X'_d – переходное реактивное сопротивление, продольная ось
- X_d – синхронное реактивное сопротивление, продольная ось
- S_k – полная мощность короткого замыкания
- I_k – ток короткого замыкания
- $I_{уд}$ – ударный ток
- Z_k – полное сопротивление короткого замыкания
- R_k – активное сопротивление короткого замыкания
- X_k – реактивное сопротивление короткого замыкания
- $Z...$ – полное сопротивление элемента
- $R...$ – активное сопротивление элемента
- $X...$ – реактивное сопротивление элемента
- i_n – периодическая составляющая тока короткого замыкания
- i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания
- μ – коэффициент полезного действия
- $\cos\varphi$ – коэффициент мощности
- $a \angle b$ – полярное представление: “a” модуль; “b” угол сдвига фазы
- $a+ib$ – представление в прямоугольных координатах: “a” – действительная часть и “b” – мнимая часть

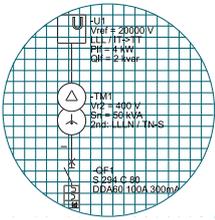
В обозначениях приняты следующие индексы:

- L – общая статическая нагрузка
- ТР – трансформатор
- G – генератор
- ДВ – двигатель
- ном – номинальный
- C – кабель
- сети – питающая сеть
- n – нейтраль
- F – фаза
- PE – защитный проводник
- 1Ф-PE – замыкание фазы на землю

- 1Ф-п – замыкание фазы на нейтраль
- 2 – двухфазный
- 3 – трехфазный
- НН – низкое напряжение
- СН – среднее напряжение
- к – в условиях короткого замыкания

В настоящей брошюре приняты следующие сокращения:

- АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
- ЖК – жидкокристаллический
- ИК – инфракрасный
- КЗ – короткое замыкание
- КРМ – компенсация реактивной мощности
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- НКУ – низковольтное комплектное устройство распределения и управления
- НН – низкое напряжение
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- РУСН – распределительное устройство среднего напряжения
- РУНН – распределительное устройство низкого напряжения
- РЩ – распределительный щит
- СН – среднее напряжение
- ТП – трансформаторная подстанция
- УЗИП – устройство защиты от импульсных перенапряжений



Серия инженера-конструктора

3. Общие сведения о трансформаторных подстанциях среднего/низкого напряжения

Согласно п. 4.2.6 ПУЭ подстанцией называется электроустановка, служащая для приема, преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобладания той или иной функции подстанций они называются трансформаторными или распределительными.

В настоящей брошюре речь пойдет о трансформаторных подстанциях, осуществляющих преобразование электроэнергии среднего (до 10 кВ) напряжения в низкое (0,4 кВ и 0,69 кВ).

ТП можно разделить на две группы: принадлежащие энергонабжающим организациям и подстанции потребителей. Если потребителем является промышленное предприятие, то такую подстанцию называют цеховой [1].

В общем случае трансформаторная подстанция СН/НН состоит из РУСН, силового трансформатора, РУНН, защитных устройств среднего и низкого напряжения, оборудования для учета электроэнергии, шинопроводов, кабелей и прочего электрооборудования [1]. Структурная схема трансформаторной подстанции приведена на рис. 3.1.

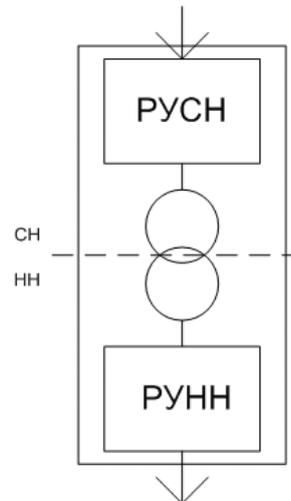
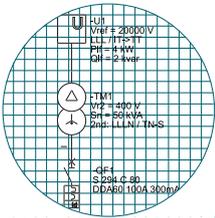


Рис. 3.1



Серия инженера-конструктора

4. Структурные схемы трансформаторных подстанций

4.1 Подстанция с одним трансформатором

Если в начале линии, питающей подстанцию, установлен аппарат защиты от сверхтоков « I_{CH} », как показано на рис. 4.1, то этот аппарат должен обеспечивать защиту как линии СН, так и трансформатора.

В случае, если данный защитный аппарат осуществляет функции защиты и разъединения, то должна быть обеспечена функция блокировки, позволяющая обеспечивать безопасный доступ к трансформатору при выключенном питании.

Другой тип схемы, который подразумевает установку выключателя-разъединителя « S_{CH} » непосредственно перед трансформатором помимо защитного аппарата в начале линии, показан на рис. 4.2.

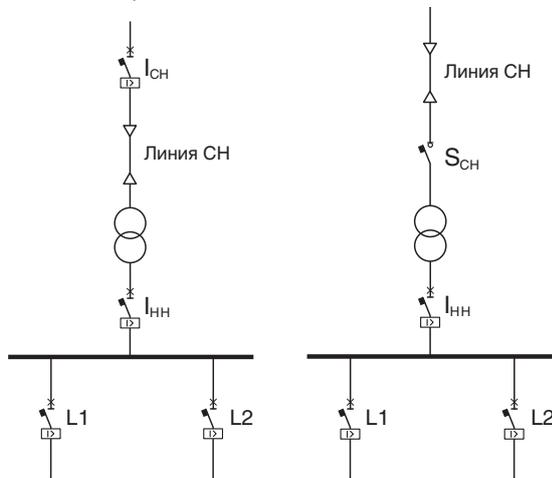


Рис. 4.1

Рис. 4.2

4.2 Подстанция с двумя трансформаторами, один из которых - резервный

При установке резервного трансформатора выключатели стороны НН должны быть оснащены функцией взаимной блокировки «I» которая предназначена для того, чтобы предотвратить включение трансформаторов в параллель.

Помимо общего аппарата коммутации, изолирования и защиты на стороне СН « I_{GCH} », рекомендуется устанавливать индивидуальные аппараты каждого трансформатора (« I_{CH1} » и « I_{CH2} »). В этом случае при отключении аппаратов на стороне питания и на стороне потребителя можно обеспечить изоляцию и безопасный доступ к нему, не отключая всю подстанцию от сети.

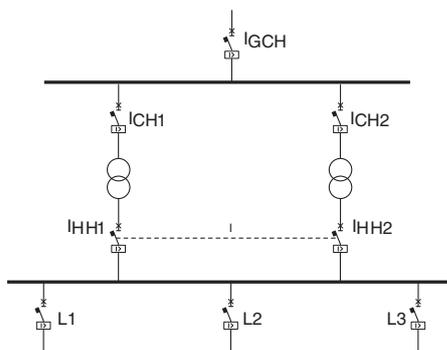


Рис. 4.3

4.3 Подстанция с двумя трансформаторами, которые работают параллельно на одну шину

При установке двух трансформаторов, работающих параллельно, при одной и той же потребляемой мощности установки возможно использование трансформаторов меньшей номинальной мощности.

Сравнивая с двумя предыдущими схемами, в данном случае возможны несколько большие токи короткого замыкания из-за меньших значений $U_{к\%}$ трансформаторов меньшей мощности. Для трансформаторов, работающих в параллель, могут возникнуть проблемы в аварийных режимах. При выходе из строя одного из них должна быть предусмотрена система отключения неприоритетных нагрузок, для предотвращения перегрузки второго трансформатора и обеспечения бесперебойного питания приоритетных нагрузок. При координации защит необходимо учитывать, что при возникновении коротких замыканий на стороне НН токи короткого замыкания от обоих трансформаторов будут складываться в точке повреждения.

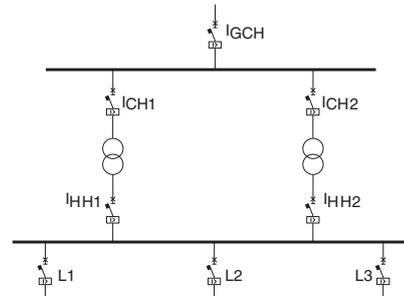


Рис. 4.4

4.4 Подстанция с двумя трансформаторами, которые работают одновременно на две отдельные системы сборных шин

Основными отличиями данной схемы от предыдущей являются наличие секционного выключателя « S_{CH} » и наличие функции взаимной блокировки «I» выключателей « I_{NH1} », « I_{NH2} » и « S_{CH} ».

В данном случае функция «I» предотвращает включение выключателя « S_{CH} » при одновременно включенных выключателях « I_{NH1} », и « I_{NH2} ». В данной схеме трансформаторы питают отдельные шины низкого напряжения.

При такой же мощности трансформаторов данная схема позволяет снизить токи короткого замыкания на шинах. Это объясняется тем, что каждый трансформатор определяет ток короткого замыкания в своей системе сборных шин, при этом влияние второго трансформатора отсутствует.

Если один трансформатор выходит из строя, то сразу включается секционный выключатель « S_{CH} », и питание всей установки осуществляется от одного трансформатора. При этом должна быть реализована система отключения неприоритетных нагрузок.

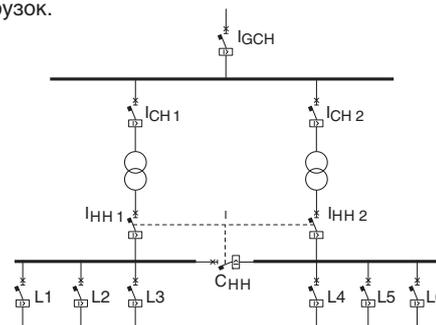
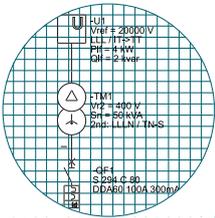


Рис. 4.5



Серия инженера-конструктора

5. Взаимоотношения потребителей электроэнергии и энергоснабжающих организаций

Взаимоотношения потребителей электроэнергии и энергоснабжающих организаций в РФ может отличаться в зависимости от территориальной принадлежности. В любом случае, присоединение мощностей потребителя регламентируется как федеральными законами, в частности, федеральным законом от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», так и постановлениями органов муниципальной власти и уполномоченных энергосетевых организаций.

Ниже приведен пример взаимодействия потребителя электроэнергии и энергоснабжающей организации в г. Москва.

Согласно п.4 раздела I действующих в настоящее время «Правил технологического присоединения потребителей к распределительным электрическим сетям в городе Москве» от 25.09.2006 г. (далее - Правила) технологическое присоединение - осуществляемый сетевой организацией на основании договора с заказчиком комплекс мероприятий по:

- подготовке и выдаче технических условий;
- выполнению технических условий;
- фактическому присоединению энергопринимающего устройства заказчика к электрической сети сетевой организации;
- обеспечению работы этого устройства;
- проверке выполнения технических условий;
- составлению акта о технологическом присоединении;
- выдаче разрешения на присоединение мощности.

Технические условия на присоединение энергопринимающего устройства к электрической сети (далее - технические условия) - документ, являющийся неотъемлемой частью договора о присоединении энергопринимающих устройств к электрической сети.

Технические условия определяют:

- схемы выдачи (приёма) мощности;
- точки присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети;
- требования по усилению электрической сети сетевых организаций;
- расчетные значения токов короткого замыкания;
- требования к релейной защите, регулированию напряжения, противоаварийной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжений;
- требования к приборам учета электрической энергии и мощности;
- иные технические требования, выполнение которых необходимо для присоединения энергопринимающих устройств заказчика к электрическим сетям сетевой организации.

Выполнение технических условий лежит частично на уполномоченной сетевой организации, частично на заказчике. Содержание, порядок и сроки осуществления взаимных действий сторон по реализации договора называются техническими обязательствами и являются неотъемлемой частью договора (приложением к нему).

Согласно п.8 раздела I Правил процедура технологического присоединения следующая:

- подача заявки на технологическое присоединение в уполномоченную сетевую организацию с требованием выдачи технических условий по форме заявки, установленной Приложением 1 к Правилам;

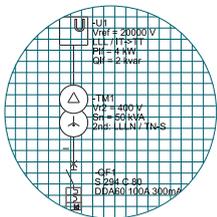
- подготовка технических условий и направление проекта договора, включающего технические условия;
- заключение договора;
- выполнение технических условий со стороны присоединяемого лица и со стороны сетевых организаций;
- выполнение действий по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети;
- проверка выполнения технических условий, составление акта о технологическом присоединении и выдача разрешения на присоединение мощности.

В заявке на присоединение к электрическим сетям ОАО «Московская городская электросетевая компания» заказчик среди прочего указывает:

- величину требуемой (трансформаторной) установленной мощности или единовременной нагрузки;
- требуемую надёжность электроснабжения;
- количество и мощность токоприемников, относящихся к первой категории надёжности.

Изучив порядок взаимодействия потребителя электроэнергии и энергоснабжающих организаций можно сделать вывод, что после выдачи технических условий проектная организация имеет все основные исходные данные для проектирования трансформаторной подстанции, а именно:

- величину требуемой (трансформаторной) установленной мощности или единовременной нагрузки;
- расчетные значения токов короткого замыкания;
- требования к релейной защите, регулированию напряжения, противоаварийной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжений;
- требования к приборам учета электрической энергии и мощности.



Серия инженера-конструктора

Основные технические характеристики элегазового выключателя HD4 12 фиксированного исполнения приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Наименование технической характеристики	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	12
Номинальная частота	Гц	50-60
Испытательное напряжение	кВ	42
Импульсное испытательное напряжение	кВ	75
Номинальный ток (40° С)	А	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150
Номинальный ток отключения	кА	20, 25, 31.5, 40
Ток термической стойкости (3с)	кА	20, 25, 31.5, 40
Пик тока включения	кА	51, 63, 82, 125

6.2 Распределительные устройства среднего напряжения

6.2.1 Общие сведения

В качестве РУСН трансформаторных подстанций компания АББ поставляет на российский рынок следующие комплекты распределительные устройства:

- КРУ с воздушной изоляцией UniGear типа ZS1;
- КРУ с воздушной изоляцией UniSec;
- КРУ с элегазовой изоляцией SafeRing;
- КРУ с элегазовой изоляцией SafePlus;

Данные КРУ сертифицированы на соответствие требованиям ГОСТ 14693, ГОСТ 1516.3 и имеют климатическое исполнение УЗ по ГОСТ 15150.

6.2.2 Основные технические характеристики

Ниже представлены основные технические характеристики КРУ, которые могут быть использованы на ТП 10(6) / 0,4 кВ.

Основные технические характеристики КРУ UniGear типа ZS1 на 7,2 и 12 кВ приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4

Наименование технической характеристики	Единица измерения	Значение	
		7,2	12
Номинальное напряжение	кВ	7,2	12
Номинальная частота	Гц	50/60	50/60
Испытательное напряжение / 1 мин	кВ	32	42
Импульсное испытательное напряжение	кВ	60	75*
Ток термической стойкости (3с)	кА	до 50	до 50
Номинальный динамический ток	кА	до 125	до 125
Выдерживаемый ток внутреннего дугового КЗ (1с)	кА	до 50	до 50
Номинальный ток сборных шин	А	4000	4000
Номинальный ток отходящих линий	А	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150 и 4000	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150 и 4000

Примечание:

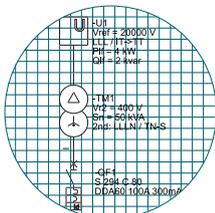
* 60 кВ для КРУ с контакторами.

* 95 кВ для КРУ с выключателем нагрузки

Основные технические характеристики КРУ UniSec на 12 кВ приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5

Наименование технической характеристики	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	12
Номинальная частота	Гц	50/60
Испытательное напряжение относительно земли и между полюсами	кВ	42
Импульсное испытательное напряжение относительно земли и между полюсами	кВ	75
Ток термической стойкости (3с)	кА	25
Допустимый пиковый ток	кА	63
Выдерживаемый ток внутреннего дугового КЗ (1с)	кА	25
Номинальный ток сборных шин	А	630, 800, 1250
Номинальный ток отходящих линий	А	630, 800, 1250



Серия инженера-конструктора

Основные технические характеристики КРУ SafeRing на 10 кВ приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6

Наименование технической характеристики	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальная частота	Гц	50/60
Испытательное напряжение	кВ	42
Импульсное испытательное напряжение	кВ	95
Ток термической стойкости (3с)	кА	25
Номинальный ток сборных шин	А	630
Номинальный ток отходящих линий	А	630

Основные технические характеристики КРУ SafePlus на 10 кВ приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7

Наименование технической характеристики	Единица измерения	Значение
Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальная частота	Гц	50/60
Испытательное напряжение относительно земли и между полюсами	кВ	42
Импульсное испытательное напряжение	кВ	95
Ток термической стойкости (3с)	кА	20
Номинальный ток сборных шин	А	630, 1250
Номинальный ток отходящих линий	А	200, 630, 1250

6.3 Трёхфазные сухие трансформаторы с литой изоляцией

6.3.1 Общие сведения

Трёхфазные сухие трансформаторы АББ представлены двумя видами технологий изготовления: Cast Coil и RESIBLOC®. В составе ТП сухие трансформаторы используются для понижения напряжения с уровня передачи электроэнергии (6-10 кВ) до уровня конечного потребления (0,4 кВ). Отличительной особенностью сухих трансформаторов является то, что они используют воздух в качестве среды охлаждения обмоток в процессе эксплуатации. Заливка обмоток эпоксидным компаундом под вакуумом, а также армирование изоляции стекловолокном придаёт трансформаторам высокую прочность, надёжность и делает их пожаробезопасными.

Сухие трансформаторы с литой изоляцией широко используются в отраслях с повышенными требованиями по охране окружающей среды и специфическими требованиями к условиям эксплуатации.

Основными свойствами, характеризующими все сухие трансформаторы компании АББ с литой изоляцией, являются следующие.

1. Сердечник и катушки проектируются с учётом оптимальных эксплуатационных расходов.
2. Высокая производительность и низкий уровень шума за счёт использования наборного сердечника из текстурированной стали по технологии «step-lap».
3. Защита от перегрузок посредством системы сигнализации при перегреве.
4. Высокая устойчивость к импульсным перенапряжениям.
5. Соответствие стандартам IEC, EN или IEEE/ANSI и ГОСТ.
6. Эффект самогашения.

Все сухие трансформаторы АББ могут быть выполнены дополнительно по технологии EcoDry, которые сконструированы с целью сокращения потерь (холостого хода и короткого замыкания) при одновременном снижении общей стоимости эксплуатационных расходов и влияния на окружающую среду.

6.3.2 Трансформаторы Cast Coil

Cast Coil - трёхфазные трансформаторы с заливкой обмоток эпоксидным компаундом под вакуумом.

Основные отличительные свойства трансформаторов Cast Coil.

1. Обмотки высокого напряжения изготавливаются из алюминиевого или медного проводника с двойной межслойной изоляцией. Обмотки заливаются под вакуумом эпоксидным компаундом.
2. Низкий уровень частичных разрядов < 10 pC.
3. Гладкая поверхность.
4. Защита от пыли благодаря герметичности катушек НН (опционально).
5. Выдерживает длительную перегрузку до 15% от номинала.

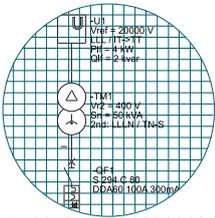
Основные номинальные характеристики.

Количество фаз:	3.
Номинальная мощность:	50-63000 кВА.
Напряжение первичной обмотки:	6-72 кВ.
Напряжение вторичной обмотки:	0,4-42 кВ.
Частота:	50, 60 Гц.

Помимо стандартного исполнения, трансформаторы Cast Coil могут быть дополнены типами HiDry72, Hi-T Plus, что позволяет использовать эти трансформаторы в специфических условиях.

6.3.3 Трансформаторы RESIBLOC®

RESIBLOC® - трёхфазные трансформаторы с изоляцией из эпоксидного компаунда, армированного стекловолокном, занимающим до 80% объёма изоляции. Такая технология обеспечивает превосходную механическую прочность, что позволяет использовать трансформаторы RESIBLOC® в отраслях, где возможны высокие механические нагрузки.



Серия инженера-конструктора

Основные отличительные свойства трансформаторов RESIBLOC®.

1. Круглые (или, в случае больших по размеру сечений, прямоугольные) проводники обмоток высокого напряжения изготовлены из алюминия или меди. Изоляция слоёв и наружная оболочка обмоток выполнена из эпоксидной смолы с армированием из стекловолокна и имеет термический класс F. Покрытие отдельных слоёв проводников осуществляется с использованием технологии ровинговой намотки. Готовые блоки обмоток отверждаются в специальных печах.
2. Обмотки низкого напряжения. В низковольтной обмотке трансформатора RESIBLOC® используется алюминиевая или медная фольга, а изоляция имеет термический класс F. Обмотка с фольгой обеспечивает значительное снижение осевых нагрузок от тока короткого замыкания. Для увеличения коэффициента заполнения низковольтная обмотка трансформатора с относительно низкой номинальной мощностью имеет проволочную конструкцию.
3. Повышенная устойчивость к токам короткого замыкания (до 5 с).
4. Устойчивость к нелинейным искажениям тока.
5. Позволяет осуществлять холодный пуск на максимальную нагрузку.
6. Эксплуатационная температура до -60 °С.

Основные номинальные характеристики.

Количество фаз:	3.
Проектная мощность:	250-63 000 кВА.
Напряжение первичной обмотки:	6-72 кВ.
Напряжение вторичной обмотки:	0,4-45 кВ.
Частота:	50, 60 Гц.

64 Аппараты защиты и управления низкого напряжения

6.4.1 Общие сведения

АББ поставляет на российский рынок следующие типы аппаратов защиты и управления НН:

- автоматические выключатели в литом корпусе серии Tmax и Tmax XT;
- воздушные автоматические выключатели серии Emax 2;
- выключатели нагрузки (рубильники) серии OT;
- модульные автоматические выключатели System Pro M compact.

В ТП преимущественно используются автоматические выключатели серий Tmax и Emax 2 и выключатели нагрузки серии OT. В настоящей брошюре рассматриваются характеристики аппаратов защиты именно этих серий.

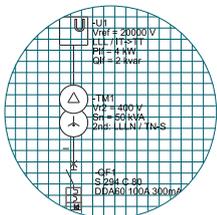
Аппараты защиты НН располагаются на стороне нагрузки трансформатора. Функциями защиты устройств НН обычно являются защиты от перегрузки, короткого замыкания и замыкания на землю.

6.4.2 Автоматические выключатели

Ниже представлены описания основных защитных функций автоматических выключателей Tmax XT, Tmax и Emax 2:

- Защита от перегрузки

Данный вид защиты обозначается буквой «L» и представляет собой защиту с обратозависимой выдержкой времени, с возможностью настройки времени и тока. В электронных расцепителях АББ также обозначается функцией I1.



Серия инженера-конструктора

- Защита от короткого замыкания

В случае, если данный вид защиты обозначается буквой «S», то он представляет собой защиту от короткого замыкания с обратнoзависимой кратковременной задержкой по времени (в электронных расцепителях АББ обозначается как функция I2).

В случае, если данный вид защиты обозначается буквой «I», то он представляет собой защиту от короткого замыкания с мгновенным срабатыванием (в электронных расцепителях АББ обозначается как функция I3).

Характеристика функции «S» может быть как обратнoзависимой, так и независимой от времени. Характеристика функции «I» является независимой от времени и может настраиваться только токовая уставка.

- Защита от замыкания на землю

Данный вид защиты обозначается буквой «G» и может представлять собой как обратнoзависимую, так и независимую от времени функцию. Данная защита может быть реализована на заземляющем проводнике при помощи внешнего трансформатора тока.

На рис. 6.1 показан пример времятоковой характеристики автоматического выключателя НН, в котором реализованы все вышеупомянутые функции.

Кривая желтого цвета отображает поведение автоматического выключателя при значениях тока, которые много больше уставки защиты I3.

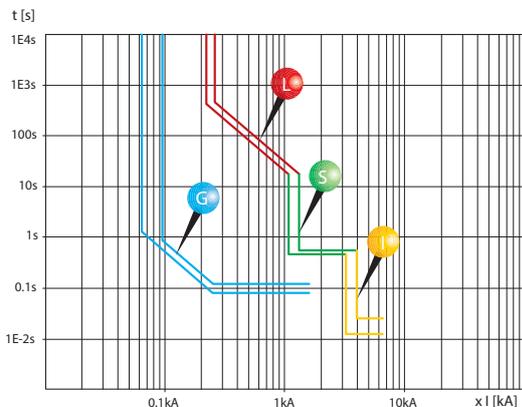


Рис. 6.1

Пример, показанный на рис. 6.2 объясняет, как пользоваться времятоковыми кривыми функций L-S-G с обратнoзависимой выдержкой времени, если характеристика I²t постоянна.

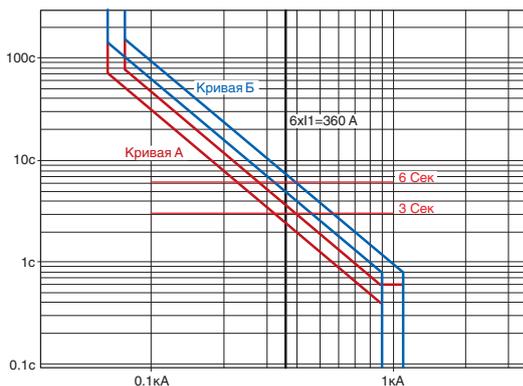


Рис. 6.2

Пусть для защитной функции «L» расцепителя, установленного на автоматический выключатель в литом корпусе серии Tmax XT, например XT2...160 In100 (In отражает типоразмер расцепителя, установленного на выключатель), возможны кривые А и Б.

Для кривой А известно, что при токе 6 x I1 время срабатывания t1 составляет 3с.

Для кривой Б известно, что при токе 6 x I1 время срабатывания t1 составляет 6 с.

Таким образом, при условии, что уставка I1=0.6xIn=0.6x100=60А, и при токе 6xI1=360А, вышеупомянутое означает, что для двух рассмотренных кривых характерны времена срабатывания 3 и 6 секунд (без учета допусков), как и показано на рис. 6.2.

Так как для данных кривых характеристика I²t постоянна, то будут выполняться следующие условия:

для кривой А:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = \text{const} = I^2 t$$

для кривой Б:

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = \text{const} = I^2 t$$

Теперь в качестве примера при данных условиях можно найти время срабатывания при токе перегрузки равном 180А.

Воспользовавшись этими уравнениями, получим:

$$(6 \times I1)^2 \times 3 = 180^2 \times t_A,$$

$$(6 \times I1)^2 \times 6 = 180^2 \times t_B,$$

откуда:

$$t_A = 12 \text{ с},$$

$$t_B = 24 \text{ с}.$$

Эти результаты получены математическим путем, но они могут быть сверены непосредственно с кривыми времятоковых характеристик, как показано на рис. 6.3

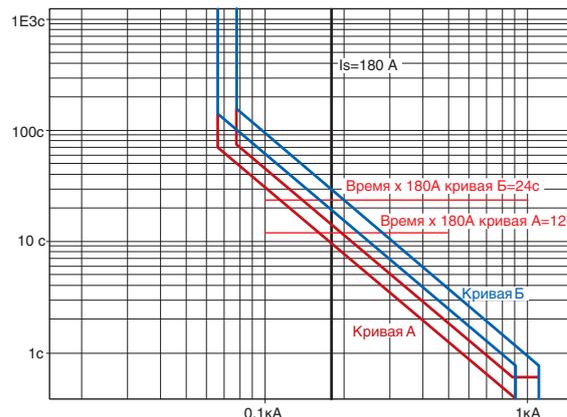
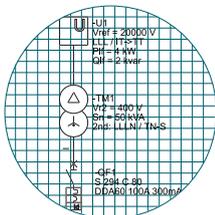


Рис. 6.3

Если же по требованиям электроустановки необходимо, чтобы ток перегрузки, равный 180 А, был отключен за время меньшее, чем 15 секунд, из проведенного анализа будет следовать, что целесообразно использовать времятоковую характеристику с кривой А (время срабатывания t1=3сек при токе 6 x I1).

Используя условие

$$(6 \times I1)^2 \times t = \text{const}$$



Серия инженера-конструктора

где:

I_b - ток нагрузки;

I_z - длительная нагрузочная способность кабеля;

I_n - номинальный ток защитного устройства;

I_2 - ток, обеспечивающий эффективную работу защитного устройства за определенное время.

Если в качестве защитного устройства применяется плавкий предохранитель, важно проверить формулу (2), так как согласно ГОСТ Р МЭК 60269-1 (п.5.6.2), ток $1,6 \cdot I_n$ является условным током срабатывания предохранителя.

В этом случае, формула (2) приобретает вид:

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z \text{ или}$$

$$I_n \leq 0,9 \cdot I_z$$

Таким образом, для выполнения защиты от перегрузки с помощью плавкого предохранителя, необходимо обеспечить следующее:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9 \cdot I_z$$



Рис. 6.5

Реализация селективности

Согласно требованиям ГОСТ 31196.2.1 для предохранителей типа gG с $I_n > 16 \text{ A}$ для обеспечения селективности должно выполняться соотношение 1,6:1 (или больше) к номиналу следующего. (Например 160А и 100А).

Для выполнения селективности меньшего номинала предохранителя, необходимо учитывать нижний и верхний порог срабатывания следующего предохранителя.

6.5 Устройства защиты от импульсных перенапряжений

6.5.1 Анализ нормативной документации

Необходимость применения УЗИП обусловлена требованиями нормативных документов, приведённых в таблице 6.11.

Таблица 6.11

№№ п/п	Обозначение	№№ пп.	Примечание
1.	ГОСТ Р 50571-4-44	443.3.1	Данный стандарт устанавливает требования безопасности, поэтому выполнение его требований является обязательным.
2.	ГОСТ Р 51321.1	7.1.2.3.1, обязательное приложение G	Согласно п. 1.1 данного стандарта все требования являются обязательными.
3.	СО 153-34.21.122	п. 4.6	Применение УЗИП рекомендовано. Рекомендации по установке УЗИП полностью совпадают с требованиями ГОСТ Р 50571-4-44.

Установка и монтаж УЗИП регламентируется ГОСТ 50571.5.53. УЗИП должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51992.

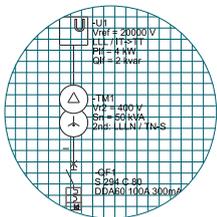
6.5.2 Обзор УЗИП серии OVR

АББ поставляет на российский рынок УЗИП серии OVR, сертифицированные на соответствие ГОСТ Р 51992. Типы OVR (Тип 1, Тип 2, Тип 1+2) соответствуют классам I, II и их комбинации, определенным в данном стандарте.

OVR Тип 1 предназначены для защиты при прямом попадании молнии в защищаемое здание (сооружение) и обеспечивают замыкание на землю импульсов тока высокого напряжения при сохранении эквипотенциальности заземления. Ими рекомендуется оснащать установки, для которых существует опасность прямого попадания молнии (т.е. оборудованные системами внешней молниезащиты или соединенные с воздушными линиями электропередачи). Данные OVR должны устанавливаться на вводе в здание в одном распределительном щите (применительно к ТП – в РУНН).

OVR Тип 2 предназначены для безопасного замыкания на землю импульсов тока при удаленном ударе молнии или при переключениях в системе электропитания. Они не предназначены для защиты от прямого попадания молнии, как устройства типа 1, но по сравнению с ними обеспечивают меньший уровень перенапряжения в сети. OVR типа 2 рекомендуется устанавливать на вводе электроустановок, для которых не существует опасности прямого попадания молнии или использовать как вторую ступень защиты, устанавливая после устройств типа 1.

OVR Тип 1+2 представляют собой устройства типа 1, объединенные с устройствами типа 2. Таким образом, достигается защита от импульсных перенапряжений при прямом ударе молнии, а также обеспечивается низкий уровень перенапряжения в сети, необходимый для защиты большей части электрического и электронного оборудования.



Серия инженера-конструктора

6.5.3 Применение УЗИП на ТП

Импульсное перенапряжение – это кратковременный скачок напряжения (менее миллисекунды), амплитуда которого может многократно превышать номинальное напряжение сети. Поскольку продолжительность импульсного перенапряжения значительно меньше быстродействия автоматических выключателей, реле контроля напряжения и других защитных устройств, то данные устройства «не успевают» его отключить, что приводит к выходу из строя электрооборудования и возникновению пожаров.

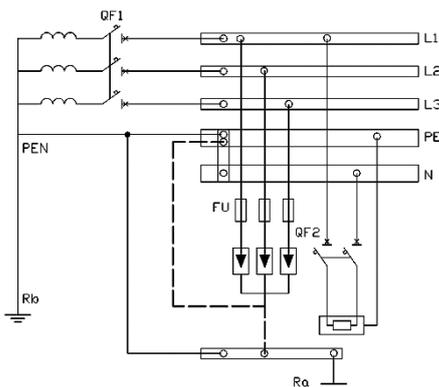
При проектировании ТП следует предусматривать УЗИП с целью защиты от импульсных перенапряжений, превышающих уровень изоляции электрооборудования, установленного в РУНН ТП или принадлежащего отходящим от неё распределительным цепям. При импульсных перенапряжениях, превышающих уровень изоляции электрооборудования, происходит пробой изоляции и через оборудование протекает импульсный ток, в результате чего выделяется большое количество энергии и оборудование выходит из строя.

Основной и наиболее опасной причиной возникновения импульсного перенапряжения является удар молнии. Это может быть как прямой удар молнии во внешний молниеприемник или воздушную линию, подходящую к подстанции, так и удаленный удар молнии, в результате которого образуются вторичные токи молнии, распространяющиеся в земле и через проводящие инженерные коммуникации (трубопроводы, кабели и проч.). Установка УЗИП в таком случае является частью мероприятий по внутренней молниезащите (защите от вторичных явлений тока молнии). Вторым источником импульсных перенапряжений являются коммутации.

В ТП УЗИП устанавливается в РУНН, которое может выполнять как роль главного распределительного щита (ГРЩ), так и вводно-распределительного устройства (ВРУ).

Схемы установки УЗИП для различных систем заземления приведены в ГОСТ Р 50571.5.53 (Приложения А-D).

На рис. 6.6 показана установка УЗИП в системе TN. Как видно, УЗИП устанавливается между фазными шинами и главной заземляющей шиной. На каждую фазу перед УЗИП рекомендуется установить предохранители.



УЗИП, QF1 – вводной автоматический выключатель РУНН

- L1-L3 – фазные шины
- PE – шина защитного заземления
- N – шина нейтрали
- FU – предохранители, защищающие УЗИП
- QF2 – автоматический выключатель нагрузки
- Rb – заземление трансформатора
- Ra – заземление главной заземляющей шины РУНН

Рис. 6.6 - Установка УЗИП в системе TN

6.6 Счетчики электроэнергии

6.6.1 Обзор счетчиков электроэнергии

На российский рынок АББ поставляет счетчики электроэнергии серий А и В. Все счетчики электроэнергии компании АББ сертифицированы на соответствие требованиям ГОСТ 31 818 .11-2012, имеют сертификат о включении в Госреестр средств измерений РФ и допущены к применению в России.

Конструкция корпуса счетчиков выполнена по единому для модульного оборудования АББ стандарту System pro M и позволяет устанавливать счетчики в уже существующие электроустановки, обеспечивает простоту и безопасность в эксплуатации. За счет своей компактности (4-7 DIN-модулей) они экономят пространство в электрощите. Предусмотрена установка счетчиков на DIN-рейку в распределительных устройствах и шкафах, с дополнительными принадлежностями, возможна скрытая установка на панели и монтаж в специальном боксе. Счетчики не требуют обогрева и работают в температурном диапазоне от -40 до +70°C.

Для учета электрической энергии на ТП предназначены серии счетчиков В24 (3х230/400 В) и А44 (3х57,7/100..288/500 В)

Счетчики В24 – основное решение для учета активной и реактивной энергии в трехфазных сетях, основным приоритетом создания которых являлась простота.

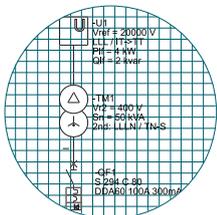
Основные технические характеристики и преимущества счетчиков В24 следующие:

- удобство монтажа и эксплуатации: схема подключения на корпусе, хорошо читаемый ЖК дисплей;
- компактные габаритные размеры;
- учет активной или активно-реактивной энергии в трехфазных 3-х и 4 -проводных сетях: 3х230/400 В в одном или двух направлениях;
- измерение параметров сети;
- версии с классом точности 0,5S;
- встроенный интерфейс Modbus RS485;
- счетчик В24 подключается через трансформаторы тока на ток 5(10) А с возможностью выбора коэффициента трансформации.

Счетчики А44 – трехфазные счетчики с дополнительным набором функций.

Основные технические характеристики и преимущества счетчиков А44 следующие:

- измерения активной или активно-реактивной энергии в трехфазных 3-х и 4 -проводных сетях в одном или двух направлениях;
- расширенный диапазон напряжения до 500В;
- многотарифный учет электроэнергии от 1 до 4 тарифов, версии с встроенным тарификатором;
- многострочный ЖК-дисплей с подсветкой;
- настройка счетчика производится с помощью кнопок, кнопка настройки может быть опломбирована посредством фронтальной крышки;
- возможно подключение счетчика как через трансформаторы тока на ток 1, 2 , 5(6) А, так и через трансформаторы напряжения
- возможность измерения электроэнергии на первичной стороне посредством программирования коэффициентов трансформации в широком диапазоне



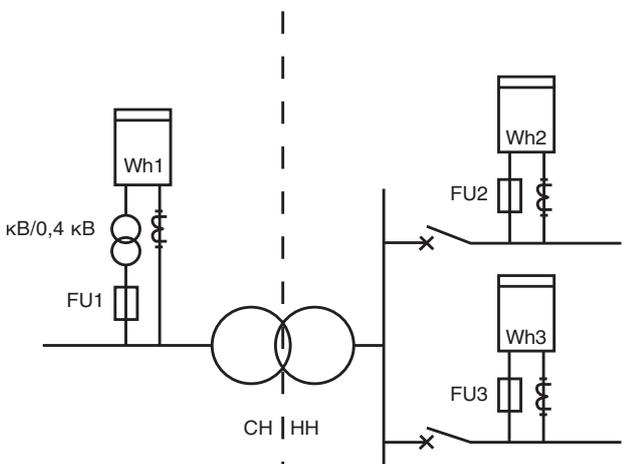
Серия инженера-конструктора

- модели со встроенными коммуникационными интерфейсами Modbus RS485 для дистанционного считывания показаний в автоматизированных системах АСКУЭ;
- режим измерения параметров электрической сети;
- измерение отдельных гармоник и суммарного коэффициента гармонических искажений THD (опция);
- наличие часов реального времени (RTC) позволяет организовать переключение тарифов в соответствии с тарифным расписанием без использования дополнительных устройств, а также реализуют ряд архивных функций;
- хранение значений потребляемой энергии за предыдущие периоды, такие как, месяц, неделя или сутки с меткой даты/времени; до 200 значений.
- хранение значений максимальной мощности за интервалы от 1 до 60 мин;
- профиль нагрузки: данные о потребляемой/генерируемой энергии за программируемые интервалы 1- 1440 мин; объем до 40000 значений;
- ведение журнала событий.

6.6.2 Применение счетчиков электроэнергии на ТП

Установку счетчиков в ТП следует проводить согласно главе 1.5 ПУЭ с учётом дополнительных требований, относящихся к учету электроэнергии в жилых и общественных зданиях, приведенных в главе 7.1 ПУЭ.

Вариант установки счетчиков на ТП приведён на рис. 6.7.



Wh1, Wh2, Wh3 – счетчики электроэнергии
FU1, FU2, FU3 – предохранители, защищающие счетчики электрической энергии

Рис. 6.7 - Пример схемы включения счетчиков АББ на подстанции

Как видно из рис. 6.7, для включения счетчика на стороне СН требуются трансформатор тока и трансформатор напряжения, а для включения на стороне НН – только трансформатор тока. В случае, если ток в отходящих линиях РУНН не превышает максимального тока прямого включения, то следует использовать прямое включение счётчика. Для защиты счётчиков рекомендуется использовать предохранители с номиналом, не превышающим максимального тока прямого включения счетчика.

6.6.3 Применение счетчиков электроэнергии в АСТУЭ

Все счетчики АББ оснащены импульсным выходом для использования в системах учета, а также есть версии с встроенными интерфейсами RS485 Modbus и Meter-bus, что позволяет осуществить диспетчеризацию измеряемых параметров.

Ethernet-шлюз G13 представляет собой готовое решение для интеграции счетчиков АББ в единую систему, сеть Ethernet: для этого должны быть выбраны модели приборов оснащенные встроенными интерфейсами. К G13 можно подключить до 32 счетчиков по интерфейсу RS485.

Преимуществом применения Ethernet-шлюза G13 является наличие встроенного web-сервера, благодаря этому обеспечивается простота считывания данных и настройки приборов, а также есть возможность считывания архивов, сохраняющихся в памяти отдельных счетчиков.

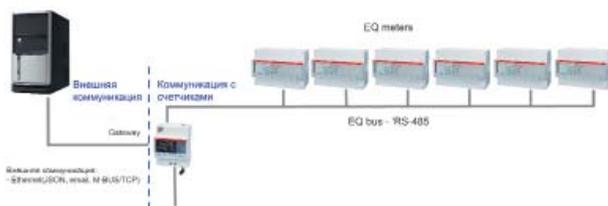


Рис. 6.8

На рис. 6.8 показан возможный вариант построения АСТУЭ на базе Ethernet-шлюза G13 и счетчиков новых серий.

6.7 Измерительные приборы

6.7.1 Общие сведения

Кроме приборов учета электроэнергии на ТП может существовать необходимость проведения электрических измерений, для чего применяются измерительные приборы, такие как мультиметры, вольтамперметры, вольтметры и амперметры.

АББ поставляет на российский рынок вышеуказанные приборы и в исполнениях для установки на дверь шкафов РУНН.

6.7.2 Мультиметры DMTME

Цифровые мультиметры DMTME позволяют выполнять измерение действующих значений основных электрических параметров в трехфазных сетях 230/400 В переменного тока, сохранение максимальных/минимальных/средних значений основных электрических параметров и подсчет активной и реактивной энергии.

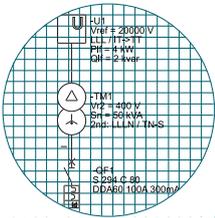
Локальное отображение измеренных параметров осуществляется на четырех дисплеях с семисегментными светодиодными индикаторами, которые обеспечивают удобное чтение и одновременное снятие нескольких показаний.

Мультиметры серии DMTME объединяют в одном приборе функции, выполняемые вольтметрами, амперметрами, измерителями коэффициента мощности, ваттметрами, варметрами, частотомерами, измерителями активной и реактивной энергии, обеспечивая значительную экономию финансовых средств, сокращение размеров и времени, которое требуется для электромонтажа.

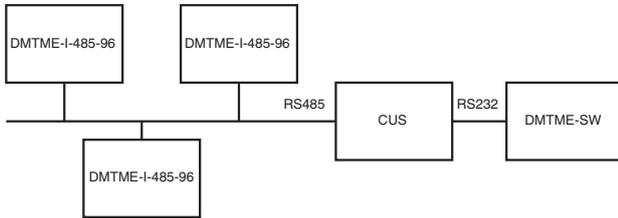
АББ поставляет на российский рынок мультиметры DMTME-96 и DMTME-I-485-96, отличие между которыми заключается в том, что DMTME-I-485-96 включает в себя, дополнительно, импульсный выход и выход RS485 для дистанционной передачи измеренных значений посредством протокола Modbus.

Также поставляются модели DMTME-72 и DMTME-I-485-72, обладающие меньшими габаритами при той же функциональности.

На рис. 6.9 показана схема подключения устройств DMTME-I-485-96 в сеть по протоколу Modbus.



Серия инженера-конструктора



CUS – Преобразователь интерфейса RS485 в RS232
DMTME-SW – Персональный компьютер с установленной программой DMTME-SW

Рис. 6.9

В мультиметрах реализован счетчик времени (часы и минуты), позволяющий устанавливать автономный отсчет времени и время измерения.

Для режима автономного отсчета существует возможность «сброса» времени через функцию настройки (кнопка «setup» на лицевой панели).

После установки времени измерения начинается «обратный отсчет», и по достижению нуля счетчик начинает показывать отрицательные значения, тем самым указывая на время задержки, прошедшее после окончания отсчета заданного времени.

В комплект поставки мультиметра входит мини-CD, содержащий руководство по эксплуатации, техническую документацию, коммуникационный протокол и программное обеспечение DMTME-SW, позволяющее отображать результаты измерений на экране персонального компьютера или ноутбука.

Электрические параметры, которые можно измерить с помощью DMTME, приведены в таблице 6.12

Таблица 6.12

Наименование	Обозначение *	Единица измерения
Напряжение между фазами	VL1-L2, VL2-L3, VL3-L1	В
Фазные напряжения (между фазой и нейтралью) / суммарное трехфазное напряжение	VL1-N, VL2-N, VL3-N / ΣV^{**}	В
Фазные токи / суммарный трехфазный ток	I1, I2, I3 / ΣI	А
Частота	Hz	Гц
Фазные активные мощности / суммарная активная мощность	W1, W2, W3 / ΣW	Вт
Фазные реактивные мощности / суммарная реактивная мощность	Var1, Var2, Var3 / ΣVar	Вар
Фазные полные мощности / суммарная полная мощность	VA1, VA2, VA3 / ΣVA	ВА
Фазные коэффициенты мощности ($\cos\phi$) / суммарный коэффициент мощности (с обозначением условного знака, отражающего характер нагрузки (знак «+» - индуктивный, знак «-» - емкостной)	PF1, PF2, PF3 / ΣPF	-

Отображение максимальных значений

Наименование	Обозначение *	Единица измерения
Фазное напряжение (между фазой и нейтралью)	VL1-N, VL2-N, VL3-N (MAX)	В
Фазный ток (А)	I1, I2, I3 (MAX)	А
Фазные активные мощности / суммарная активная мощность	W1, W2, W3 / ΣW (MAX)	Вт
Фазные реактивные мощности / суммарная реактивная мощность	Var1, Var2, Var3 / ΣVar (MAX)	Вар
Фазные полные мощности / суммарная полная мощность	VA1, VA2, VA3 / ΣVA (MAX)	ВА

Отображение минимальных значений

Наименование	Обозначение *	Единица измерения
Фазные напряжения (между фазой и нейтралью)	VL1-N, VL2-N, VL3-N (MIN)	В
Фазный ток	I1, I2, I3 (MIN)	А
Суммарная активная мощность	ΣW (MIN)	Вт
Суммарная реактивная мощность	ΣVar (MIN)	Вар
Суммарная полная мощность	ΣVA (MIN)	ВА

Отображение средних значений (период интеграции 15 мин)

Фазные активные мощности / суммарная активная мощность	W1, W2, W3, ΣW (AVG)	Вт
Фазные реактивные мощности / суммарная реактивная мощность	Var1, Var2, Var3, ΣVar (AVG)	Вар
Фазные полные мощности / суммарная полная мощность	VA1, VA2, VA3, ΣVA (AVG)	ВА

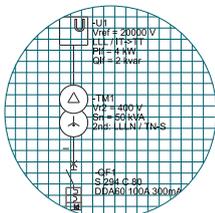
* Обозначения параметров на лицевой панели DMTME и в программе DMTME-SW

** Указатель Σ относится к трехфазному (суммарному) измерению электрических параметров

Технические характеристики DMTME приведены в таблице 6.13.

Таблица 6.13

Наименование	Единица измерения	Диапазон значений
Номинальное напряжение	В	230 +15% - 10%
	В	400 +10% - 10% (DMTME-72)
	В	115+15% - 10% (DMTME-96)
Частота	Гц	45...65
Потребляемая мощность	ВА	<6
Защитный предохранитель	А	0,1
Диапазон (L-N)	В	10...500 В
Максимальное допустимое напряжение	В	550
Импеданс (L-N)	МОм	>8



Серия инженера-конструктора

Диапазон*	A	0,05...5
Перегрузка (постоянная)		1,1
Точность измерения:		
- Вольтметра		$\pm 0,5\%$ от полной шкалы ± 1 младшего разряда
- Амперметра		$\pm 0,5\%$ от полной шкалы ± 1 младшего разряда
Активная мощность		$\pm 1\% \pm 0,1\%$ от полной шкалы от $\cos\varphi = 0,3$ до $\cos\varphi = -0,3$
Частотомер:		
- от 40,0 до 99,9 Гц	Гц	$\pm 0,2\% \pm 0,1$
- от 100 до 500 Гц		$\pm 0,2\% \pm 1$
Коэффициент трансформации по напряжению (KV)		1...500
Коэффициент трансформации по току (KC)		1...1250
Максимальное измеряемое значение мощности для однофазной сети (при KV = KC = 1)	MBAч	4294,9
Максимальное измеряемое значение мощности для трехфазной сети (при KV = KC = 1)	MBAч	4294,9
Класс точности		1
Макс. потребление энергии на каждый вход ($I_{max} = 5A$)	BA	1,4
Измеряемое время в автономном режиме	ч	0...10000000
Измеряемое время измерения (в режиме обратного отсчета)	ч	1...32000
Рабочая температура	°C	0...+50
Температура хранения	°C	-10...+60
Относительная влажность при 40°C		Не более 90%
Габаритные размеры	мм	96 x 96 x 103 (DMTME-96) 72x72x90 (DMTME-72)

* Для использования прибора в качестве амперметра требуется трансформаторное включение

6.7.3 Мультиметры M2M

В ассортименте компании АББ также присутствуют многофункциональные измерительные приборы серии M2M.

Среди их преимуществ:

- Широкий диапазон напряжения питания:
 - 24-240 В перем./пост. тока,
 - 48-240 В перем./пост. тока (M2M Profibus, Ethernet);
- ЖК-дисплей с подсветкой, крупными символами и меню на русском языке, что обеспечивает хорошую визуализацию измеряемых данных;
- компактные габаритные размеры: 96x96мм, а глубина внутри щита всего 57 мм;
- Измерение параметров электрической сети, коэффициента гармонических искажений (THD,%) и электроэнергии в двух направлениях;

- доступны версии приборов с цифровыми выходами (сигнальные/импульсные), аналоговыми или релейными (16A);
- встроенные интерфейсы передачи данных: RS485 Modbus, Ethernet, Profibus (в зависимости от версии).

Прибор версии M2M Ethernet имеет возможность прямого подключения в сеть Ethernet и оснащен встроенным web-сервером для простоты удаленного просмотра данных.

6.7.4 Цифровые вольтметры и амперметры

Цифровые вольтметры и амперметры производства АББ предназначены для измерения как переменных, так и постоянных токов и напряжений. Приборы оснащены 3-х разрядными красными светодиодными дисплеями, на которых отображаются измеряемые величины.

Типоряд поставляемых на российский рынок приборов на ДИН-рейку следующий:

VLMD-1-2 – цифровые вольтметры переменного/постоянного тока;

ATMD-1 – цифровые амперметры переменного тока;

ATMD-2 - цифровые амперметры постоянного тока;

Типоряд поставляемых на российский рынок щитовых приборов следующий:

VLMD P - цифровые вольтметры переменного/постоянного тока;

AMTD-1 P - цифровые амперметры переменного тока;

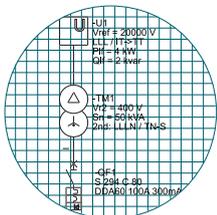
AMTD-2 P - цифровые амперметры постоянного тока.

Для амперметров переменного тока требуется трансформаторное включение, а для амперметров постоянного тока – включение через шунт.

Технические характеристики данных приборов приведены в таблице 6.14.

Таблица 6.14

Наименование	Ед. измер.	Диапазон значений
Номинальное напряжение переменного тока	В	230
Испытательное напряжение	В	2000эфф. (50 Гц / 1мин)
Максимальный входной сигнал для:		
- вольтметров	В	600 переменного тока
- амперметров перем. тока	А	5
- амперметров пост. тока	мВ	60
Диапазон измерения		
- VLMD-1-2	В	300, 500
- AMTD-1 и AMTD-2	В	5, 20, 25, 40, 60, 100, 150, 200, 250, 400, 600
Класс точности		0,5 (± 1 знак)
Рабочая температура	С	-10...+55 ($\pm 0,05\%$)
Температура хранения	С	-40...+70
Средняя и максимальная относительная влажность	%	65 (среднегодовая) 85 (+35 °C/60 дней в году)



Серия инженера-конструктора

Степень защиты на клеммах		IP00, может быть повышена до IP40 посредством использования клеммной крышки
Габариты Ш x В x Г	мм	52,5x85x58 (приборы на ДИН-рейку) 72x36x61,5 (щитовые приборы)

6.8 Распределительные устройства низкого напряжения

6.8.1 Общие сведения

В качестве комплектующих для РУНН трансформаторных подстанций компания АББ поставляет на российский рынок систему System pro E power и низковольтные распределительные устройства MNS на токи до 6300 А.

6.8.2 Система System pro E power

System pro E power - это новаторское решение от АББ для построения НКУ.

С новой распределительной системой System pro E power АББ предлагает единое решение для распределения электроэнергии в условиях городской инфраструктуры и на промышленных предприятиях. Новая система полностью совместима со всеми электрическими аппаратами низкого напряжения АББ. Все устройства АББ располагаются внутри шкафа логично и на соответствующем месте. Для установки аппаратов используются специальные комплекты, которые легко подобрать на этапе проектирования и просто использовать на этапе сборки системы.

В основе каркасов для шкафов лежит новый прочный профиль, созданный с использованием лазерной сварки. Количество элементов для сборки каркаса – невелико, но с помощью них можно собрать до 120 различных вариантов ячеек. Внутреннее пространство шкафов можно разделить перегородками и разбить на функциональные отсеки так, чтобы достичь любой формы секционирования – от 1 до 4b. В зависимости от условий эксплуатации можно выбрать подходящую степень защиты корпуса: от IP30 до IP65.

Основные технические характеристики распределительных шкафов на базе комплектующих системы System pro E power приведены в таблице 6.15.

Таблица 6.15

Наименование	Ед. измер.	Значение
Номинальное рабочее напряжение U_e	В	до 1000 AC – 1500 DC
Номинальное напряжение изоляции U_i	В	до 1000 AC – 1500 DC
Номинальная частота	Гц	50-60
Номинальное импульсное напряжение U_{imp}	кВ	12
Номинальный ток I_n	А	до 6300
Номинальный кратковременно выдерживаемый ток короткого замыкания I_{cw}	кА	до 120
Номинальный пиковый ток короткого замыкания I_{pk}	кА	до 264
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254		IP30, IP31, IP40, IP41, IP65

Вид разделения по ГОСТ Р 51321.1		до 4b
Испытания на устойчивость к вибрациям		IEC 60068-2-57
Испытания на устойчивость к сейсмическим воздействиям		IEE Std 693

6.8.2 Низковольтные комплектные устройства типа MNS / MNS iS

Низковольтные комплектные устройства (НКУ) типа MNS и MNS iS, сертифицированы на соответствие требованиям ГОСТ Р 51321.1. Ростехнадзор, аттестованы на сейсмостойчивость (до 9 баллов по шкале MSK-64).

НКУ построены на модульном принципе, что существенно облегчает процесс их проектирования, изготовления и эксплуатации. Поддерживается максимальная степень секционирования НКУ - 4b; степень защиты - до IP54. Линии электроснабжения имеют выдвижное исполнение, что позволяет выполнять их замену без снятия напряжения с секции.

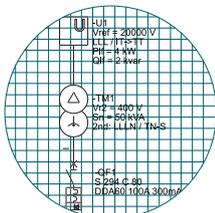
НКУ типа MNS представляет собой традиционное распределительное устройство с выдвижными модулями, на ток до 6300 А.

НКУ типа MNS iS - инновационное НКУ с выдвижными модулями и интегрированной системой управления. Система управления обеспечивает удобство эксплуатации и контроль параметров электроснабжения.

Основные технические характеристики НКУ типа MNS и MNS iS приведены в таблице 6.16.

Таблица 6.16

Наименование	Единица измерения	Значение
<i>Электрические характеристики</i>		
Номинальное рабочее напряжение U_e	В	690
Номинальное напряжение изоляции U_i	В	1000
Номинальное импульсное выдерживаемое напряжение	кВ	6/8/12
Номинальная частота тока	Гц	50/60
Степень загрязнения		3
Устойчивость к воздействию электрической дуги (300 мс, 760 В)	кА	50
<i>Электрические характеристики системы сборных (главных) шин</i>		
Номинальный ток I_n	А	до 6300
Номинальный ударный ток I_{pk}	кА	до 250
Номинальный кратковременно (1,0 с) выдерживаемый ток I_{cw}	кА	до 100
<i>Электрические характеристики системы распределительных шин</i>		
Номинальный ток I_n	А	до 2000
Номинальный ударный ток I_{pk}	кА	до 176
Номинальный кратковременно (1,0 с) выдерживаемый ток I_{cw}	кА	до 80
<i>Конструктивные параметры</i>		
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254		до IP 54
Материал корпуса шкафа		Оцинкованная листовая сталь



Серия инженера-конструктора

Вид разделения по ГОСТ Р 51321.1		до 4 b
<i>Габаритные размеры</i>		
- высота	мм	2200
- ширина	мм	400, 600, 800, 1000, 1200, 1400
- глубина	мм	400, 600, 800, 1000, 1200

6.9 Устройства компенсации реактивной мощности

6.9.1 Общие сведения

Большинство электрических устройств наряду с активной потребляют и реактивную мощность. Это такие нагрузки как асинхронные двигатели, трансформаторы и различные типы флуоресцентных ламп (так называемые нелинейные нагрузки).

Потребитель может ежемесячно покупать потребляемую реактивную мощность по специальному тарифу у электроснабжающей организации (выплата штрафов за реактивную мощность) или компенсировать ее, применяя устройства компенсации реактивной мощности.

Применение устройств компенсации реактивной мощности дает следующие преимущества:

- улучшение коэффициента мощности;
- снижение загрузки силовых трансформаторов;
- снижение загрузки питающих линий и распределительных устройств;
- снижение уровня высших гармоник в сети.

Как результат распределительные сети становятся более надежными и экономичными (срок окупаемости устройств компенсации реактивной мощности – 1-2 года).

В качестве устройств компенсации реактивной мощности компания АББ поставляет на российский рынок автоматические установки компенсации реактивной мощности следующих типов:

- MNS ACU;
- MNS ACUL.

Автоматическая установка KPM состоит из защитной и коммутационной аппаратуры, конденсаторов, управляющего контроллера и корпуса шкафа, куда встроена вышеперечисленная аппаратура. Таким образом, автоматическая установка KPM представляет собой НКУ. Все установки, поставляемые на российский рынок, сертифицированы на соответствие требованиям ГОСТ Р 51321.1.

Управление осуществляется ступенчато, в соответствии с потребностью в компенсации на данный момент времени. Конденсаторы набираются ступенями, самые распространенные из них 25 и 50 кВАр. При необходимости возможно объединить несколько ступеней в большую ступень.

Установки MNS ACU предназначены для применения в сетях НН с небольшим количеством нелинейных нагрузок в сети, генерирующих высшие гармоники (не более 15-20% от мощности питающего трансформатора).

Установки KPM типа MNS ACUL предназначены для применения в сетях НН с высоким содержанием высших гармоник в сети, вызванных работой нелинейных нагрузок (свыше 20% от мощности питающего трансформатора).

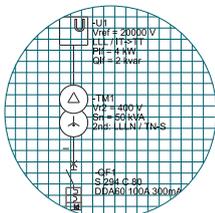
Отличие между установками предназначенными для приме-

нения в сетях НН с низким / высоким содержанием гармоник состоит в том, что в установках второго типа применяются защитные реакторы, необходимость применения которых обусловлена нижеизложенным.

Применение в электрических сетях все большего количества оборудования на базе силовой электроники, такого как частотные преобразователи, выпрямители, источники бесперебойного питания, и т.п., приводит к росту гармонических составляющих в сети и искажению синусоидальности кривых напряжения и тока. Содержание высших гармоник в сети ведет к увеличению тока в конденсаторах установок KPM, т. к. реактивное сопротивление конденсаторов с возрастанием частоты уменьшается. Увеличение тока в конденсаторах, в свою очередь, приводит к снижению срока их службы. Так же при неблагоприятных условиях могут возникнуть резонансные явления, т.к. емкость конденсаторов и индуктивность трансформатора и сети представляют собой резонансный контур. Если частота такого контура совпадает с частотой высших гармоник, то возможно возникновение колебаний со значительными сверхтоками и перенапряжениями, что приводит к перегрузкам и повреждениям в электрических установках.

Для предотвращения резонанса и перегрева конденсаторов необходимо использовать защитные реакторы, подключаемые последовательно с конденсаторами. Частота резонанса такого контура должна быть ниже частоты самой низкой гармоники из спектра помех, присутствующих в сети.

Таким образом, каждая ступень в установках KPM типа MNS ACUL состоит из реактора и конденсатора, обеспечивая тем самым как улучшение коэффициента мощности, так и предотвращение резонанса между конденсаторами и сетью.



Серия инженера-конструктора

6.9.2 Технические характеристики установки MNS ACU

Технические характеристики установки MNS ACU приведены в таблице 6.17.

Таблица 6.17

Наименование	Единица измерения	Значение
<i>Электрические характеристики</i>		
Номинальное рабочее напряжение	В	400, 525, 690
Номинальная частота тока	Гц	50
Номинальная мощность	кВАр	100...600
<i>Конструктивные параметры</i>		
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254		IP20...IP44
Конструктив корпуса шкафа		MNS
<i>Габаритные размеры</i>		
- высота	мм	2270
- ширина	мм	600, 1200
- глубина	мм	600

Типоряд установок MNS ACU на номинальное напряжение 400 В приведен в таблице 6.18.

Таблица 6.18.

Тип	Мощ. кВАр	Ступени, кВАр	Ном. ток, А	Выключатель нагрузки*	Контроллер	Ширина щита, мм
ACU100	100	2x25+50	200	OT630	RVC 6	600
ACU150	150	2x25+2x50	300	OT630	RVC 6	600
ACU200	200	4x50	400	OT630	RVC 6	600
ACU250	250	5x50	500	OT630	RVC 6	600
ACU300	300	6x50	600	OT630	RVC 6	600
ACU350	350	7x50	700	OT1250	RVC 8	1200
ACU400	400	8x50	800	OT1250	RVC 8	1200
ACU450	450	9x50	900	OT1250	RVC 12	1200
ACU500	500	10x50	1000	OT1250	RVC 12	1200
ACU550	550	11x50	1100	OT1250	RVC 12	1200
ACU600	600	12x50	1250	OT1250	RVC 12	1200

Примечания:

* - выключатели нагрузки устанавливаются по умолчанию в базовой комплектации.

6.9.3 Технические характеристики установки MNS ACUL

Технические характеристики установки MNS ACUL приведены в таблице 6.19.

Таблица 6.19.

Наименование	Единица измерения	Значение
<i>Электрические характеристики</i>		
Номинальное рабочее напряжение	В	400, 525, 690
Номинальная частота тока	Гц	50
Номинальная мощность	кВАр	75...600
<i>Конструктивные параметры</i>		
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254		IP20...44
Конструктив корпуса шкафа		MNS
<i>Габаритные размеры:</i>		
- высота	мм	2270
- ширина	мм	1050, 2100
- глубина	мм	600

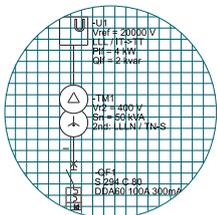
Типоряд установок MNS ACUL на номинальное напряжение 400 В приведен в таблице 6.20.

Таблица 6.20.

Тип	Мощность, кВАр	Ступени, кВАр	Ном. ток, А	Выключатель нагрузки*	Контроллер	Ширина щита, мм
ACUL100	100	2x25+50	200	OT630	RVC 6	1050
ACUL150	150	2x25+2x50	300	OT630	RVC 6	1050
ACUL200	200	4x50	400	OT630	RVC 6	1050
ACUL250	250	5x50	500	OT630	RVC 6	1050
ACUL300	300	6x50	600	OT630	RVC 6	1050
ACUL350	350	7x50	700	OT1250	RVC 8	2100
ACUL400	400	8x50	800	OT1250	RVC 8	2100
ACUL450	450	9x50	900	OT1250	RVC 12	2100
ACUL500	500	10x50	1000	OT1250	RVC 12	2100
ACUL550	550	11x50	1100	OT1250	RVC 12	2100
ACUL600	600	12x50	1250	OT1250	RVC 12	2100

Примечание

* - выключатели нагрузки устанавливаются по умолчанию в базовой комплектации.



Серия инженера-конструктора

7. Расчет токов короткого замыкания

7.1 Общие сведения

Методики расчёта токов короткого замыкания установлены в ГОСТ 28249 и ГОСТ Р 52735. Согласно п. 1.3 ГОСТ 28249 допускаются упрощенные методы расчёта токов КЗ, если их погрешность не превышает 10 %.

Методика расчета, разработанная Международной электротехнической комиссией, приведена в МЭК 60909 [3].

7.2 Рекомендации АББ по расчету токов КЗ при проектировании трансформаторных подстанций среднего/низкого напряжения

Для расчета токов КЗ при проектировании ТП СН/НН компанией АББ разработано специализированное программное обеспечение DOC2.

Алгоритм работы DOC2 разработан в соответствии с МЭК 60909. Программа применяется также для выбора электрооборудования при проектировании систем электроснабжения и, в частности ТП СН/НН.

Ниже приведены основные положения МЭК 60909 и пример расчета токов КЗ.

7.3 Данные, необходимые для расчета

Энергосистема (сети СН)

В сетях СН единственно известным параметром (в случае, если энергосетевая организация не предоставила необходимых данных) является номинальное напряжение. Чтобы рассчитать токи короткого замыкания, необходимо знать мощность короткого замыкания, которая может быть принята в зависимости от номинального напряжения сети согласно ГОСТ Р 55188 [4]. Уровни напряжения распределительных сетей СН и соответствующие им мощности короткого замыкания, (согласно ГОСТ Р 55188), приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Номинальное напряжение сети, кВ	Мощность трехфазного КЗ сети, МВА
До 10	500
Св. 10 до 35 включ.	2500

При расчете токов КЗ в соответствии с ГОСТ 28249 данные значения могут использоваться в качестве условной мощности короткого замыкания у выводов обмотки высокого напряжения трансформатора S_x (п. 1.8 ГОСТ 28249).

Синхронный генератор

Данными, обычно известными для электрических машин, являются номинальное напряжение $U_{ном}$ и полная номинальная мощность $S_{ном}$.

Для синхронного генератора, как и для любой электрической машины, чтобы провести полный анализ также необходимо рассмотреть:

- поведение в условиях установившегося режима для анализа проблем статической устойчивости.
- поведение в условиях переходного режима при внезапном изменении нагрузки для анализа проблем динамической устойчивости, и в особенности при возникновении трехфазного короткого замыкания.

Поэтому становится необходимым знать значения реактивного сопротивления машины, в частности:

- для первой проблемы определяющим параметром является синхронное реактивное сопротивление;
- для второй проблемы определяющими являются значения переходного реактивного сопротивления с соответствующими значениями постоянных времени и сверхпереходное реактивное сопротивление.

В настоящей брошюре статический и динамический анализы явлений, связанных с генераторами, подробно рассматриваться не будут, но следующие пункты следует изучить и определить:

- максимальное значение тока в начальные моменты короткого замыкания, от которого зависят механические напряжения в обмотках, соединительных шинах генератора с трансформатором и на опорах генератора;
- форму тока короткого замыкания, от которой зависит правильная координация устройств защиты. Времятоковая характеристика в режиме короткого замыкания выглядит обычным образом: прежде чем достичь установившегося значения, значения тока короткого замыкания выше и постепенно уменьшаются со временем.

Такое поведение объясняется тем, что полное сопротивление генератора, которое обычно состоит практически из одного только реактивного сопротивления, не имеет определенного значения, а изменяется во времени из-за магнитного потока, который не достигает установившегося режима мгновенно. Различные значения реактивного сопротивления обусловлены различными конфигурациями магнитного потока, главным образом из-за того, что магнитные линии поля проходят разный путь. Кроме того, в цепи содержится не одно индуктивное сопротивление, а несколько (сопротивления обмоток якоря, обмоток возбуждения, демпферных обмоток и они взаимосвязаны). В целях упрощения рассматривают только следующие параметры:

сверхпереходное реактивное сопротивление, продольная ось X''_d

переходное реактивное сопротивление, продольная ось X'_d

синхронное реактивное сопротивление, продольная ось X_d

Изменение данных параметров во времени влияет на ток короткого замыкания в генераторе. Реактивные сопротивления обычно выражаются в относительных единицах или в процентах от номинальных параметров машины.

Они могут быть получены из следующего соотношения:

$$x_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном} X}{U_{ном}} \cdot 100,$$

где:

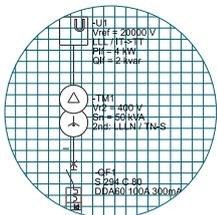
X – значение рассматриваемого реактивного сопротивления, [Ом];

$I_{ном}$ – номинальный ток машины;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение машины.

Количественно различные значения реактивных сопротивлений могут составлять:

- сверхпереходное реактивное сопротивление: для турбогенераторов значение лежит в пределах от 10% до 20% (машины с неявнополюсным ротором), а для машин с явнополюсным ротором от 15% до 30%;
- переходное реактивное сопротивление: для турбогенераторов значение может изменяться от 15% до 30% (изотропные машины с неявнополюсным ротором), а для машин с явнополюсным ротором от 30% до 40%;
- синхронное реактивное сопротивление: для турбогенераторов значение может изменяться от 120% до 200% (машины с неявнополюсным ротором), а для машин с явнополюсным ротором от 80% до 150%.



Серия инженера-конструктора

Трансформаторы

Рассмотрим трансформаторы СН/НН с первичными обмотками, соединенными в треугольник, и вторичными обмотками, соединенными в звезду с заземленной нейтральной точкой.

Электрическими параметрами трансформатора, которые обычно известны (в большинстве случаев это паспортные данные), являются:

- номинальная полная мощность $S_{\text{ном}}$ [кВА];
- номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$ [В];
- номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$ [В];
- напряжение короткого замыкания в процентах $U_{\text{к\%}}$ (например, 4% и 6%).

С помощью этих данных можно определить номинальные токи первичных и вторичных обмоток и токи в условиях короткого замыкания.

Значения напряжения короткого замыкания в зависимости от мощности трансформатора в соответствии с [4] представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Номинальная полная мощность $S_{\text{ном}}$, кВА;	Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к\%}}$
Не более 630	4
От 630 до 1250	5
От 1250 до 2500	6
От 2500 до 6300	7
От 6300 до 25000	8

Перегрузочная способность зависит от конструктивных особенностей каждого трансформатора. Обобщенная информация об этом представлена в Стандарте ANSI C57.92 и в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Кратность номинального тока трансформатора	Время, с
25	2
11,3	10
6,3	30
4,75	60
3	300
2	1800

Согласно п. 4.2 ГОСТ 30830 требования по допустимым нагрузкам и перегрузкам трансформаторов должны приниматься в соответствии с ГОСТ 14209.

Асинхронные двигатели

Для асинхронных двигателей обычно известны номинальная активная мощность [кВт], номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ и номинальный ток $I_{\text{ном}}$. Кроме того, задаются коэффициент полезного действия и коэффициент мощности.

В случае короткого замыкания асинхронный двигатель ведет себя как генератор с сверхпереходным реактивным сопротивлением от 20% до 25% от установившегося. Это означает, что ток в 4-5 раз больший, чем номинальный, подпитывает место короткого замыкания.

7.4 Методика расчета токов короткого замыкания

Рассмотрим электрическую сеть, изображенную на рис. 7.1, в которой произошло короткое замыкание на зажимах нагрузки. Данную сеть можно изучить, представив ее в виде электрической схемы, состоящей из активных и реактивных сопротивлений каждого электрического компонента.

Значения активных и реактивных сопротивлений должны быть приведены к одному и тому же значению напряжения, используемому при расчете короткого замыкания.

Связь между значением полного сопротивления Z_1 , приведенного к высшему напряжению (U_1), и значением Z_2 , приведенного к низшему напряжению, определяется коэффициентом трансформации:

$$K = \frac{U_1}{U_2}, \text{ откуда следует, что: } Z_2 = \frac{Z_1}{K^2}$$

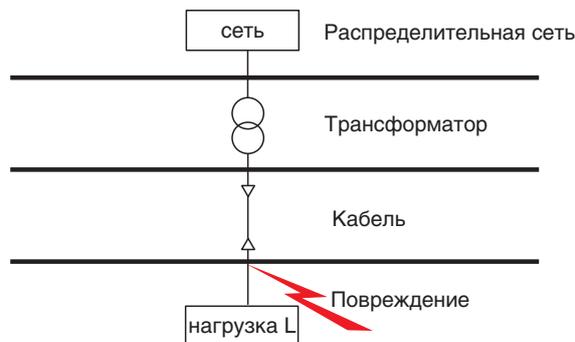


Рис. 7.1

Структура рассматриваемой электрической сети может быть представлена в виде последовательно соединенных элементов; таким образом, получаем эквивалентную цепь, как и показано на рис. 7.2, которая позволяет рассчитать полное эквивалентное сопротивление до точки повреждения.

По отношению к точке короткого замыкания эквивалентное напряжение источника определяется как:

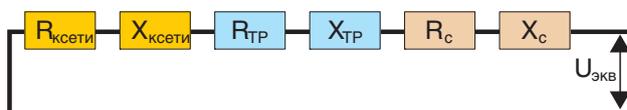
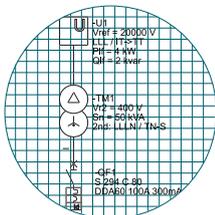


Рис. 7.2

Коэффициент "с" зависит от напряжения системы и учитывает влияние нагрузок и изменение напряжения сети.

$$U_{\text{ЭКВ}} = \frac{c \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

Основываясь на данных соображениях, можно определить значения активных и реактивных сопротивлений элементов, которые составляют электрическую установку.



Серия инженера-конструктора

Питающая сеть

В большинстве случаев, электроустановки питаются от распределительных сетей среднего напряжения, значения напряжения $U_{\text{сети}}$ которых и начальный ток короткого замыкания $I_{\text{ксети}}$ легко могут быть найдены.

Основываясь на этих данных, а также используя поправочный коэффициент, учитывающий падение напряжения при коротком замыкании, можно рассчитать полное сопротивление прямой последовательности сети при коротком замыкании по следующей формуле:

$$Z_{\text{ксети}} = \frac{c \cdot U_{\text{сети}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ксети}}}$$

Чтобы рассчитать активное и реактивное сопротивления сети, можно воспользоваться следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} X_{\text{ксети}} &= 0.995 \cdot Z_{\text{ксети}} \\ R_{\text{ксети}} &= 0.1 \cdot X_{\text{ксети}} \end{aligned}$$

Если известно значение полной мощности распределительной сети при коротком замыкании $S_{\text{ксети}}$, можно также рассчитать полное сопротивление сети по уравнению:

$$Z_{\text{ксети}} = \frac{U_{\text{сети}}^2}{S_{\text{ксети}}}$$

Трансформаторы:

Полное сопротивление трансформатора можно рассчитать, используя его номинальные параметры: номинальное напряжение $U_{2\text{ном}}$; полная мощность $S_{\text{номТР}}$; напряжение короткого замыкания $U_{\text{к\%}}$, по формуле:

$$Z_{\text{ТР}} = \frac{U_{2\text{ном}}^2 \cdot U_{\text{к\%}}}{100 \cdot S_{\text{номТР}}}$$

Активная составляющая может быть рассчитана по значению потерь $P_{\text{ТР}}$, приведенному к номинальному току по следующему выражению:

$$R_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ТР}}}{3 \cdot I_{2\text{ном}}^2}$$

Реактивная составляющая рассчитывается по классической формуле:

$$X_{\text{ТР}} = \sqrt{(Z_{\text{ТР}}^2 - R_{\text{ТР}}^2)}$$

Кабельные линии, проложенные открытым образом:

Значение сопротивления этих соединительных элементов зависит от различных факторов (конструктивное исполнение, температура и т.д.), которые влияют на активное и реактивное сопротивления линии. Эти два параметра, выраженные на единицу длины, указываются производителем кабеля.

Полное сопротивление находится по следующей формуле:

$$Z_c = L \cdot \sqrt{r_c^2 + x_c^2}$$

Значения активного сопротивления обычно задаются для температуры 20°C; чтобы рассчитать соответствующее сопротивление при различных рабочих температурах θ , можно воспользоваться формулой:

$$r_{\theta} = [1 + \alpha(\theta - 20)] \cdot r_{20}$$

где α – температурный коэффициент, зависящий от материала (для меди он равен 3.95×10^{-3}).

Расчет тока короткого замыкания:

Определив значения активных и реактивных сопротивлений короткого замыкания основных элементов цепи, можно приступить к расчету токов короткого замыкания.

В соответствии с рис. 7.2, воспользовавшись правилом сложения последовательных сопротивлений, получим:

- суммарное активное сопротивление короткого замыкания $R_{\Sigma\text{к}} = \Sigma R$;
- суммарное реактивное сопротивление короткого замыкания $X_{\Sigma\text{к}} = \Sigma X$.

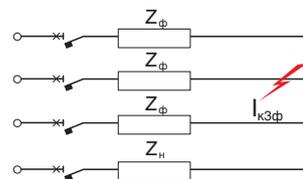
Если оба эти параметра известны, можно определить значение полного суммарного сопротивления короткого замыкания $Z_{\Sigma\text{к}}$:

$$Z_{\Sigma\text{к}} = \sqrt{(R_{\Sigma\text{к}}^2 + X_{\Sigma\text{к}}^2)}$$

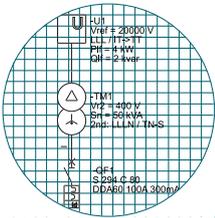
Определив эквивалентное сопротивление до точки повреждения, можно рассчитать ток трехфазного короткого замыкания:

Значение трехфазного симметричного тока короткого замыкания

$$I_{\text{к3ф}} = \frac{c \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma\text{к}}}$$



Данное повреждение рассматривается всегда как повреждение, вызывающее наибольшие токи (за исключением особых случаев). При отсутствии вращающихся машин, или если их влияние не учитывается, то эта величина отражает установившееся значение тока короткого замыкания цепи и является определяющей при выборе отключающей способности защитного аппарата.



Серия инженера-конструктора

7.5 Пример расчета токов короткого замыкания

Пример:

Проведем расчет тока короткого замыкания на примере схемы, приведенной на рис. 7.3:



Рис. 7.3

Мощность и ток короткого замыкания сети:

$$S_{\text{сети}} = 500 \text{ МВА}; I_{\text{сети}} = 31.8 \text{ кА.}$$

Номинальное напряжение сети СН: $U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$

Кабель СН:

Активное сопротивление $R_{\text{сСН}} = 360 \text{ мОм};$
 Реактивное сопротивление $X_{\text{сСН}} = 335 \text{ мОм.}$

Номинальная мощность трансформатора: $S_{\text{ном.ТР}} = 400 \text{ кВА};$

Номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора $U_{2\text{ном}} = 400 \text{ В};$

Данные трансформатора при коротком замыкании:
 $U_{\text{к\%}} = 4\%; P_{\text{к\%}} = 3\%.$

Кабель НН длиной $L = 5 \text{ м:}$

Активное сопротивление $R_{\text{сНН}} = 0.388 \text{ мОм};$
 Реактивное сопротивление $X_{\text{сНН}} = 0.395 \text{ мОм.}$

Учитывая все вышесказанное, расчет суммарного полного сопротивления проводится для того, чтобы отыскать ток трехфазного короткого замыкания в заданной точке.

Так как повреждение находится на стороне НН, все параметры, определенные для стороны СН, должны быть приведены к вторичному номинальному напряжению с применением коэффициента:

$$K = \frac{10000}{400} = 25$$

Сеть:

$$Z_{\text{сети}} = \frac{c \cdot U_{\text{сети}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{сети}}} = \frac{1.1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 31.8 \cdot 10^3} = 0.2 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сети } 400\text{В}} = \frac{Z_{\text{сети}}}{K^2} = \frac{0.2}{25^2} = 0.00032 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{сети } 400\text{В}} = 0.995 \cdot Z_{\text{сети } 400\text{В}} = 0.000318 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{сети } 400\text{В}} = 0.1 \cdot X_{\text{сети } 400\text{В}} = 0.0000318 \text{ Ом}$$

Кабель СН:

$$R_{\text{сСН } 400\text{В}} = \frac{R_{\text{сСН}}}{K^2} = \frac{360 \cdot 10^{-3}}{25^2} = 0.000576 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{сСН } 400\text{В}} = \frac{X_{\text{сСН}}}{K^2} = \frac{335 \cdot 10^{-3}}{25^2} = 0.000536 \text{ Ом}$$

Трансформатор:

$$Z_{\text{ТР}} = \frac{U_{2\text{ном}}^2 \cdot U_{\text{к\%}}}{100 \cdot S_{\text{ном.ТР}}} = \frac{400^2 \cdot 4}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 0.016 \text{ Ом}$$

$$P_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{к\%}} \cdot S_{\text{ном.ТР}}}{100} = \frac{3}{100} \cdot 400 \cdot 10^3 = 12 \text{ кВт}$$

$$I_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 577 \text{ А}$$

$$R_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ТР}}}{3 \cdot I_{2\text{ном}}^2} = \frac{12000}{3 \cdot 577^2} = 0.012 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ТР}} = \sqrt{(Z_{\text{ТР}}^2 - R_{\text{ТР}}^2)} = \sqrt{(0.016^2 - 0.012^2)} = 0.0106 \text{ Ом}$$

Кабель НН:

$$R_{\text{сНН}} = 0.388 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{сНН}} = 0.395 \text{ мОм}$$

Суммарное активное сопротивление короткого замыкания: $R_{\Sigma\text{к}} = \Sigma R$

$$R_{\Sigma\text{к}} = R_{\text{сети } 400\text{В}} + R_{\text{сСН } 400\text{В}} + R_{\text{ТР}} + R_{\text{сНН}}$$

$$R_{\Sigma\text{к}} = 0.0000318 + 0.000576 + 0.012 + 0.000388 = 0.013 \text{ Ом}$$

Суммарное реактивное сопротивление короткого замыкания: $X_{\Sigma\text{к}} = \Sigma X$

$$X_{\Sigma\text{к}} = X_{\text{сети } 400\text{В}} + X_{\text{сСН } 400\text{В}} + X_{\text{ТР}} + X_{\text{сНН}}$$

$$X_{\Sigma\text{к}} = 0.000318 + 0.000536 + 0.0106 + 0.000395 = 0.01185 \text{ Ом}$$

Значение симметричного тока трехфазного короткого замыкания:

Рассчитаем значение суммарного полного сопротивления короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma\text{к}} = \sqrt{(R_{\Sigma\text{к}}^2 + X_{\Sigma\text{к}}^2)} = \sqrt{(0.013^2 + 0.01185^2)} = 0.0176 \text{ Ом}$$

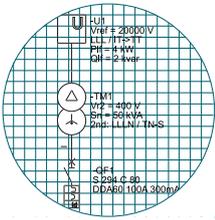
Учитывая коэффициент $c^{(1)} = 1.1$, получим значение тока короткого замыкания:

$$I_{\text{к3ф}} = \frac{c \cdot U_{2\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma\text{к}}} = \frac{1.1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0.0176} = 14443 \text{ А} = 14.45 \text{ кА}$$

Более подробный расчет тока короткого замыкания представлен в Приложении Б.

⁽¹⁾ коэффициент "с" необходим для того, чтобы учесть некоторые явления, не учитываемые при расчете, например, такие как:

- изменение напряжения во времени;
- изменение контактного сопротивления зажимов трансформатора;
- переходные явления в роторах машин (генераторы и двигатели).



Серия инженера-конструктора

В Стандарте МЭК 60909 [3] дается полезная информация по определению ударного тока и, в частности, предлагаются следующие формулы:

$$I_{уд} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_k$$

где коэффициент “к” может быть найден из формулы:

$$k = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot R}{X}}$$

Диаграммы приведены на рис. 7.5

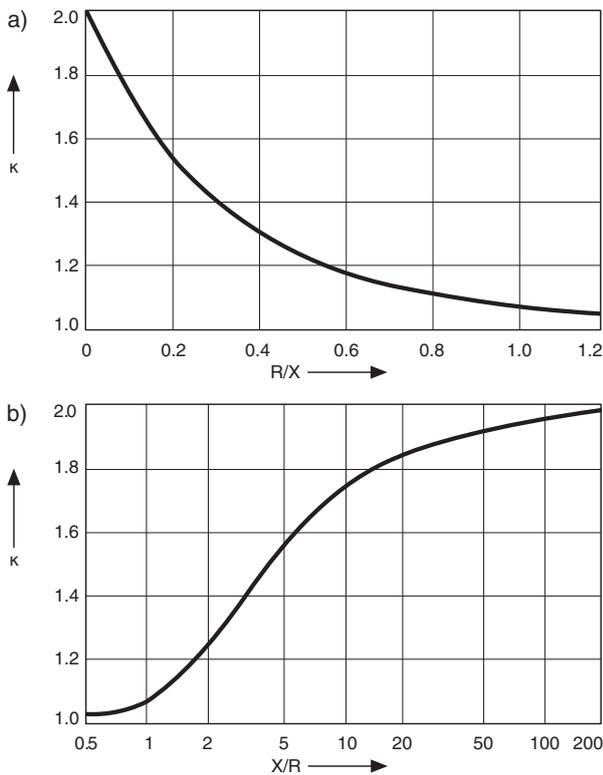


Рис. 7.5

7.8 Пример расчета ударных токов короткого замыкания

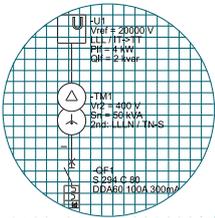
Пример:

Зная действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания $I_k = 33$ кА и коэффициент мощности в условиях короткого замыкания ($\cos \varphi_k = 0.15$), можно рассчитать ударное значение следующим образом:

из значения $\cos \varphi_k$ можно найти соотношение $X/R = 6.6$, а по графику или по формуле можно найти значение коэффициента $k=1.64$, при котором ударное значение $I_{уд} = 76.6$ кА при соответствующем токе трехфазного короткого замыкания $I_k = 33$ кА.

Для защиты электроустановки с номинальным напряжением 400 В, учитывая только ток трехфазного короткого замыкания, можно выбрать автоматический выключатель с отключающей способностью $I_{от} = 36$ кА, значение включающей способности которого составляет $I_{см} = 75.6$ кА, в соответствии со стандартом ГОСТ 50030.2. Такая включающая способность будет ниже ударного значения, которое будет иметь место в рассматриваемой электроустановке; таким образом, выбор автоматического выключателя будет некорректен, и необходимо выбрать исполнение автоматического выключателя с более высокой отключающей способностью (например, 50 кА) и соответственно более высокой включающей способностью, превосходящей ударное значение тока короткого замыкания.

Из вышеупомянутого видно, что в рассмотренном примере выбор автоматического выключателя исполнения “N” (отключающая способность 36 кА) – некорректен, и с учетом ударного значения, необходимо выбрать автоматический выключатель исполнения “S” или “H”.



Серия инженера-конструктора

8. Выбор электрооборудования

8.1 Выбор автоматических выключателей низкого напряжения

8.1.1 Основные технические характеристики

Согласно ГОСТ Р 50030.1 и ГОСТ 50030.2 автоматические выключатели НН имеют следующие основные технические характеристики:

- Номинальное рабочее напряжение U_e ;
- Номинальный длительный ток I_u (номинальный ток выключателя);
- Номинальный ток I_n ;
- Номинальная предельная наибольшая отключающая способность I_{cu} при коротком замыкании;
- Номинальная рабочая наибольшая отключающая способность I_{cs} при коротком замыкании;
- Номинальная наибольшая включающая способность I_{cm} при коротком замыкании;
- Номинальный кратковременно выдерживаемый ток I_{cw} .

Номинальное рабочее напряжение U_e – значение напряжения, на которое рассчитано электрооборудование, и которому соответствуют другие основные параметры оборудования. Обычно выражается, как напряжение между фазами.

Номинальный длительный ток выключателя I_u (номинальный ток выключателя) – значение тока, которое автоматический выключатель может проводить неограниченное время (недели, месяцы или даже годы). Данный параметр используется для определения типоразмера автоматического выключателя.

Номинальный ток I_n – значение тока, характеризующее защитный расцепитель, установленный на автоматический выключатель, и, в зависимости от доступных настроек расцепителя, определяет защитные характеристики самого автоматического выключателя. Данный ток обычно соотносится с номинальным током нагрузки, защищаемой автоматическим выключателем.

Номинальная предельная наибольшая отключающая способность I_{cu} при коротком замыкании – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, которое автоматический выключатель способен отключить.

Данная величина устанавливается в определенном тестовом цикле (O-t-CO), и испытательные методики представлены в ГОСТ Р 50030.2. Автоматические выключатели классифицируются в соответствии с уровнями исполнения, обозначаемыми буквами (“N”, “S”, “H”, “L” и т.д.) в соответствии с их отключающей способностью.

Номинальная рабочая наибольшая отключающая способность I_{cs} при коротком замыкании – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, которое автоматический выключатель способен отключить. Данная величина устанавливается в определенном тестовом цикле (O-t-CO-t-CO), испытательные методики представлены в ГОСТ Р 50030.2.

Данный параметр обычно выражается в процентах: 25% - 50% - 75% - 100% от номинальной предельной отключающей способности при коротком замыкании, например $I_{cs} = 75\% I_{cu}$.

Значение отключающей способности должно соотноситься с величиной тока короткого замыкания в месте установки самого автоматического выключателя и должны выполняться следующие условия $I_{cu} > I_k$ или $I_{cs} > I_k$.

Номинальная наибольшая включающая способность при коротком замыкании I_{cm} – максимальное ожидаемое значение тока, при котором автоматический выключатель обязан включиться. При переменном токе значение включающей способности автоматического выключателя в условиях короткого замыкания должно быть не ниже, чем его номинальная предельная наибольшая отключающая способность, умноженная на коэффициент “n”, а именно $I_{cm} = n \times I_{cu}$.

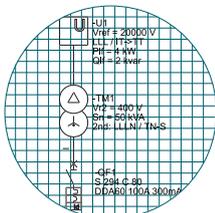
Такое значение I_{cm} должно соотноситься с ударным значением тока, измеренным в точке установки автоматического выключателя, и условие $I_{cm} > I_{уд}$ должно выполняться.

В таблице 8.1, соответствующей таблице 2 ГОСТ Р 50030.2 представлены значения коэффициента n.

Таблица 8.1

Отключающая способность I_{cu} , кА	Коэффициент мощности	n
$4,5 < I_{cu} \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I_{cu} \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I_{cu} \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I_{cu} \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I_{cu}$	0,2	2,2

Номинальный кратковременно выдерживаемый ток I_{cw} – действующее значение переменного тока, которое автоматический выключатель способен выдерживать без ухудшения характеристик за определенное время, предпочтительными значениями которого являются 1 и 3 сек.



Серия инженера-конструктора

Основные технические характеристики автоматических выключателей АББ, применяемых на ТП, приведены в таблицах 8.2 и 8.3.

Таблица 8.2 - Основные технические характеристики автоматических выключателей серии Tmax XT и Tmax

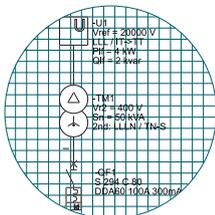
Наименование																
автоматический выключатель		XT1					XT2					XT3		XT4		
номинальное рабочее напряжение (Ue) [B]		690					690					690		690		
номинальный ток выключателя (In) [A]		160					160					250		160/250		
номинальная предельная отключающая способность (Icu)		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	
(AC) 50-60 Гц 220/230 В	[кА]	25	40	60	85	100	65	85	100	150	200	50	85	65	85	
(AC) 50-60 Гц 380/415 В	[кА]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	
(AC) 50-60 Гц 440 В	[кА]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	25	40	36	50	
(AC) 50-60 Гц 500 В	[кА]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	70	20	30	30	36	
(AC) 50-60 Гц 690 В	[кА]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	5	6	10	12	
номинальная рабочая отключающая способность (Ics)																
(AC) 50-60 Гц 220/230 В	[%Icu]	100%	100%	75%	75%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	100%	
(AC) 50-60 Гц 380/415 В	[%Icu]	100%	100%	100%	75%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50% ⁽²⁾	100%	100%	
(AC) 50-60 Гц 440 В	[%Icu]	75%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	100%	
(AC) 50-60 Гц 500 В	[%Icu]	100%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	50%	100%	100%	
(AC) 50-60 Гц 690 В	[%Icu]	100%	100%	75%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	75%	75%	50%	100%	100%	
номинальная включающая способность (Icm)																
(AC) 50-60 Гц 220/230 В	[кА]	52.5	84	143	187	220	143	187	220	330	440	105	187	143	187	
(AC) 50-60 Гц 380/415 В	[кА]	36	52.5	75.6	105	154	75.6	105	154	264	330	75.6	105	75.6	105	
(AC) 50-60 Гц 440 В	[кА]	30	52.5	75.6	105	143	75.6	105	143	220	330	52.5	84	75.6	105	
(AC) 50-60 Гц 500 В	[кА]	13.6	36	63	75.6	105	63	75.6	105	132	154	40	63	63	75.6	
(AC) 50-60 Гц 690 В	[кА]	4.3	5.9	9.2	13.6	17	17	24	30	36	40	7.7	13.6	17	24	

(1) для XT4 160 (2) 27кА (3) 75% для T5 630 (4) 50% для T5 630 (5) только для T7 800/1000/1250A

Таблица 8.3 - Основные технические характеристики автоматических выключателей серии Tmax 2

Наименование										
автоматический выключатель		E1.2				E2.2				
номинальное рабочее напряжение (Ue) [B]		690				690				
номинальный ток выключателя (In) [A]		B	C	N	L	B	N	S	H	
	[A]	630	630	250	630	1600	800	250	800	
	[A]	800	800	630	800	2000	1000	800	1000	
	[A]	1000	1000	800	1000		1250	1000	1250	
	[A]	1250	1250	1000	1250		1600	1250	1600	
	[A]	1600	1600	1250			2000	1600	2000	
	[A]			1600			2500	2000	2500	
	[A]							2500		
номинальная предельная отключающая способность (Icu)										
(AC) 50-60 Гц 400/415 В	[кА]	42	50	66	150	42	66	85	100	
(AC) 50-60 Гц 440 В	[кА]	42	50	66	130	42	66	85	100	
(AC) 50-60 Гц 500/525 В	[кА]	42	42	50	100	42	66	66	85	
(AC) 50-60 Гц 690 В	[кА]	42	42	50	60	42	66	66	85	
номинальная рабочая отключающая способность (Ics) [%Icu]		100	100	100 ⁽¹⁾	100	100	100	100	100	
номинальная включающая способность (Icm)										
(AC) 50-60 Гц 400/415 В	[кА]	88	105	145	330	88	145	187	220	
(AC) 50-60 Гц 440 В	[кА]	88	105	145	286	88	145	187	220	
(AC) 50-60 Гц 500/525 В	[кА]	88	88	105	220	88	145	145	187	
(AC) 50-60 Гц 690 В	[кА]	88	88	105	132	88	145	145	187	
ном. кратковременно-выдерживаемый ток (Icw) [кА]		(1сек)	42	42	50	15	42	66	66	85
	(3сек)		24	24	36	-	42	50	50	66

(1) Ics: 50 кА для напряжения 400...440 В



Серия инженера-конструктора

Типоразмеры автоматических выключателей Tmax XT и Tmax

XT4			T4						T5						T6				T7			
690			690						690						690				690			
160/250			250/320						400/630						630/800/1000				800/1000/1250/1600			
H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	S	H	L	V ⁽⁵⁾		
100	150	200	70	85	100	200	200	70	85	100	200	200	70	85	100	200	85	100	200	200		
70	120	150	36	50	70	120	200	36	50	70	120	200	36	50	70	100	50	70	120	150		
65	100	150	30	40	65	100	180	30	40	65	100	180	30	45	50	80	50	65	100	130		
50	60	70	25	30	50	85	150	25	30	50	85	150	25	35	50	65	40	50	85	100		
15	20	25(90 ⁽¹⁾)	20	25	40	70	80	20	25	40	70	80	20	22	25	30	30	42	50	60		
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	100%	100%	75%	100%	
100%	100%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	75%	75%	75%	75%	100%	75%	75%	75%	75%	
220	330	440	154	187	220	440	660	154	187	220	440	660	154	187	220	440	187	220	440	440		
154	264	330	75.6	105	154	264	440	75.6	105	154	264	440	75.6	105	154	220	105	154	264	330		
143	220	330	63	84	143	220	396	63	84	143	220	396	63	94.5	105	176	105	143	220	286		
105	132	154	52.5	63	105	187	330	52.5	63	105	187	330	52.5	73.5	105	143	84	105	187	220		
30	40	52.5	40	52.5	84	154	176	40	52.5	84	154	176	40	46	52.5	63	63	88.2	105	132		

Типоразмеры автоматических выключателей Emax 2

Типоразмеры автоматических выключателей Emax 2							
E4.2				E6.2			
690							
N	S	H	V	H	V	X	
3200	3200	3200	2000	4000	4000	4000	
4000	4000	4000	2500	5000	5000	5000	
			3200	6300	6300	6300	
			4000				
66	85	100	150	100	150	200	
66	85	100	150	100	150	200	
66	66	85	100	100	130	130	
66	66	85	100	100	100	120	
100	100	100	85	100	100	100	
145	187	220	330	220	330	440	
145	187	220	330	220	330	440	
145	145	187	220	220	286	286	
145	145	187	220	220	220	264	
66	66	85	100	100	100	120	
36	50	66	75	100	100	100	

8.1.2 Условия защиты электрооборудования автоматическими выключателями

Помимо выполнения условий, предъявляемых к электрическим параметрам автоматических выключателей (напряжение – ток – отключающая способность и т.д.), также необходимо выполнение условий защиты автоматическим выключателем соответствующего оборудования.

Ниже приводится краткий обзор методик проверки, которые необходимо выполнять, чтобы обеспечить защиту наиболее часто применяемых устройств в электроустановках. Данные методики соответствуют серии стандартов ГОСТ Р 50571 (МЭК 60364) [5]. Более подробно данные методики изложены в «Справочнике по электрооборудованию» [6].

Защита кабелей

Кабели должны быть защищены от перегрузки и короткого замыкания.

Для защиты от перегрузки должно выполняться следующее условие: $I_b \leq I_1 \leq I_2$,

где:

I_b – рабочий ток нагрузки;

I_1 – уставка защиты от перегрузки (функция “L”) выставляемая на расцепителе автоматического выключателя;

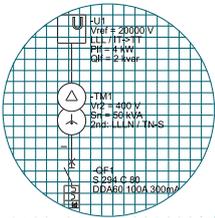
I_2 – длительно-допустимый ток кабеля;

Для защиты от короткого замыкания должно выполняться следующее условие: $K^2 S^2 \geq I^2 t$,

где:

$K^2 S^2$ – определенное значение теплового импульса, выдерживаемого кабелем, которое является функцией поперечного сечения S и постоянной K , для кабелей с ПВХ изоляцией равной 115, а для кабелей с полиэтиленовой изоляцией 143.

$I^2 t$ – определенное значение пропускаемого автоматическим выключателем теплового импульса при максимальном токе короткого замыкания электроустановки.



Серия инженера-конструктора

Максимально защищаемая длина

Методика расчета минимального тока КЗ в конце кабеля приведена в [5] и [6, стр. 481]. Данными методиками условием возникновения минимального тока КЗ принято однофазное КЗ на конце проводника.

Для сетей типа TN-S на стороне НН, в Стандарте МЭК 60364 (ГОСТ Р 50571) даются некоторые рекомендации для приближительного расчета и оценки минимального тока короткого замыкания в конце кабеля. В данном Стандарте принято, что условием возникновения минимального тока короткого замыкания является однофазное короткое замыкание в конце проводника.

В зависимости от того, распределен ли нейтральный проводник или нет, расчет должен производиться по следующим формулам:

TN-S: трехфазная трехпроводная система (двухфазное короткое замыкание)

$$I_{\text{кmin}} = \frac{0.8 \cdot U \cdot S_{\text{ф}}}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot L}$$

TN-S: трехфазная четырехпроводная система (короткое замыкание фазы на нейтраль)

$$I_{\text{кmin}} = \frac{0.8 \cdot U_0 \cdot S_{\text{ф}}}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot L}$$

где:

- U – линейное напряжение системы;
- U₀ – фазное напряжение системы;
- S_ф – сечение фазного проводника;
- ρ – удельное сопротивление материала проводника кабеля;
- m – отношение сопротивлений фазного и нейтрального проводников. В наиболее общем случае фазный и нейтральный проводники выполнены из одного материала, и коэффициент “m” становится отношением поперечных сечений фазного и нейтрального проводников;
- L – длина кабеля в метрах [м];
- I_{кmin} – минимальный ток короткого замыкания в конце кабеля.

Если в представленные формулы вместо значения I_{кmin} подставить значение уставки мгновенного срабатывания I_{3max}, включая максимальный допуск используемого автоматического выключателя, и в качестве искомой величины выбрать длину, то решение уравнений дает значение максимальной длины защищаемого кабеля при данных настройках магнитного расцепителя устройства защиты.

Получим следующие формулы:

$$L_{\text{max}} = \frac{0.8 \cdot U_0 \cdot S_{\text{ф}}}{1.5 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot I_{3\text{max}}}$$

$$L_{\text{max}} = \frac{0.8 \cdot U \cdot S_{\text{ф}}}{1.5 \cdot \rho \cdot 2 \cdot I_{3\text{max}}}$$

Защита от косвенного прикосновения

Защита от косвенного прикосновения заключается в защите людей от риска прикосновения к открытым проводящим частям электроустановок, которые в нормальном состоянии не должны находиться под напряжением, но в случае повреждения основной изоляции оказываются под напряжением. Автоматическое отключение питания необходимо, когда в случае повреждения напряжение прикосновения на металлических конструкциях достигает величин, опасных для человека или сохраняется в течение недопустимого времени.

Меры защиты от косвенного прикосновения в электроустановках НН представлены в главе 1.7 ПУЭ и ГОСТ Р 50571.3.

Защита генераторов

Для защиты генераторов от токов КЗ устройство защиты должно иметь следующие характеристики:

- Уставка защиты от перегрузки L равна или выше, чем номинальный ток генератора;
- Минимальное время срабатывания защиты от короткого замыкания (мгновенной I или с задержкой S);
- Защита от сверхтоков с учетом перегрузочной способности машины в соответствии с ГОСТ Р 52776 должна соответствовать условию отключения тока $1.5x I_{\text{номГ}}$ за 2 мин для генераторов с косвенным охлаждением обмоток статора и за 1 мин для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток статора, где I_{номГ} – номинальный ток генератора.

Защита трансформаторов

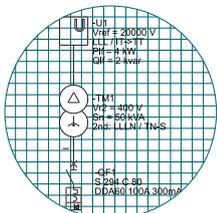
Рассмотрим трансформатор СН/НН для того, чтобы проанализировать характеристики устройства защиты, расположенного выше или ниже трансформатора.

Для вышестоящего автоматического выключателя необходимо учитывать кривую намагничивания трансформатора; данная кривая не должна иметь пересечений с времятоковой характеристикой автоматического выключателя. Отключающая способность должна соответствовать току короткого замыкания в сети перед трансформатором.

Нижестоящий автоматический выключатель должен иметь такую кривую срабатывания, чтобы была гарантирована защита от предельной тепловой перегрузки в случае возникновения короткого замыкания. Пределы тепловых воздействий в результате протекания тока короткого замыкания установлены в стандарте ГОСТ Р 55188 [4].

Данное условие должно выполняться также вышестоящим выключателем в случае, если короткое замыкание на вторичной стороне не вызывает срабатывания нижестоящего автоматического выключателя. В этом случае ток, приведенный к первичной стороне через коэффициент трансформации, должен быть действительно “видимым” вышестоящим автоматическим выключателем.

В общем, анализ поведения вышестоящего и нижестоящего выключателей при повреждении на вторичной стороне должен проводиться для токов, действительно воздействующих на аппараты.



Серия инженера-конструктора

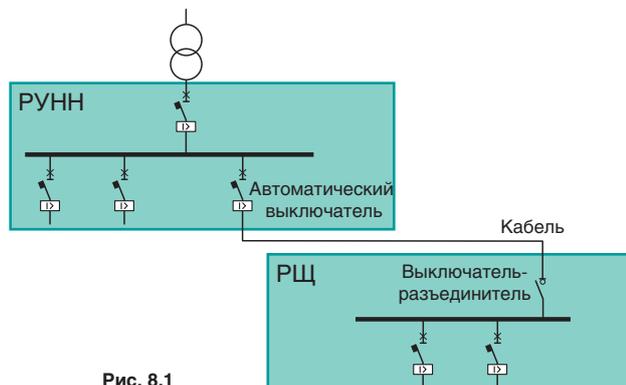
8.1.3 Координация автоматических выключателей с другими аппаратами защиты

Координация между автоматическими выключателями и выключателями-разъединителями

Разъединение должно гарантировать выведение из работы всей электроустановки или ее части, путем ее надежного отсоединения от источника питания, гарантирующего безопасность людей, выполняющих сервисные работы. Разъединение должно осуществляться устройством, размыкающим все свои полюса за одну операцию.

Линия ввода СН в ТП может оснащаться выключателями-разъединителями и заземляющим разъединителем, оснащенными устройством взаимной блокировки; они используются в случае проведения сервисных работ, чтобы автоматически заземлить входящую линию при отключении разъединителя.

На стороне НН выключатель-разъединитель может быть вводным аппаратом в распределительных щитах, соединенных с РУНН, как показано на рис. 8.1.



Разъединитель является коммутирующим устройством, обеспечивающим в разомкнутом состоянии определенное изоляционное расстояние между контактами. В общем, выключатель-разъединитель – это устройство, позволяющее осуществлять размыкание и замыкание цепей при небольших токах, и не оснащается защитными расцепителями.

Так как выключатели-разъединители не оснащаются устройствами, обеспечивающими их автоматическое размыкание, необходимо предусмотреть защитное устройство, например, автоматический выключатель, чтобы защитить выключатель-разъединитель в случае короткого замыкания. Это означает, что в случае короткого замыкания электрические явления, воздействующие на выключатель-разъединитель, обуславливаются поведением автоматического выключателя и должны быть выдержаны самим выключателем-разъединителем без ухудшения характеристик.

Для того, чтобы обеспечить координацию выключателей-разъединителей и автоматических выключателей, рекомендуется пользоваться разработанными АББ «Таблицами координации аппаратов защиты и управления» [7].

В зависимости от типа автоматического выключателя и выключателя-разъединителя, расположенного относительно него на стороне нагрузки, таблицы позволяют определить максимальный ток короткого замыкания, при котором данная комбинация аппаратов будет защищена.

Примеры, показывающие, как пользоваться таблицами представлены на рис. 8.2 и 8.3.

		Сторона питания					
		XT1D	XT3D	T4D	T5D		
		I _{cu} [kA]	2	3.6	3.6	6	
Сторона нагрузки	Исполнение	I _{cu} [kA]	I _{th} [A]				
			I _u [A]	160	250	320	400
XT1	B	16	160	16	16	16	16
	C	25		25	25	25	25
	N	36		36	36	36	36
XT2	N	36	160	36	36	36	36
	S	50		50	50	50	50
	H	70		70	70	70	70
	L	85		85	85	85	85

Рис. 8.2 – Координация выключателя в литом корпусе и выключателя-разъединителя, образованного из выключателя в литом корпусе

Таким образом, в отношении показанной комбинации между автоматическим выключателем типа XT2S160 на стороне питания и выключателя-разъединителя типа XT1D160 на стороне нагрузки защита разъединителя возможна при значениях тока КЗ до 50 кА.

		Сторона питания			
		OT	OT	OT	
		I _{cu} [kA]	200	250	315
Сторона нагрузки	Расцепитель	I _{th} [A]	I _u [A]		
			250	315	350
T5	TM	320	100*	100*	100*
		400	100**/***	100*	100*
		630			100***
	EL	320-630	100**/***	100**/**	100**/**

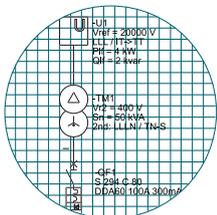
Рис. 8.3 – Координация выключателя в литом корпусе и выключателя-разъединителя типа OT

В комбинации, показанной на данном рисунке, между автоматическим выключателем T5.400 на стороне нагрузки и выключателем-разъединителем типа OT200 защита выключателя-разъединителя обеспечивается при токах КЗ до 100 кА.

Примечания к рис. 8.3:

* Следует выбирать наименьшее значение I_{cu} между значениями для автоматического выключателя и приведенными в таблице.

Например, если выбран автоматический выключатель исполнения N с отключающей способностью I_{cu}=36кА при 400В, то это означает, что ток короткого замыкания электроустановки должен быть ниже, чем 36кА (при использовании исполнения "N") и выключатель-разъединитель будет обязательно защищен, так как пределом защиты является 100кА. Если же был выбран автоматический выключатель исполнения L с отключающей способностью I_{cu}=200кА при 400В, то ток короткого замыкания в электроустановке может быть не больше 200кА, а выключатель-разъединитель будет защищен только до 100кА.



Серия инженера-конструктора

Расчет статической нагрузки L

Номинальный ток нагрузки:

- номинальный ток нагрузки:

$$I_{\text{номЛ}} = \frac{P_{\text{номЛ}} \times 1000}{\sqrt{3} \times U_{\text{2ном}} \times \cos\varphi} = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 541 \text{ A}$$

Расчет двигательной нагрузки M

Номинальный ток двигателя:

$$I_{\text{номДВ}} = \frac{P_{\text{номДВ}} \times 1000}{\sqrt{3} \times U_{\text{2ном}} \times \eta \times \cos\varphi} = \frac{90 \times 1000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 160 \text{ A}$$

Ток короткого замыкания двигателя:

$$I_{\text{кДВ}} = 4 \times I_{\text{номДВ}} = 4 \times 160 = 640 \text{ A}$$

Примечание: ток КЗ, рассчитанный без учета подпитки от двигателя, должен рассматриваться как ток КЗ на шине

Изучение координации и селективности защит СН и НН, находящихся в компетенции пользователя, можно начать с анализа характеристик и кривых срабатывания, установленных электроснабжающей организацией (кривая 1). Данная информация, как уже было сказано, обычно представляется в контрактном соглашении и определяет верхнюю границу настроек устройства СН потребителя по отношению к стороне питания.

По отношению к стороне нагрузки предел настроек защит СН потребителя определяется формой волны тока намагничивания трансформатора (кривая 2).

Рассматривая установку потребителя, имеющую устройство защиты СН, если соединительный кабель имеет такую длину, что трансформатор находится в том же помещении, то устройства защиты СН могут выполнять функции защиты от максимального тока (51) и защиту от максимального тока нулевой последовательности (51 N).

Координация защит СН и НН

На рис. 8.6 показаны кривые срабатывания защитных устройств СН и НН.

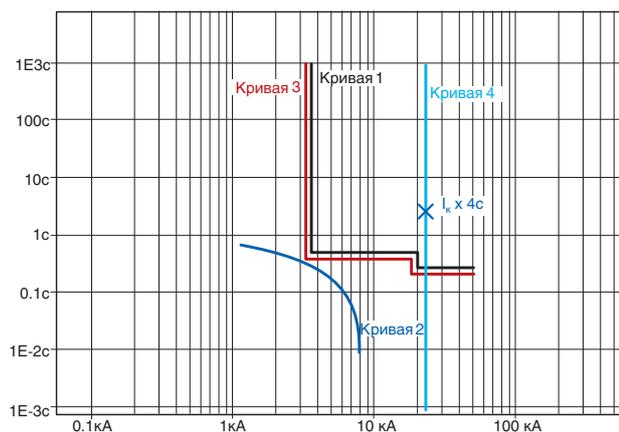


Рис. 8.6

Кривая 1 – кривая срабатывания устройства защиты СН электроснабжающей организации. По кривой 1 можно определить верхнюю границу настроек устройства защиты СН потребителя.

По отношению к стороне нагрузки предел настроек защит СН потребителя определяется формой волны тока намагничивания трансформатора (кривая 2 на рис. 8.6).

Выполнив условия селективности, изложенные в п. 6.1.2 настоящей брошюры, получим кривую 3, которой будут соответствовать следующие уставки аппарата защиты СН:

- порог срабатывания для низких токов $I >$: 65 A – 0.4 с, приведен к напряжению 20 кВ, что соответствует $65 \times 20000 / 400 = 3250$ A на стороне НН;

- порог срабатывания для больших токов $I >>$: 360 A – 0.2 с, приведен к напряжению 20 кВ, что соответствует $360 \times 20000 / 400 = 18$ кА на стороне НН.

Если сопоставить кривые защитных устройств с соответствующими токами короткого замыкания, то получим диаграмму, изображенную на рис. 8.7, где кривая 4 отражает значение тока КЗ на стороне НН, воздействующего на устройства СН.

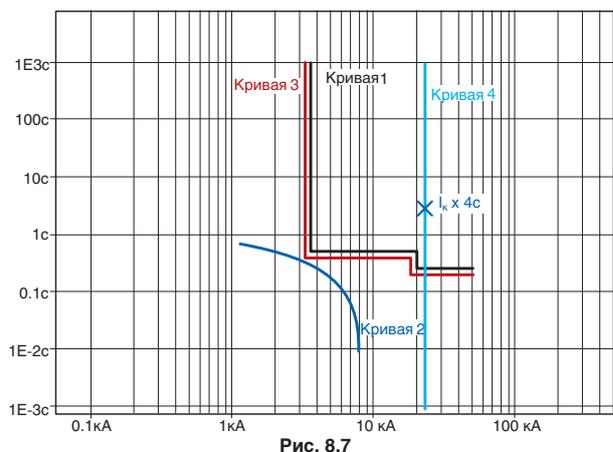


Рис. 8.7

Результаты анализа времятоковых кривых, показанных на рис. 8.7 следующие:

- кривые срабатывания устройства электроснабжающей организации (кривая 1) и потребителя (кривая 3), не пересекаются на всем токовом диапазоне и соотносятся определенным образом с током короткого замыкания на стороне НН (кривая 4). Поэтому, если не учитывать разбросы характеристик, свойственные устройствам любого типа, то можно сказать, что в данном примере **селективность между этими двумя аппаратами обеспечивается**. Если бы селективности не было, то оба устройства СН сработали бы одновременно, а выключатель СН электроснабжающей организации включился бы повторно и оставался бы во включенном состоянии, т.к. поврежденная цепь была бы отключена выключателем СН потребителя;

- характеристики обоих выключателей СН не пересекаются с кривой намагничивания трансформатора.

Выбор вводного аппарата защиты НН

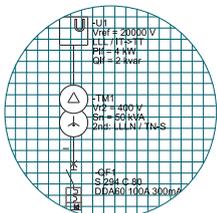
По отношению к уже определенным значениям токов короткого замыкания ($I_{\text{2к3ф}} = 23$ кА, $I_{\text{уд}} = 43.6$ кА) и к значению номинального тока вторичной обмотки трансформатора ($I_{\text{2ном}} = 1155$ А) аппарат защиты НН должен иметь:

- отключающую способность $I_{\text{от}}$, приведенную к стороне НН, большую, чем действующее значение тока короткого замыкания на шине НН ($I_{\text{от}} > I_{\text{2к3ф}}$);

- включающую способность $I_{\text{вкл}}$ выше, чем ударное значение тока короткого замыкания на шине НН ($I_{\text{вкл}} > I_{\text{уд}}$);

- номинальный длительный ток I_n (номинальный ток выключателя) не менее максимального тока электроустановки и также не менее номинального тока вторичной обмотки трансформатора;

- селективность с аппаратом защиты СН на стороне питания и с автоматическими выключателями на стороне нагрузки.



Серия инженера-конструктора

В соответствии с рассчитанными параметрами можно выбрать автоматический выключатель в литом корпусе серии Tmax T7S1250 PR332-LSI In1250, с $I_{cu} = 50$ кА при 400 В и $I_{cm} = 105$ кА.

Выбор аппарата защиты для статической нагрузки L

Выбор данного устройства должен осуществляться с учетом:

- тока короткого замыкания в точке установки (т.к. ограничение, вызванное кабелем, пренебрежимо мало, то можно пользоваться значением тока короткого замыкания на шине НН без учета кабеля). Поэтому $I_{2к3ф} = 23$ кА и I_{cu} должен быть $> I_{2к3ф}^2$;
- номинального длительного тока I_u (номинального тока выключателя), не меньшего максимального тока нагрузки;
- необходимости защиты кабеля от перегрузки ($I_B \leq I_1 \leq I_2$) и от короткого замыкания $K^2 S^2 \geq I^2 t$.

Следуя этим условиям, выбираем автоматический выключатель в литом корпусе серии Tmax T5N630 PR221DSLS/I In630.

Выбор аппаратов защиты двигательной нагрузки M

Как уже упоминалось в п. 8.1.2, для того, чтобы обеспечить координацию между аппаратами защиты и коммутации электродвигателей и автоматическими выключателями, рекомендуется пользоваться [7].

В данном случае мы рассматриваем нормальный прямой пуск типа 2, также нам из предыдущих расчетов известен ток КЗ на стороне НН (23 кА), поэтому следует использовать таблицу «Прямой пуск при 400/415 В - 36 кА - Тип 2 – Нормальный пуск» из [7]. По известной мощности двигателя (90 кВт) выбираем следующие аппараты:

- автоматический выключатель: XT3N250 MA 200 I3=2400A
- контактор: AF190
- тепловое реле: TA200DU200

Проверка селективности аппаратов защиты нагрузок с вводным аппаратом защиты НН

Выбрав автоматические выключатели для обоих типов нагрузки, рассмотрим автоматический выключатель наибольшего типоразмера (Tmax T5N630, выбранный в качестве аппарата защиты для статической нагрузки L) в целях проверки обеспечения селективности с вводным автоматическим выключателем (Tmax T7S1250).

С этой целью рассмотрим таблицу «MCCB – T5 при 415 В» из [7]. Фрагмент данной таблицы представлен на рис. 8.8.

Исполнение		Сторона нагрузки		T6		T7				
		Расцепитель		TM	EL	EL				
		I_u [A]	I_n [A]	800	800	1000	1250	1600		
Сторона питания	T5	N, S, H, L, V	TM	400	320	30	30	T	T	T
				400	30	30	T	T	T	
				630	500	30	T	T	T	
			EL	400	320	30	30	T	T	T
				400	30	30	T	T	T	
				630	630			T	T	T

Рис. 8.8

Как видно, для комбинации T7S1250 PR332-LSI In1250 — T5N 630 PR221DSLS/I In630 обеспечивается полная селективность.

После того, как автоматические выключатели были выбраны, следует провести их более детальное рассмотрение, чтобы определить правильные настройки и найти подтверждение правильности сделанного выбора.

Первым этапом является анализ настроек вводного автоматического выключателя НН. Защитные уставки данных устройств обуславливаются следующими факторами:

- поведение кривой 3, предварительно определенной для автоматического выключателя СН потребителя;
- защита трансформатора от перегрузки;
- обеспечение селективности с нижестоящими автоматическими выключателями.

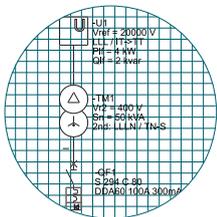
В частности, в соответствии с пунктом “б”, должны выполняться следующие условия:

- время срабатывания, соответствующее току короткого замыкания должно быть меньше 4 секунд (тепловая способность трансформатора противостоять короткому замыканию);
- настройки защиты от перегрузки должны быть сделаны в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50030.2, согласно которому характеристики срабатывания в условиях перегрузки должны иметь следующие свойства:
 - из холодного состояния выключатель не должен срабатывать за время, не меньшее установленного времени (2 часа) при токе равном $1.05 \times I_1$ (где I_1 ток уставки защиты);
 - из горячего состояния выключатель должен срабатывать за время, не большее установленного времени (2 часа) при токе равном $1.3 \times I_1$;
 - для значений токов в диапазоне от 1.05 до 1.3 от I_1 поведение автоматических выключателей стандартом не предписывается, даже если обычно срабатывание автоматического выключателя происходит в течение неопределенного времени.

Таким образом, учитывая вышеуказанные требования ГОСТ Р 50030.2, если уставка защитного расцепителя имеет значение $I_1 = I_{2ном}$ трансформатора, то ситуация должна быть следующей:

- $I < 1.05 \times I_1$: несрабатывание гарантировано, при возможной перегрузке трансформатора в 5%;
- $1.05 \times I_1 < I < 1.3 \times I_1$: время срабатывания неопределенно, и, в соответствии с наилучшим предположением, возможна 30% перегрузка трансформатора в течение 2 часов (хотя обычно автоматические выключатели срабатывают за гораздо меньшее время);
- $I > 1.3 \times I_1$: защита гарантируется в соответствии с кривыми срабатывания.

Что касается обеспечения селективности вводного автоматического выключателя, то для того, чтобы достичь предварительно определенного уровня селективности, необходимо, чтобы функция защиты от короткого замыкания с мгновенным срабатыванием I3 была отключена.



Серия инженера-конструктора

Рассмотрим времятоковую диаграмму, представленную на рис. 8.9.

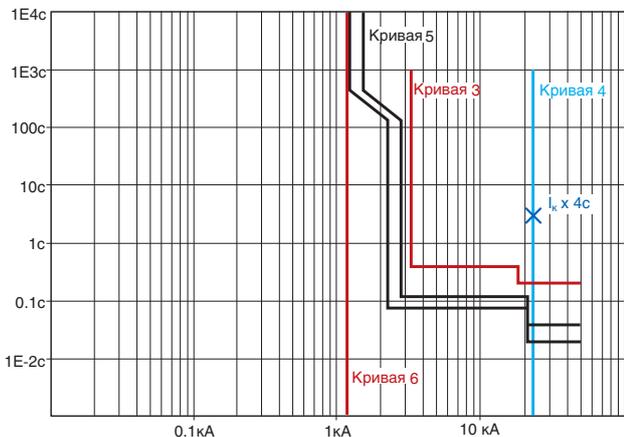


Рис. 8.9

Как видно из диаграммы, кривые 5 и 3 являются селективными.

Настройки вводного автоматического выключателя НН следующие:

L (защита от перегрузки; уставка I1-t1): $I1 = 0.925 \times In = 1156.25 \text{ A}$, $t1 = 18 \text{ c}$;

S (защита от короткого замыкания с задержкой; уставка I2-t2): $I2 = 2 \times In = 2500 \text{ A}$, $t2 = 0.1 \text{ c}$;

I (мгновенная защита от короткого замыкания; уставка I3): ВЫКЛ.

Определив кривую срабатывания вводного автоматического выключателя НН, проанализируем возможные уставки для автоматического выключателя статической нагрузки. Как уже говорилось, должна обеспечиваться защита соответствующего кабеля и не должно быть пересечений с кривой вводного автоматического выключателя НН.

Рассмотрим времятоковую диаграмму, представленную на рис. 8.10.

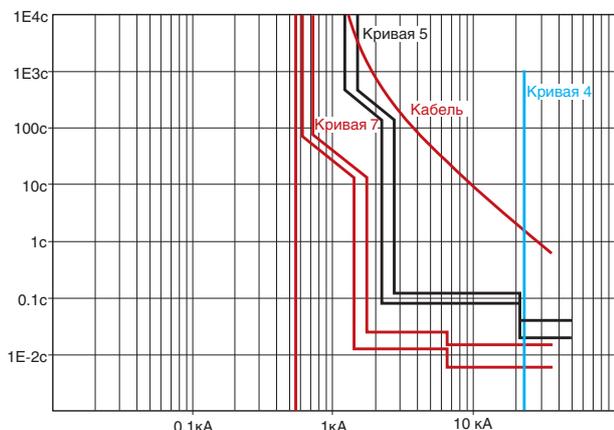


Рис. 8.10

Как видно из диаграммы, кривая кабеля лежит выше кривой 7 автоматического выключателя статической нагрузки, и не существует точек пересечения между данной кривой и кривой вводного автоматического выключателя НН.

Настройки автоматического выключателя статической нагрузки следующие:

L (защита от перегрузки; уставка I1-t1): $I1 = 0.88 \times In = 554.4 \text{ A}$, $t1 = 3 \text{ c}$;

S (защита от короткого замыкания с задержкой; уставка I2-t2): ВЫКЛ.;

I (мгновенная защита от короткого замыкания; уставка I3): $I3 = 2.5 \times In = 1575 \text{ A}$

Защита от замыканий на землю

Рассмотрим принципы защиты от замыканий на землю.

В случае, если защита от замыкания на землю на нейтральной точке звезды трансформатора отсутствует, то защита от сверхтоков на стороне СН трансформатора также удовлетворяет требованиям к защите от замыкания фазы на землю на вторичной стороне, как если бы это был общий автоматический выключатель НН.

Для трансформаторов со схемой соединения звезда треугольник с заземленной нейтралью при возникновении замыкания фазы на землю на стороне НН сразу за трансформатором возникнет ток короткого замыкания на стороне СН в $\sqrt{3}$ раз меньший, чем рассчитанный ток трехфазного короткого замыкания.

Если повреждение возникает на стороне питания вводного автоматического выключателя НН (т.е. на стороне НН трансформатора), то уставки защитного расцепителя должны иметь значения, чтобы при возникновении такого повреждения сработал аппарат защиты СН потребителя.

В соответствии с этими условиями и при учете предварительно рассчитанного тока короткого замыкания можно определить ток замыкания в рассматриваемой точке, действующий на автоматический выключатель СН:

$$I_{2\text{кФ-РЕ}} = \frac{I_{2\text{к}} \times 1000}{\sqrt{3}} = \frac{23 \times 1000}{\sqrt{3}} = 13.28 \text{ кА}$$

Так как первый порог аппарата защиты СН потребителя, приведенный к напряжению 400 В, был установлен на 3250 А, то это означает, что защита будет срабатывать при замыкании фазного проводника на землю на стороне НН.

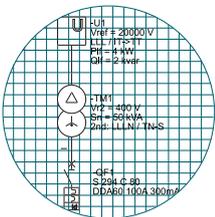
На стороне СН через коэффициент трансформации получим:

$$I_{1\text{кФ-РЕ}} = \frac{I_{2\text{кФ-РЕ}}}{k} = \frac{13280}{50} = 265.6 \text{ A}$$

что должно сопоставляться с первым пороговым значением срабатывания автоматического выключателя СН, равным 65 А.

На рис. 8.11 представлена диаграмма, где:

- кривая 4 показывает величину тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН;
- кривая 8 показывает ток, приведенный к стороне НН, который воздействует на выключатель СН (значение кривой 4, деленное на 3);
- кривая 3 показывает приведенную к стороне СН времятоковую характеристику автоматического выключателя СН.



Серия инженера-конструктора

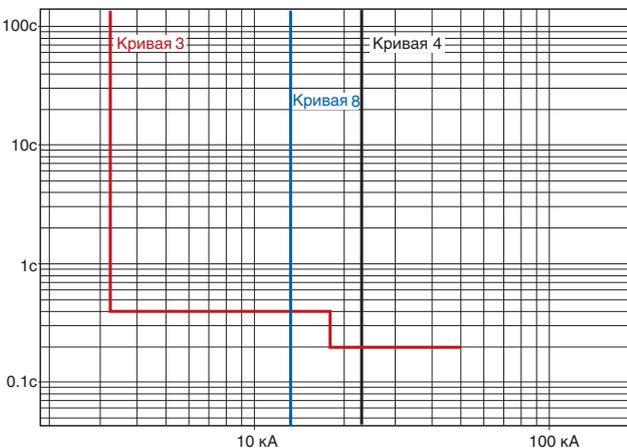


Рис. 8.11

Если присутствует защита нулевой последовательности, то ее порог срабатывания должен быть ниже порога функции «защита от сверхтока нулевой последовательности» (обозначение 51N согласно [8]). Значение указанной функции должно определяться электроснабжающей организацией (в случае, если она предоставляет такие данные).

В рассматриваемом примере данное значение было установлено на 4 А и 0.12 с; поэтому характеристика устройства СН потребителя могла бы быть настроена на 4 А и 0.05 с.

Данным настройкам соответствуют кривые, показанные на рис. 8.12:

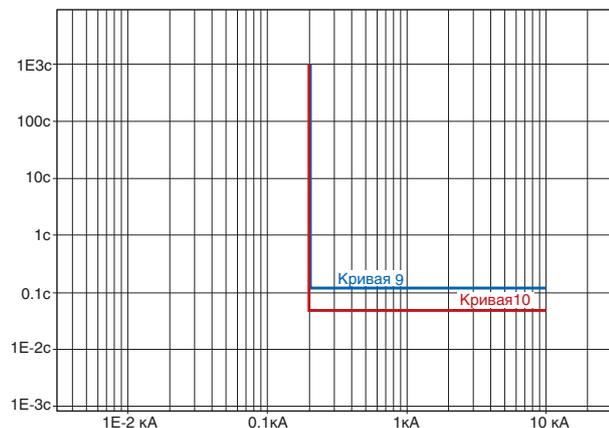


Рис. 8.12

- кривая 9 показывает пороговое значение срабатывания, установленное электроснабжающей организацией;
- кривая 10 показывает порог срабатывания защиты нулевой последовательности.

Очевидно, что такое поведение двух устройств защиты должно изучаться в соответствии с током замыкания на землю, заданным электроснабжающей организацией. Данная величина сильно зависит от того, заземлена нейтраль или изолирована, но в любом случае она должна быть выше порога срабатывания, установленного электроснабжающей организацией.

Если режим нейтрали меняется, то необходимо перепроверить методы защиты, задействованные в линии для обнаружения однофазного тока замыкания на землю.

Для направленной защиты от замыкания на землю используются принципы изменения модуля и фазы следующих электрических параметров, характеризующих повреждение:

- напряжение нулевой последовательности (напряжение между центральной точкой трансформатора звезды и землей), которое измеряется фазными трансформаторами напряжения с вторичными обмотками, соединенными в треугольник, в цепи которого измеряется сумма трехфазных напряжений;
- ток нулевой последовательности, который обнаруживает тороидальным трансформатором тока, измеряющим сумму трехфазных токов.

Данные виды защит используются в сетях с изолированной нейтралью, и не применяются в сетях с нейтралью, заземленной через сопротивление. В данном типе сети должна использоваться защита «направленная защита фазы от сверхтока» (обозначается 67 согласно [8]) с двумя настройками порога срабатывания:

- первая обнаруживает повреждение в сети, работающей с заземленной через сопротивление нейтралью;
- вторая обнаруживает повреждение в сети, работающей при изолированной нейтрали (ситуация возможная в крайне непродолжительные периоды времени, например, во время обслуживания или возникновения повреждений).

8.2 Выбор устройств защиты от импульсных перенапряжений

8.2.1 Основные технические характеристики

Согласно ГОСТ Р 51992 УЗИП имеют следующие основные технические характеристики:

- Уровень напряжения защиты U_p ;
- Импульсный ток I_{imp} ;
- Сопровождающий ток I_f .

Ниже приведены определения данных характеристик согласно п. 3 ГОСТ Р 51992 и разъяснения по поводу их использования при выборе УЗИП.

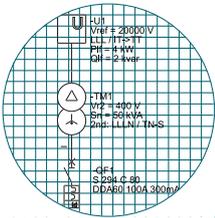
Уровень напряжения защиты U_p – параметр, характеризующий УЗИП в части ограничения напряжения на его выводах, который выбран из числа предпочтительных значений. Данное значение должно быть выше наибольшего из измеренных ограниченных напряжений.

Фактически U_p – это напряжение, сохраняющееся на устройстве защиты от перенапряжений во время замыкания импульса тока на землю. U_p не должно превышать импульсное напряжение, выдерживаемое оборудованием, которое включено в линию. OVR T1 имеет $U_p = 2,5$ кВ, OVR T1+2 имеет $U_p = 1,5$ кВ.

Импульсный ток I_{imp} – определяется пиковым значением тока I_{peak} и зарядом Q. Испытания проводят в рабочем циклическом режиме. Применяют при классификации УЗИП для испытательного класса I.

Фактически I_{imp} – это максимальный ток, который способно пропустить через себя УЗИП. При выборе данной характеристики необходимо обращать внимание на форму волны тока. В результате прямого попадания молнии образуется ток с формой волны 10/350 (наиболее сложный случай).

Сопровождающий ток I_f – ток, подаваемый электрической силовой системой и проходящий через УЗИП после разрядного токового импульса. Сопровождающий ток существенно отличается от длительного рабочего тока I_c .



Серия инженера-конструктора

В нормальном состоянии УЗИП имеет очень большое сопротивление, порядка 100 МОм. При импульсном перенапряжении потенциал между электродами разрядника возрастает за несколько мкс, что приводит к возникновению электрической дуги и через разрядник начинает протекать импульсный ток. Далее импульсный ток переходит в сопровождающий ток, равный току короткого замыкания, и протекает до тех пор, пока не будет прерван самим УЗИП или вышестоящим устройством защиты.

8.2.2 Выбор УЗИП

Выбор УЗИП необходимо осуществлять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571-4-44 и ГОСТ Р 50571.5.53.

Для того, чтобы правильно выбрать устройство защиты от импульсных перенапряжений, необходимо знать следующие параметры сети:

- Расчетный ток короткого замыкания;
- Тип системы заземления;
- Выдерживаемые защищаемым оборудованием импульсные перенапряжения.

Знание расчетного тока короткого замыкания необходимо, чтобы выбрать сопровождающий ток I_f УЗИП, который должен быть больше или равен значению тока короткого замыкания. Также значение расчетного тока короткого замыкания необходимо, для того, чтобы правильно подобрать аппарат защиты УЗИП – его номинальная отключающая способность должна быть больше либо равна расчетному току короткого замыкания.

Знание типа системы заземления необходимо, чтобы определить необходимое количество полюсов УЗИП. Так, для защиты сети TN-C можно использовать одно трехполюсное устройство или три однополюсных, которые устанавливаются на каждую фазу.

Знание выдерживаемых импульсных перенапряжений защищаемого оборудования необходимо для того, чтобы выбрать уровень защитного напряжения U_p УЗИП.

Согласно требованиям ГОСТ Р 50571-4-44 оборудование, устанавливаемое в РУНН ТП, должно выдерживать импульсные перенапряжения до 4,0 кВ. Для защиты данного оборудования достаточно применения УЗИП класса I, ограничивающих перенапряжения до 2,5 кВ, а именно OVR T1 (обозначение УЗИП производства АББ).

8.2.3 Пример выбора УЗИП

Ниже приведен пример выбора УЗИП для сети, имеющей следующие характеристики:

- Расчетный ток короткого замыкания - 25 кА;
- Тип сети TN-C;
- Выдерживаемые защищаемым оборудованием импульсные перенапряжения - до 2,5 кВ.

Определим основные характеристики необходимого УЗИП, а также параметры аппарата, его защищающего:

$$I_f \geq 25 \text{ кА};$$

число полюсов – 3;

$$U_p = 2,5 \text{ кВ};$$

$$I_{cu} \text{ защищающего УЗИП аппарата} \geq 25 \text{ кА}.$$

Данным требованиям удовлетворяют следующие устройства:

- трехполюсное устройство OVR T1 3L 25 255 TS ($I_f = 50 \text{ кА}; U_p = 2,5 \text{ кВ};$)

- три однополюсных устройства OVR T1 25 255 ($I_f = 50 \text{ кА}; U_p = 2,5 \text{ кВ};$)

Устройство защиты УЗИП – предохранитель FU103 10x38 STD 32A с держателем E931.

8.3 Выбор устройств компенсации реактивной мощности

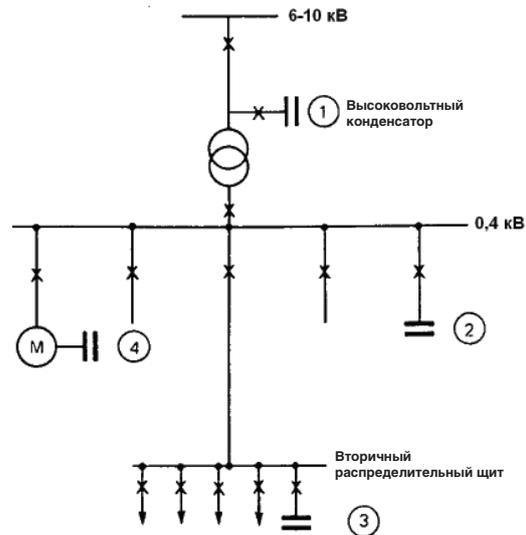
8.3.1 Методика выбора устройств КРМ

Методика выбора устройств КРМ заключается в выборе устройств, позволяющих улучшить коэффициент мощности потребителя до требуемого значения и состоит из следующих этапов:

- выбор места установки устройства КРМ;
- вычисление мощности устройства КРМ;
- проведение необходимых проверок и расчетов;
- выбор устройства КРМ.

Выбор места установки устройства КРМ

В зависимости от особенностей конкретной электроустановки устройства КРМ могут быть установлены, как показано на рис. 8.13.



- 1 : На вводе на стороне СН
- 2 : На главной распределительной шине
- 3 : На вторичной распределительной шине
- 4 : Индивидуальные конденсаторы на нагрузках

Вычисление мощности устройства КРМ, проведение необходимых проверок и расчетов

В общем случае, $Q_c = K_c \times P$, где

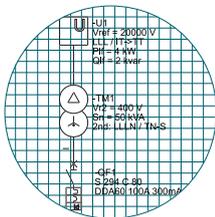
$$K_c = \tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$$

Q_c – мощность установки КРМ;

P – активная мощность;

φ_1 – коэффициент мощности до применения установки КРМ;

φ_2 – требуемый коэффициент мощности;



Серия инженера-конструктора

Для определения коэффициента K_c существует специальная таблица, по которой, зная $\cos \varphi_1$ и $\cos \varphi_{23}$, можно определить данный коэффициент, не прибегая к математическим вычислениям. Таблицу можно найти, например, в [6].

Способ вычисления активной мощности P , а также проведение необходимых проверок и расчетов устройства КРМ зависит от места его установки.

В п. 8.3.2 будет приведен пример ее вычисления в случае установки устройства КРМ на главной распределительной шине. Более подробная информация содержится в [6].

Выбор устройства КРМ

Устройства КРМ АББ серий MNS ACU, MNS ACUL выбираются по следующим техническим характеристикам:

- номинальная мощность;
- номинальное напряжение;
- номинальный ток;
- количество подключаемых ступеней;
- необходимость защиты от резонансных явлений с помощью реакторов.

Необходимая мощность набирается ступенями по 25 и 50 кВАр, при этом количество ступеней не должно превышать количество выходов контроллера, устанавливаемого в установку КРМ, т.к. к каждому выходу может быть подключена одна ступень. Количество выходов контроллера обозначается цифрой, например, RVC6 имеет 6 выходов.

В случае необходимости защиты от резонансных явлений требуется применение защитных реакторов, в таком случае должна выбираться установка MNS ACUL.

8.3.2 Пример выбора устройств КРМ

Ниже приведен пример выбора устройств КРМ для сети, показанной на рис. 8.14.

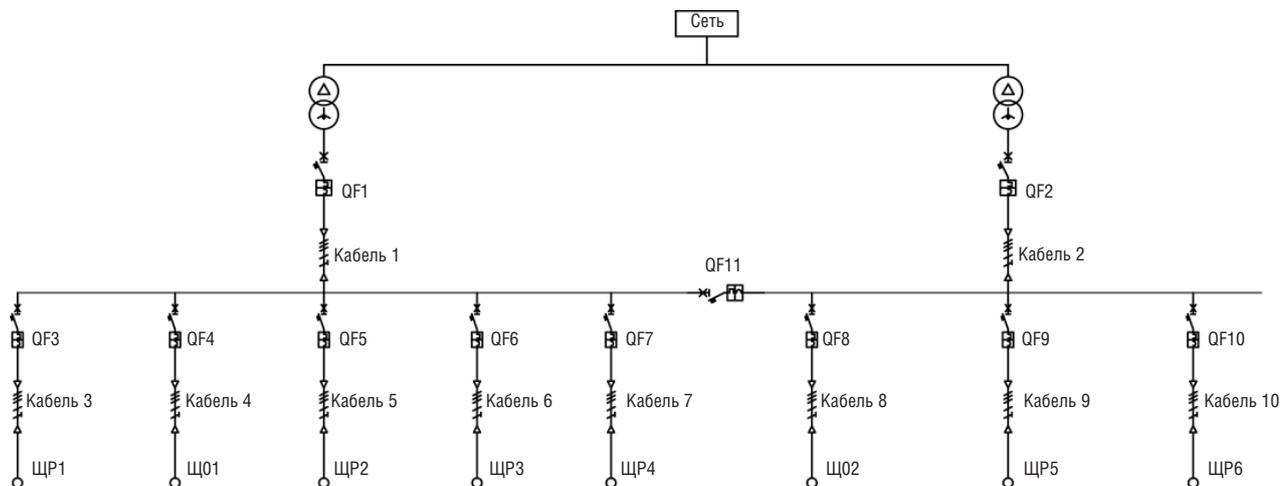


Рис. 8.14

Технические характеристики устройств, образующих сеть, следующие:

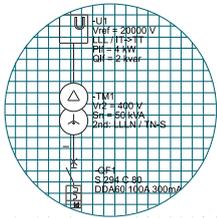
Питающая сеть:

- Номинальное напряжение 10 кВ;
- Частота 50 Гц;
- Коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,75$;
- Коэффициент мощности в условиях короткого замыкания $\cos \varphi_k = 0,3$.

Трансформаторы 1, 2:

- Номинальное напряжение первичной обмотки 10 кВ;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки 400 В;

- Номинальная мощность $S = 800$ кВА;
- Напряжение короткого замыкания $U_{к\%} = 6\%$;
- Потери при коротком замыкании $P_{к\%} = 1.1\%$.



Серия инженера-конструктора

Данные по кабелям и нагрузкам, подключаемым через вторичные распределительные щиты, представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4

Наименование характеристики	№№ кабеля									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина, м	10	10	40	25	50	25	20	45	50	25
Сечение фазных проводников, мм ²	1000	1000	95	70	95	95	95	95	185	240
Сечение N, PE, мм ²	500	500	50	35	50	50	50	50	95	120
Обозначение щита										
			ЩР1	ЩО1	ЩР2	ЩР3	ЩР4	ЩО2	ЩР5	ЩР6
Номинальный ток нагрузки, А			187	172,6	247,43	192,5	268,1	254,7	350,5	481,1
Коэффициент мощности (cos φ)			0,85	0,92	0,7	0,75	0,7	0,85	0,7	0,75

Выбор места установки устройства КРМ

В качестве места установки устройств КРМ приняты главные распределительные шины, как показано на рис. 8.15.

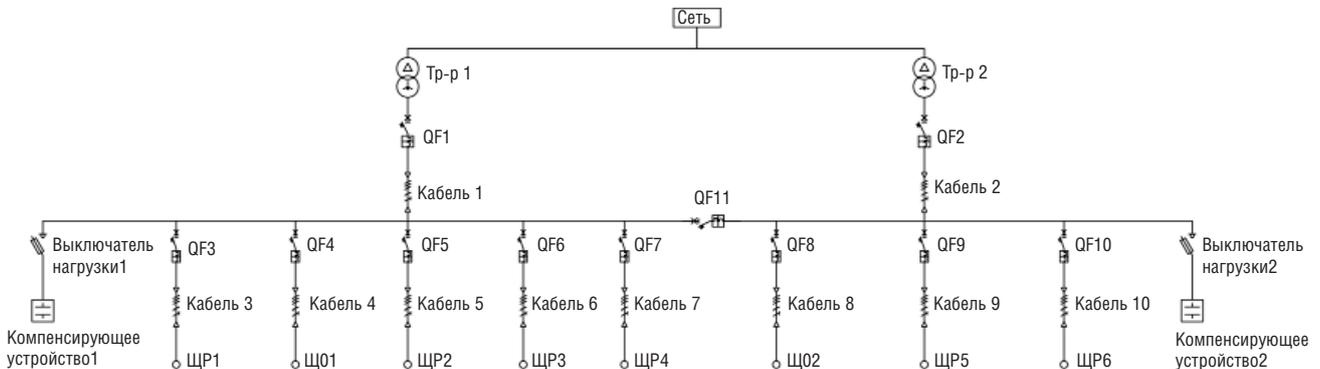


Рис. 8.15

Вычисление мощности устройств КРМ

Требуемые мощности устройств определим по формуле

$$Q_c = K_c \cdot P$$

Суммарные активные мощности нагрузок, получающих питание от каждого из двух трансформаторов, определим по формуле

$$P = \sum_{i=1}^n \sqrt{3} U \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i$$

подставив значения из таблицы 8.3, получим:

- суммарная нагрузка на первый трансформатор

$$P_{\Sigma 1} = 570 \text{ кВт};$$

- суммарная нагрузка на второй трансформатор

$$P_{\Sigma 2} = 570 \text{ кВт}.$$

Суммарные коэффициенты мощности всех нагрузок для каждого трансформатора определим по формуле

$$\sum \cos \varphi = \frac{\sum P}{\sum S}, \text{ где}$$

$$\sum S = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}$$

$$\sum Q = \sum P \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

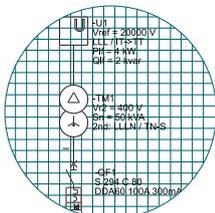
Получим:

- суммарный коэффициент мощности нагрузки для первого трансформатора $\cos \varphi_{\Sigma 1} = 0,78$;
- суммарный коэффициент мощности нагрузки для второго трансформатора $\cos \varphi_{\Sigma 2} = 0,76$.

Определим коэффициент K_c при помощи таблицы, приведенной на рис. 8.16.

K_c	$\cos \varphi_2$												
$\cos \varphi_1$	0.80	0.85	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.60	0.583	0.714	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0.61	0.549	0.679	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.515	0.646	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0.63	0.483	0.613	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.581	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.419	0.549	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0.66	0.388	0.519	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.358	0.488	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.328	0.459	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.299	0.429	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.270	0.400	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.242	0.372	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.344	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.316	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.159	0.289	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.262	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.235	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.079	0.209	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.052	0.183	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.026	0.156	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80		0.130	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750

Рис. 8.16



Серия инженера-конструктора

Получим:

- для первого устройства КРМ $K_c = 0,474$;
- для второго устройства КРМ $K_c = 0,526$.

Зная для каждого трансформатора K_c и P , определим требуемые мощности устройств КРМ:

- для первого трансформатора $Q_{c1} = 270$ кВАр;
- для второго трансформатора $Q_{c1} = 300$ кВАр.

Проведение необходимых проверок и расчетов

Проверим каждую из пар трансформатор-установка КРМ на отсутствие резонанса.

Из условия резонанса $X_C = X_L$ определим резонансную частоту для каждого из трансформаторов.

$$\frac{1}{\omega_0 \cdot C} = \omega_0 \cdot L, \text{ отсюда}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}}, \text{ где}$$

$$C = \frac{Q_c}{U^2 \cdot \omega \cdot 3} \quad (\text{соединение - «треугольник», } \omega - \text{ круговая частота сети)}$$

При пренебрежимо малом активном сопротивлении обмотки трансформатора $L = \frac{Z_T}{\omega}$, где полное сопротивление

$$\text{обмотки трансформатора } Z_T = \frac{U^2}{S} \cdot \frac{U_{к\%}}{100}$$

Получим:

- резонансная частота для первого трансформатора $f_1 = 608$ Гц;

- резонансная частота для второго трансформатора $f_2 = 577$ Гц.

Данные частоты не являются близкими к 3-ей, 5-ой и 7-ой гармоникам, поэтому устройства КРМ не требуют установки реакторов, защищающих сеть от гармоник.

Расчитаем номинальные токи устройств КРМ по формуле

$$I_n = \frac{Q_c}{3U}$$

Получим:

- номинальный ток устройства КРМ для первого трансформатора $I_{n1} = 225$ А ;
- номинальный ток устройства КРМ для второго трансформатора $I_{n2} = 250$ А .

Выбор устройств КРМ

Итак, для выбора устройств КРМ известны:

- номинальные мощности - 270 и 300 кВАр;
- номинальное напряжение - 400 В;
- номинальные токи - 225 и 250 А;
- количество подключаемых ступеней (6 (5x50 + 1x25) кВАр и 6 (6x50 кВАр)) ;
- необходимость защиты от резонансных явлений с помощью реакторов - не требуется.

На основании данных технических характеристик следует выбрать следующие устройства КРМ:

- для первого трансформатора - MNS ACU300 (со ступенями 5x50 + 1x25);
- для второго трансформатора - MNS ACU300.

8.3.3 Количественная оценка преимуществ использования устройств КРМ

В данном пункте принято:

$\cos\varphi_1$ - коэффициент мощности нагрузки до применения устройств КРМ;

$\cos\varphi_2$ - коэффициент мощности нагрузки после применения устройств КРМ.

Количественные оценки преимуществ использования устройств КРМ на примере, рассмотренном в п. 8.3.2 будут сведены в таблицу 8.5.

Снижение требуемой полной мощности трансформатора

Требуемая полная мощность трансформатора вычисляется по формуле:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}$$

Снижение требуемой полной мощности трансформатора вычисляется по формуле:

$$(\Delta S)\% = \left(1 - \frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2}\right) \cdot 100\%$$

Снижение потребляемого тока

Потребляемый ток вычисляется по формуле:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Снижение потребляемого тока вычисляется по формуле:

$$(\Delta I_n)\% = \left(1 - \frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2}\right) \cdot 100\%$$

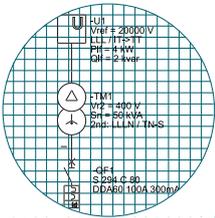
Снижение тепловых потерь в кабеле

Тепловые потери в кабеле вычисляются по формуле:

$$P_{\text{каб.}} = I^2 \cdot R_{\text{каб.}}$$

Снижение тепловых потерь в кабеле вычисляется по формуле:

$$(\Delta I^2 R)\% = \left(1 - \frac{\cos\varphi_1^2}{\cos\varphi_2^2}\right) \cdot 100\%$$



Серия инженера-конструктора

Снижение тепловых потерь в трансформаторе

Потери в трансформаторе вычисляются по формуле:

$$P_T = P_{CU} \cdot \frac{P}{S \cdot \cos\varphi}$$

Снижение тепловых потерь в трансформаторе вычисляется по формуле:

$$(\Delta TP_{TP})\% = \left(1 - \frac{P_{CU}^2 \cdot \cos\varphi_1}{P_{CU}^1 \cdot \cos\varphi_2}\right) \cdot 100\%$$
, где

P_{CU}^1 - потери в меди до применения устройств КРМ;

P_{CU}^2 - потери в меди после применения устройств КРМ;

Снижение падения напряжения в кабеле

Падение напряжения в кабеле вычисляется по формуле:

$$\Delta U_K = I_b k \cdot \frac{L}{n} (r \cdot \cos\varphi + x \cdot \sin\varphi)$$
, где

I_b – номинальный рабочий ток в кабеле;

k – коэффициент, равный:

- 2 для однофазной и двухфазной систем;

- $\sqrt{3}$ для трехфазной системы;

L – длина проводника;

n – число параллельных проводников на фазу;

r – удельное активное сопротивление кабеля;

x – удельное реактивное сопротивление кабеля.

Также для определения падения напряжения без проведения вычислений рекомендуется пользоваться таблицами из [6].

Снижение падения напряжения в кабеле вычисляется по формуле:

$$(\Delta(U_K))\% = \left(1 - \frac{I_{b2} \cdot (r \cdot \cos\varphi_2 + x \cdot \sin\varphi_2)}{I_{b1} \cdot (r \cdot \cos\varphi_1 + x \cdot \sin\varphi_1)}\right) \cdot 100\%$$

Снижение падения напряжения в трансформаторе

Падение напряжения на выводах трансформатора вычисляется по формуле:

$$\Delta U_T = R_T \cdot I_r \cdot \cos\varphi + X_T \cdot I_r \cdot \sin\varphi$$
, где

$$Z_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_r}{S}; R_T = \frac{P_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_r}{S}; X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$

$$I_r = \frac{S}{\sqrt{3}U_r}$$

Снижение падения напряжения в трансформаторе вычисляется по формуле:

$$(\Delta(U_T))\% = \left(1 - \frac{R_T \cdot I_r \cdot \cos\varphi_2 + X_T \cdot I_r \cdot \sin\varphi_2}{R_T \cdot I_r \cdot \cos\varphi_1 + X_T \cdot I_r \cdot \sin\varphi_1}\right) \cdot 100\%$$

Таблица 8.5 – Количественные оценки преимуществ использования устройств КРМ

Наименование технической характеристики	ТР1*		ТР2	
	ДО**	ПОСЛЕ	ДО	ПОСЛЕ
Коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$	0.78	0.95	0.76	0.95
Требуемая полная мощность трансформатора, кВА	731	600	750	600
Снижение требуемой полной мощности трансформатора, %	18		20	
Потребляемый ток, А	1055	866	1083	866
Снижение потребляемого тока, %	18		20	
Снижение тепловых потерь в кабеле, %	33		36	
Тепловые потери в трансформаторе, кВт	7.4	6.6	7.6	6.5
Снижение тепловых потерь в трансформаторе, %	11		14	
Падение напряжения в трансформаторе, В	9.4	6.1	9.9	5.7
Снижение падения напряжения в трансформаторе, %	35		42	

Примечания:

* ТР1 – первый трансформатор, ТР2 – второй;

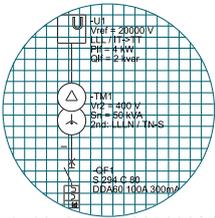
** ДО – технические характеристики рассматриваемой в п. 8.3.2 электроустановки до применения устройств КРМ, ПОСЛЕ – после применения устройств КРМ.

Как видно из таблицы 8.5, применение устройств КРМ дает ряд преимуществ, самое значимое из которых – снижение требуемой полной мощности трансформаторов. Так, в рассмотренном примере после применения устройств КРМ появляется возможность вместо трансформаторов на 800 кВА применять трансформаторы на 630 кВА.

Снижение потребляемых токов, в свою очередь, дает возможность использовать аппараты защиты на меньшие номиналы, что также ведет к экономии денежных средств.

8.3.4 Применение программного обеспечения DOC2

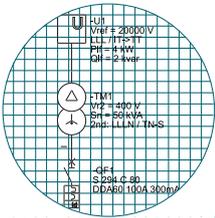
Для выбора мощности устройств КРМ можно также пользоваться специализированным программным обеспечением DOC2, разработанным АББ. Мощность устройств выбирается исходя из требуемого коэффициента мощности нагрузки.



Серия инженера-конструктора

Библиография

- [1] Г.Н. Ополева Схемы и подстанции электроснабжения. М.: «Форум- Инфра-М», 2006
- [2] Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова Электроснабжение цехов промышленных предприятий. М.: НТФ «Энергопресс», «Энергетик», 2003
- [3] МЭК 60909 Токи короткого замыкания в системах трехфазного переменного тока: Часть 0. Расчет токов, Часть 1. Коэффициенты для расчета токов короткого замыкания в соответствии с МЭК 60909-0
- [4] ГОСТ Р 55188 Трансформаторы силовые. Стойкость к коротким замыканиям.
- [5] Серия ГОСТ Р 50571 (МЭК 60364) Электроустановки низковольтные.
- [6] Электрические устройства. Справочник по электрооборудованию, АББ, 2014
- [7] Таблицы координации аппаратов защиты и управления, АББ, 2009
- [8] ANSI/IEEE C37.2 Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations (Стандартные номера функций и обозначения контактов устройств систем электроснабжения).



Приложение А

Расчет ударного тока трансформатора

Ударный ток трансформатора возникает в процессе намагничивания трансформатора при его вводе в работу, воздействуя на аппарат защиты СН.

Данный расчет позволяет определить временные уставки аппарата защиты СН, которые необходимо сделать для предотвращения его срабатывания.

Расчет основан на эмпирическом методе, предполагающем использование диаграммы срабатывания аппаратов защиты СН, приведенной на рис. А.1, а также таблиц А.1 и А.2. В рисунке и таблицах используются следующие обозначения:

t_r - уставка времени задержки;

$\tau_{уд}$ – постоянная времени ударного тока;

$I_{уд}$ – ударный ток трансформатора;

I_r' - порог срабатывания (приведенный к первичной обмотке);

$I_{1\text{ номТР}}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора;

$S_{\text{ номТР}}$ – номинальная мощность трансформатора.

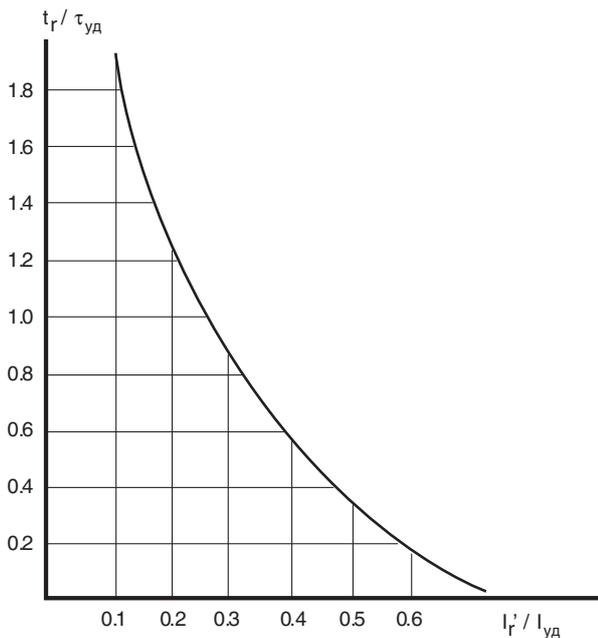


Рис. А.1 – Диаграмма срабатывания аппаратов защиты СН

На диаграмме показана кривая, отделяющая области возможного срабатывания устройства защиты (слева от кривой) и гарантированного несрабатывания (справа от кривой).

Таблица А.1 – Зависимости коэффициента k_i и $\tau_{уд}$ от $S_{\text{ номТР}}$ для масляных трансформаторов

$S_{\text{ номТР}}$ [кВА]	$k_i = \frac{I_{уд}}{I_{1\text{ номТР}}}$	$\tau_{уд}$ [сек]
50	15	0.10
100	14	0.15
160	12	0.20
250	12	0.22
400	12	0.25
630	11	0.30
1000	10	0.35
1600	9	0.40
2000	8	0.45

Таблица А.2 – Зависимости коэффициента k_i и $\tau_{уд}$ от $S_{\text{ номТР}}$ для трансформаторов с литой изоляцией

$S_{\text{ номТР}}$ [кВА]	$k_i = \frac{I_{уд}}{I_{1\text{ номТР}}}$	$\tau_{уд}$ [сек]
200	10.5	0.15
250	10.5	0.18
315	10	0.2
400-500	10	0.25
630	10	0.26
800-1000	10	0.3
1250	10	0.35
1600	10	0.4
2000	9.5	0.4

Пример расчета ударного тока трансформатора

Исходные данные для расчета:

- Тип трансформатора – масляный;
- $S_{\text{ номТР}} = 630$ кВА;
- Напряжение первичной обмотки – 10 кВ.

В результате расчета получим номинальный ток первичной обмотки трансформатора $I_{1\text{ номТР}} = 36,4$ А. Учитывая номинальную мощность $S_{\text{ номТР}}$ по таблице А.1 получим значения $k_i = 11$ и $\tau_{уд} = 0.30$ с. Используя k_i , найдем максимальное значение ударного тока $I_{уд} = 36,4 \times 11 = 400$ А. Если принять порог срабатывания защиты $I_r' = 40$ А, то получим:

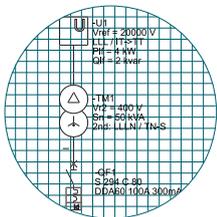
$$\frac{I_r'}{I_{уд}} = \frac{40}{400} = 0.1$$

а в соответствии с кривой на рис. 1 найдем:

$$\frac{t_r}{\tau_{уд}} = 1.82$$

в результате рассчитаем $t_r = 1.82 \cdot 0.30 = 0.546$ сек, что означает минимальную временную задержку устройства защиты СН, чтобы избежать нежелательных срабатываний.

Учет явления тока намагничивания должен осуществляться также и для трансформаторов НН/НН, но в данном случае рассматриваются защитные характеристики выключателя НН.



Серия инженера-конструктора

Применяя ниже следующую формулу, можно проследить кривую изменения тока намагничивания во времени и ее взаимодействие с автоматическим выключателем НН:

$$I_{уд} = \frac{k_i \cdot I_{1номТР}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{уд}}}$$

Если электрические величины, представленные в формуле, не указаны производителем, то они могут быть взяты из представленных таблиц.

Различные параметры имеют одинаковые значения.

Рассмотрим трансформатор НН/НН и соответствующий выключатель НН на стороне питания.

По уже заданным параметрам, которые определяются номинальной мощностью трансформатора, по данной формуле найдем кривую намагничивания, показанную на диаграмме, представленной на рис. А.2.

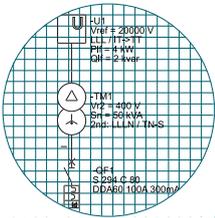
На той же диаграмме показана кривая срабатывания автоматического выключателя на стороне питания трансформатора.

Смысл диаграммы – показать, что характеристики магнитной защиты (функции “L” и “I”) не должны пересекаться с кривой намагничивания, и как характеристика защитной функции “L” должна располагаться относительно номинального тока первичной обмотки трансформатора.

Дополнительные сведения по расчету



Рис. А.2



Приложение Б

Дополнительные сведения по расчету токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания является одной из классических проблем, с которой сталкиваются инженеры-проектировщики. Знание значений этих токов является необходимым для правильного выбора кабелей и трансформаторов, и, в первую очередь, защитных устройств. Если нет необходимости в точном анализе, учитывающем электромагнитные и электромеханические переходные процессы, то изучение токов короткого замыкания является довольно несложной задачей с концептуальной точки зрения, так как оно основывается на нескольких принципах, которые, однако, необходимо понимать и правильно использовать. Но такое изучение может быть более сложным с расчетной точки зрения, например, если сеть имеет уникальные параметры, если сеть кольцевая, или если иметь дело с несимметричными повреждениями.

Ниже приводится пример расчета токов короткого замыкания с использованием сначала точного метода, основанного на теории симметричных составляющих, а затем с использованием менее точного метода, называемого "методом мощностей".

Схема сети, для которой будет проведен расчет, представлена на рис. Б.1.

Расчет методом симметричных составляющих

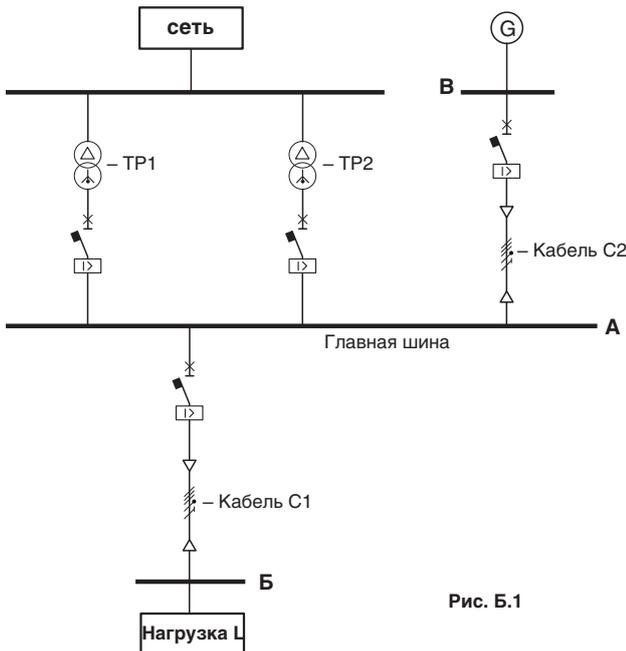


Рис. Б.1

Данные электроустановки

Ниже приводятся заданные электрические данные элементов цепи:

Питающая сеть (сеть)

$U_{1ном} = 20$ кВ	номинальное напряжение
$f = 50$ Гц	номинальная частота
$S_k = 750$ МВА	мощность короткого замыкания сети
$\cos\varphi_k = 0.2$	коэффициент мощности в условиях короткого замыкания

Трансформаторы TP1-TP2

$U_{1ном} = 20$ кВ	номинальное напряжение первичной обмотки
$U_{2ном} = 400$ В	номинальное напряжение вторичной обмотки
$S_{ном} = 1600$ кВА	номинальная мощность
$U_{k\%} = 6$ %	падение напряжения в процентах при коротком замыкании
$P_{k\%} = 1$ %	номинальные потери в процентах

Генератор G

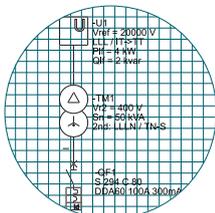
$U_{2ном} = 400$ В	номинальное напряжение
$S_{ном} = 1250$ кВА	номинальная полная мощность
$\cos\varphi_{ном}$	номинальный коэффициент мощности
$X''_{d\%} = 14$ %	сверхпереходное реактивное сопротивление в процентах, продольная ось
$X''_{q\%} = 20$ %	сверхпереходное реактивное сопротивление в процентах, поперечная ось
$X'_{d\%} = 50$ %	синхронное переходное реактивное сопротивление в процентах
$X_{d\%} = 500$ %	синхронное реактивное сопротивление в процентах
$X_{2\%} = 17$ %	реактивное сопротивление обратной последовательности при коротком замыкании в процентах
$X_{0\%} = 9$ %	реактивное сопротивление нулевой последовательности в процентах
$T''_d = 40$ мс	сверхпереходная постоянная времени
$T'_d = 600$ мс	переходная постоянная времени
$T_a = 60$ мс	постоянная времени статора (якоря) (т.е. ее однонаправленная составляющая)

Кабель C1

Длина $L = 50$ м	
Сечение: $3 \times (2 \times 185) + 3 \times (2 \times 95) + G185$	
$R_{F1} = 2.477$ мОм	активное сопротивление фазы
$X_{F1} = 1.850$ мОм	реактивное сопротивление фазы
$R_{N1} = 4.825$ мОм	активное сопротивление нейтрали
$X_{N1} = 1.875$ мОм	реактивное сопротивление нейтрали
$R_{PE1} = 4.656$ мОм	активное сопротивление защитного проводника PE
$X_{PE1} = 1.850$ мОм	реактивное сопротивление защитного проводника PE

Кабель C2

Длина $L = 15$ м	
Сечение: $3 \times (2 \times 500) + 3 \times (2 \times 300) + G500$	
$R_{F2} = 0.2745$ мОм	активное сопротивление фазы
$X_{F2} = 1.162$ мОм	реактивное сопротивление фазы
$R_{N2} = 0.451$ мОм	активное сопротивление нейтрали
$X_{N2} = 1.177$ мОм	реактивное сопротивление нейтрали
$R_{PE2} = 0.517$ мОм	активное сопротивление защитного проводника PE
$X_{PE2} = 1.162$ мОм	реактивное сопротивление защитного проводника PE



Серия инженера-конструктора

Метод симметричных составляющих основан на принципе того, что любой набор трех векторов может быть вычислен, как три набора векторов:

- прямая последовательность – набор, образованный тремя векторами, равными по величине и сдвинутыми друг относительно друга на 120° , а также имеющими такую же последовательность фаз, что и начальная система;
- обратная последовательность - набор, образованный тремя векторами, равными по величине, сдвинутыми друг относительно друга на 120° и имеющими обратную последовательность фаз, относительно начальной системы;
- нулевая последовательность, набор, образованный тремя векторами, равными по величине и совпадающими по фазе.

Основываясь на этом принципе, общая несимметрия и несбалансированность трехфазной системы может быть снижена путем отдельного изучения эквивалентных трехфазных систем, которые относятся соответственно к прямой, обратной и нулевой последовательностям.

Изучение данных систем проводят путем построения схем замещения. Что касается прямой и обратной последовательностей, то их схемы замещения практически не отличаются при отсутствии роторных машин. Если же такие машины присутствуют (асинхронные двигатели и синхронные генераторы), то эквивалентные сопротивления положительной и отрицательной последовательностей значительно отличаются.

Сопротивления нулевой последовательности также сильно отличаются от предыдущих и зависят от состояния нейтрали.

Ниже (рис.Б.2-Б.4) представлены расчетные схемы для трехфазного, двухфазного, и однофазного коротких замыканий, а также замыкание на землю и соответствующие формулы для расчета токов короткого замыкания.

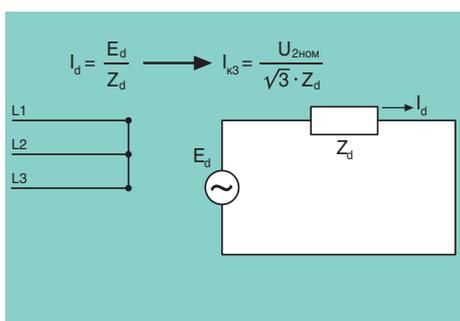


Рис. Б.2 – Расчетная схема и формула при трехфазном КЗ

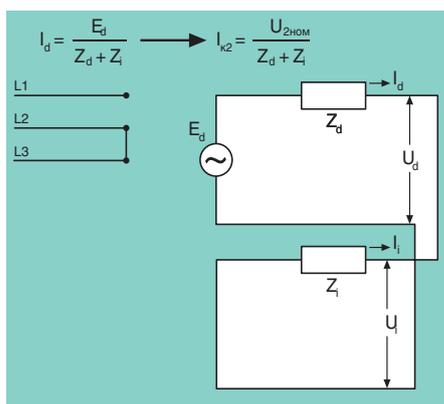


Рисунок Б.3 – Расчетная схема и формула при двухфазном КЗ

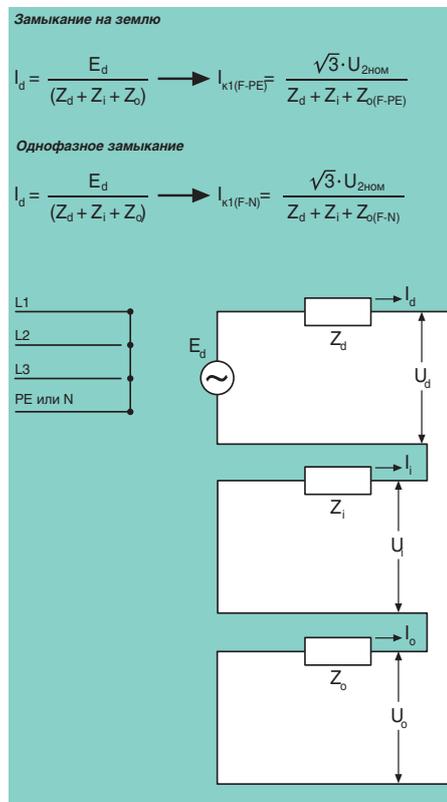


Рис. Б.4 – Расчетная схема и формулы при замыкании на землю и однофазном КЗ

На представленных выше рисунках используются следующие индексы:

- d – значение величины прямой последовательности;
- i – значение величины обратной последовательности;
- o – значение величины нулевой последовательности.

Рассмотрим схему, представленную на рис. Б.1. Будем считать, что данная схема является промышленной электроустановкой, в которой для упрощения рассматривается единственный отходящий кабель (С1). Также принимается во внимание только статическая нагрузка, и не учитывается пренебрежимо малый вклад двигателей в ток КЗ (т.е. считается, что выполняется условие $\sum I_{НОМДВ} \leq I_k / 100$, предписываемое МЭК 60909 [3], где $I_{НОМДВ}$ – номинальный ток различных двигателей, а I_k – начальное значение тока короткого замыкания на шине без учета вклада двигателей).

Питающая сеть

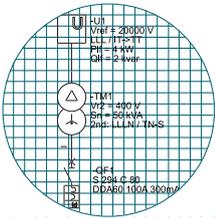
Параметрами прямой и обратной последовательностей сопротивлений сети, приведенными к напряжению 400 В, являются:

$$Z_{дсети} = Z_{исети} = \frac{U_{2НОМ}^2}{S_k} = 2.133 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

$$R_{дсети} = R_{исети} = Z_{дсети} \cdot \cos \phi_k = 4.266 \cdot 10^{-5} \text{ Ом}$$

$$X_{дсети} = X_{исети} = X_{дсети} \cdot \sin \phi_k = 2.090 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

Сопротивление нулевой последовательности сети не учитывается, так как обмотки трансформатора, соединенные в треугольник не пропускают нулевой последовательности.



Серия инженера-конструктора

Трансформаторы TP1-TP2

Рассматриваются трансформаторы классического типа треугольник/звезда с заземленной нейтралью ($\Delta/Y-\underline{\underline{0}}$), которые позволяют получить на стороне НН распределительную систему типа TN-S.

Значения сопротивлений всех (o-d-i) будут одинаковы:

$$Z_{дTP} = Z_{iTP} = Z_{oTP} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{2НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0.006 \text{ Ом}$$

$$R_{TP} = \frac{P_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{2НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0.001 \text{ Ом}$$

$$X_{TP} = \sqrt{Z_{дTP}^2 - R_{дTP}^2} = 5.916 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

Генератор G

В данном примере учитывается только сверхпереходное значение реактивного сопротивления, определяющее максимальное значение тока короткого замыкания для генератора.

Действительная часть выражения сопротивления последовательностей o-d-i:

$$R_G = \frac{X_d''}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot T_a} = 9.507 \cdot 10^{-4} \text{ Ом}$$

Мнимая часть выражения сопротивления прямой последовательности:

$$X_d^* = \frac{x_{d\%}''}{100} \cdot \frac{U_{2НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0.018 \text{ Ом}$$

Мнимая часть выражения сопротивления обратной последовательности:

$$X_2 = \frac{x_{2\%}}{100} \cdot \frac{U_{2НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0.022$$

где x_2 – параметр генератора, указываемый производителем.

Также мнимая часть обратной последовательности может быть вычислена, как среднее арифметическое значение сверхпереходных реактивных сопротивлений продольной и поперечной осей:

$$X_i = \frac{X_d'' + X_q''}{2}$$

Мнимая часть выражения сопротивления нулевой последовательности:

Поэтому:
$$X_0 = \frac{x_{0\%}}{100} \cdot \frac{U_{2НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0.0115 \text{ Ом}$$

$$Z_{дG} = R_G + i \cdot X_d^* \quad Z_{iG} = R_G + i \cdot X_2 \quad Z_{oG} = R_G + i \cdot X_0$$

Кабели C1-C2

$$Z_{дC..} = Z_{iC..} = R_F + i \cdot X_F$$

$$Z_{o(F-N)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{N..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{N..})$$

сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на нейтраль

$$Z_{o(F-PE)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{PE..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{PE..})$$

сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на PE

Определив все значения сопротивлений последовательностей различных компонентов установки, можно провести анализ различных случаев повреждений.

Проведем расчет токов КЗ в каждой из точек А, Б и В (см. рис. Б.1).

Ниже для КЗ в каждой из данных точек представлены расчетные схемы. Схемы составлены следующим образом: цепи последовательностей сопротивлений, соединенных последовательно и параллельно, изображены так, как если бы наблюдатель находился бы в точке повреждения и смотрел в сторону источника питания.

КЗ в точке А

Схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей при КЗ в точке А представлены на рис. Б.5-Б.7.

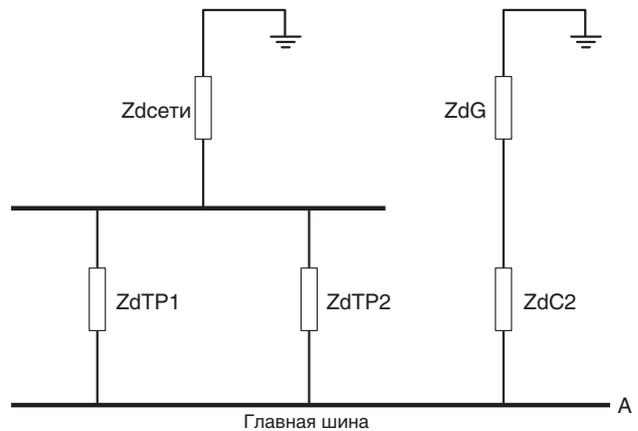


Рис. Б.5 – Расчетная схема для прямой последовательности

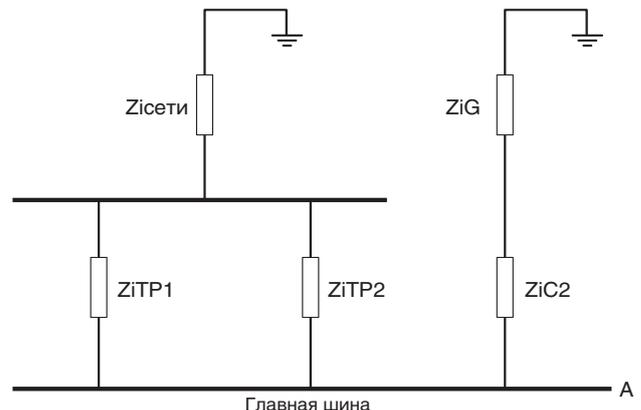
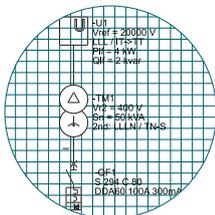


Рис. Б.6 – Расчетная схема для обратной последовательности



Серия инженера-конструктора

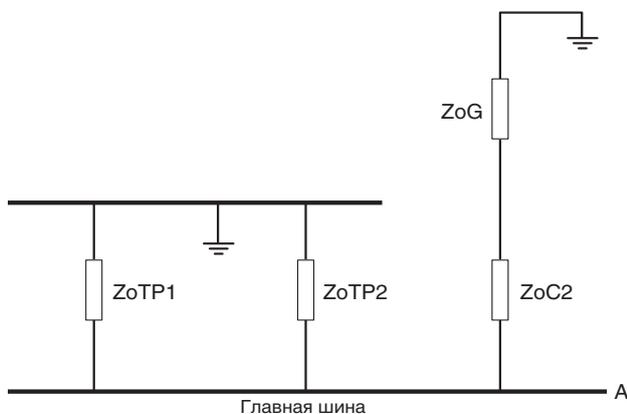


Рис. Б.7 – Расчетная схема для нулевой последовательности

Используя составленные схемы, рассчитаем токи различных типов КЗ.

Трехфазное КЗ

Так как трехфазное замыкание является симметричным замыканием, то нужно учитывать только цепь прямой последовательности, вычисляя ток по приведенным формулам. Поэтому эквивалентное сопротивление цепи прямой последовательности:

$$Z_{\text{дзкв.А}} = ((Z_{\text{дТР1}} \parallel Z_{\text{дТР2}}) + Z_{\text{дсети}}) \parallel (Z_{\text{дГ}} + Z_{\text{дС2}}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \text{ Ом}$$

[“||” означает параллельное соединение] и трехфазный ток короткого замыкания будет выражаться формулой:

$$I_{\text{к3А}} = \frac{U_{2\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{дзкв.А}}} = 83.9 \cdot 10^3 \angle -81.15^\circ \text{ А}$$

Используя правило деления токов, можно найти вклад от каждой электрической машины (генератор или трансформаторы) в ток короткого замыкания на главной шине. Их численные значения показаны на рис. Б.8:

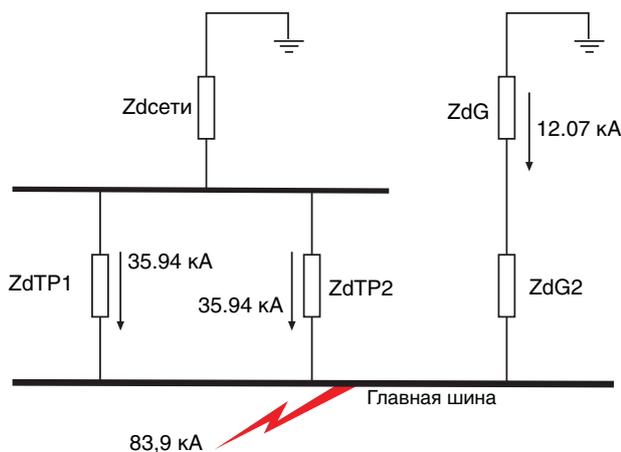


Рис. Б.8 – Вклады электрических машин в токи КЗ

Двухфазное КЗ

В данном случае в КЗ задействованы две фазы из трех, соответственно, необходимо вычислить сопротивление не только прямой, но и обратной последовательности для точки А, как показано в формуле тока КЗ.

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{\text{дзкв.А}} = ((Z_{\text{дТР1}} \parallel Z_{\text{дТР2}}) + Z_{\text{дсети}}) \parallel (Z_{\text{дГ}} + Z_{\text{дС2}}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{\text{зкв.А}} = ((Z_{\text{ТР1}} \parallel Z_{\text{ТР2}}) + Z_{\text{сети}}) \parallel (Z_{\text{Г}} + Z_{\text{С2}}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \text{ Ом}$$

Теперь получим значение тока двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{к2А}} = \frac{U_{2\text{НОМ}}}{Z_{\text{дзкв.А}} + Z_{\text{зкв.А}}} = 71.77 \cdot 10^3 \angle -81.12^\circ \text{ А}$$

Однофазное КЗ

При рассмотрении однофазного короткого замыкания следует различать короткое замыкание между:

- фазой и землей, когда ток замыкается через защитный проводник (для распределительных систем TN-S)
- фазой и нейтралью, когда ток замыкается через нейтральный проводник.

Как показано в формулах, для расчета тока короткого замыкания необходимо учитывать сопротивления трех последовательностей.

Необходимо отметить, что нулевая последовательность цепи зависит от ее топологии и выражения для расчета сопротивления нулевой последовательности будут различны в зависимости от способа соединения обмоток трансформатора.

Кроме того, значения сопротивления нулевой последовательности для кабелей зависят от типа однофазного короткого замыкания (между фазой и нейтралью (F-N) или между фазой и землей (F-PE)).

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{\text{дзкв.А}} = ((Z_{\text{дТР1}} \parallel Z_{\text{дТР2}}) + Z_{\text{дсети}}) \parallel (Z_{\text{дГ}} + Z_{\text{дС2}}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{\text{зкв.А}} = ((Z_{\text{ТР1}} \parallel Z_{\text{ТР2}}) + Z_{\text{сети}}) \parallel (Z_{\text{Г}} + Z_{\text{С2}}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на нейтраль

$$Z_{\text{о(F-N)зкв.А}} = (Z_{\text{оТР1}} \parallel Z_{\text{оТР2}}) \parallel (Z_{\text{оГ}} + Z_{\text{о(F-N)С2}}) = 4.189 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на землю

$$Z_{\text{о(F-PE)зкв.А}} = (Z_{\text{оТР1}} \parallel Z_{\text{оТР2}}) \parallel (Z_{\text{оГ}} + Z_{\text{о(F-PE)С2}}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \text{ Ом}$$

Значение тока короткого замыкания фазы на нейтраль определяется выражением:

$$I_{\text{к1(F-N)А}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{НОМ}}}{Z_{\text{дзкв.А}} + Z_{\text{зкв.А}} + Z_{\text{о(F-N)зкв.А}}} = 85.43 \cdot 10^3 \angle -80.92^\circ \text{ А}$$

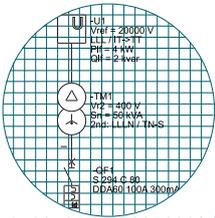
Значение тока короткого замыкания фазы на землю определяется выражением:

$$I_{\text{к1(F-PE)А}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{НОМ}}}{Z_{\text{дзкв.А}} + Z_{\text{зкв.А}} + Z_{\text{о(F-PE)зкв.А}}} = 85.43 \cdot 10^3 \angle -80.89^\circ \text{ А}$$

КЗ в точке Б

Схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей при КЗ в точке Б представлены на рис. Б.9-Б.11.

Используя составленные схемы, рассчитаем токи различных типов КЗ.



Серия инженера-конструктора

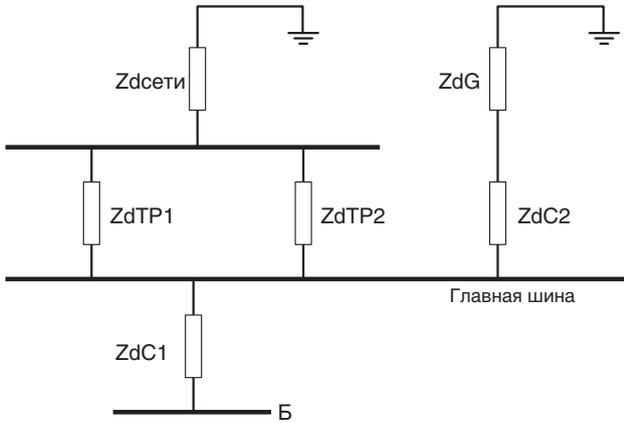


Рис. Б.9 – Расчетная схема для прямой последовательности

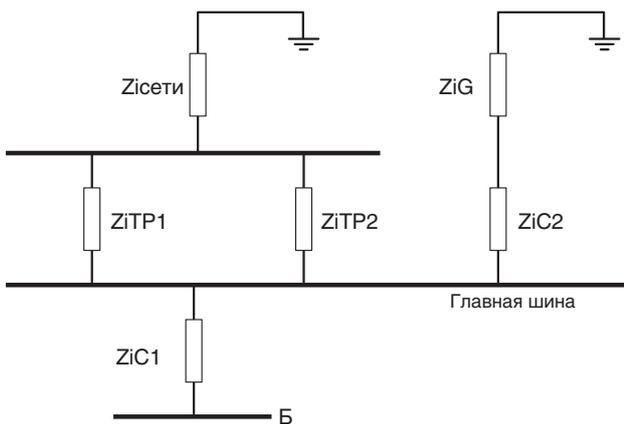


Рис. Б.10 – Расчетная схема для обратной последовательности

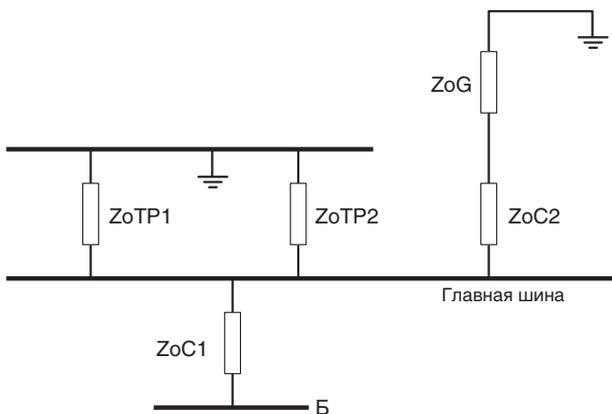


Рис. Б.11 – Расчетная схема для нулевой последовательности

Трехфазное КЗ

Эквивалентное сопротивление цепи, соответствующей прямой последовательности:

$$Z_{д\text{экв.Б}} = ((Z_{д\text{ТП1}} \parallel Z_{д\text{ТП2}}) + Z_{д\text{сети}}) \parallel (Z_{д\text{Г}} + Z_{д\text{С2}}) + Z_{д\text{С1}} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания будет равен:

$$I_{к3\text{Б}} = \frac{U_{2\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{д\text{экв.Б}}} = 42.66 \cdot 10^3 \angle -57.59^\circ \text{ А}$$

Численные значения вкладов показаны на рис. Б.12.

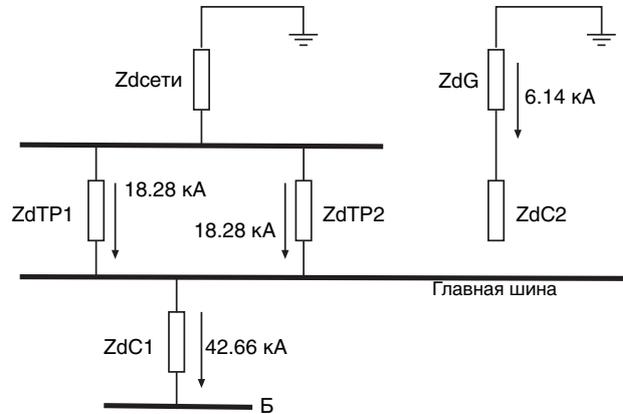
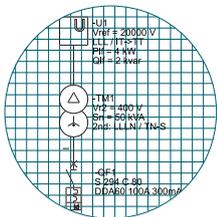


Рис. Б.12 – Вклады электрических машин в токи КЗ



Серия инженера-конструктора

Двухфазное КЗ

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{дэ.б} = ((Z_{дТР1} \parallel Z_{дТР2}) + Z_{дсети}) \parallel (Z_{дГ} + Z_{дС2}) + Z_{дС1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{э.б} = ((Z_{тТР1} \parallel Z_{тТР2}) + Z_{тсети}) \parallel (Z_{тГ} + Z_{тС2}) + Z_{тС1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Теперь получим значение тока двухфазного короткого замыкания:

$$I_{к2Б} = \frac{U_{2НОМ}}{Z_{дэ.б} + Z_{э.б}} = 36.73 \cdot 10^3 \angle -57.72^\circ \text{ А}$$

Однофазное КЗ

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{дэ.б} = ((Z_{дТР1} \parallel Z_{дТР2}) + Z_{дсети}) \parallel (Z_{дГ} + Z_{дС2}) + Z_{дС1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{э.б} = ((Z_{тТР1} \parallel Z_{тТР2}) + Z_{тсети}) \parallel (Z_{тГ} + Z_{тС2}) + Z_{тС1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на нейтраль:

$$Z_{0(F-N)э.б} = (Z_{0ТР1} \parallel Z_{0ТР2}) \parallel (Z_{0Г} + Z_{0(F-N)С2}) + Z_{0(F-N)С1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на землю:

$$Z_{0(F-PE)э.б} = (Z_{0ТР1} \parallel Z_{0ТР2}) \parallel (Z_{0Г} + Z_{0(F-PE)С2}) + Z_{0(F-PE)С1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \text{ Ом}$$

Найдем ток замыкания фазы на нейтраль:

$$I_{к1(F-N)Б} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2НОМ}}{Z_{дэ.б} + Z_{э.б} + Z_{0(F-N)э.б}} = 23.02 \cdot 10^3 \angle -39.60^\circ \text{ А}$$

тогда как ток замыкания фазы на землю равен:

$$I_{к1(F-PE)Б} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2НОМ}}{Z_{дэ.б} + Z_{э.б} + Z_{0(F-PE)э.б}} = 23.35 \cdot 10^3 \angle -40.09^\circ \text{ А}$$

КЗ в точке В

КЗ в точке В характеризуется внезапным возникновением на стороне нагрузки трансформатора. Схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей при КЗ в точке В представлены на рис. Б.13-Б.15.

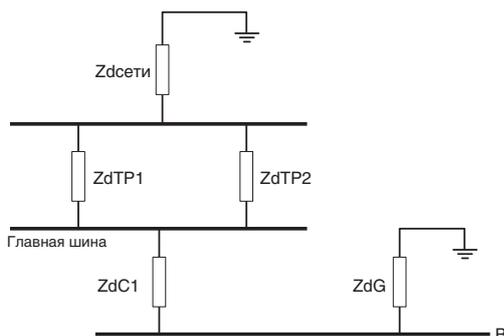


Рис. Б.13 – Расчетная схема для прямой последовательности

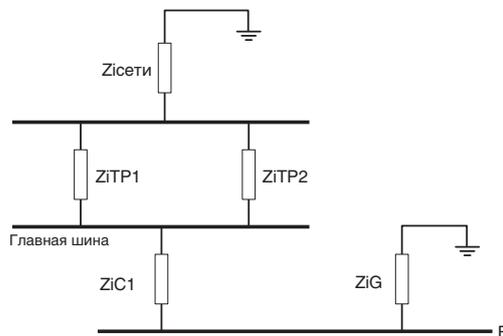


Рис. Б.14 – Расчетная схема для обратной последовательности

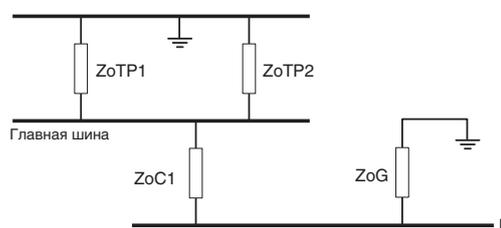


Рис. Б.15 – Расчетная схема для нулевой последовательности

Используя составленные схемы, рассчитаем токи различных типов КЗ.

Трехфазное КЗ

Эквивалентное сопротивление цепи, соответствующей прямой последовательности:

$$Z_{дэ.б} = ((Z_{дТР1} \parallel Z_{дТР2}) + Z_{дсети} + Z_{дС2}) \parallel (Z_{дГ}) = 5.65310^{-4} + i \cdot 0.0035 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания будет равен:

$$I_{к3Б} = \frac{U_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{дэ.б}} = 65.19 \cdot 10^3 \angle -80.82^\circ \text{ А}$$

Численные значения вкладов показаны на рис. Б.16.

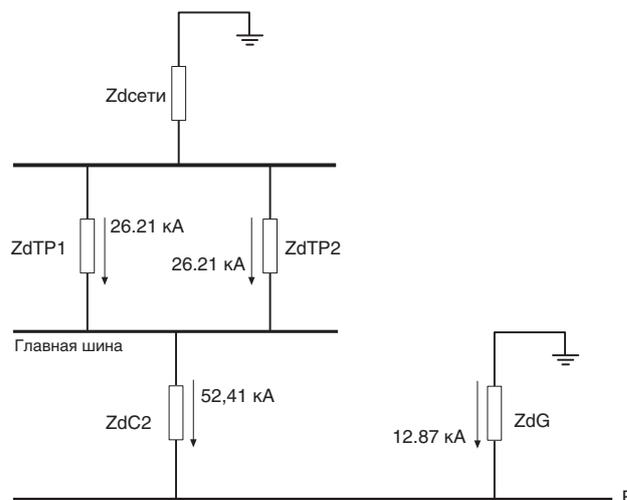
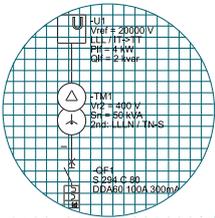


Рис. Б.16 – Вклады электрических машин в токи КЗ



Серия инженера-конструктора

Двухфазное КЗ

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{дзкв.В} = ((Z_{ТП1} \parallel Z_{ТП2}) + Z_{дсети} + Z_{дС2}) \parallel (Z_{дГ}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{изкв.В} = ((Z_{ТП1} \parallel Z_{ТП2}) + Z_{исети} + Z_{иС2}) \parallel (Z_{иГ}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \text{ Ом}$$

Теперь получим значение тока двухфазного короткого замыкания:

$$I_{кЗВ} = \frac{U_{2НОМ}}{Z_{дзкв.В} + Z_{изкв.В}} = 55.46 \cdot 10^3 \angle -80.75^\circ \text{ А}$$

Однофазное КЗ

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$Z_{дзкв.В} = ((Z_{ТП1} \parallel Z_{ТП2}) + Z_{дсети} + Z_{дС2}) \parallel (Z_{дГ}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$Z_{изкв.В} = ((Z_{ТП1} \parallel Z_{ТП2}) + Z_{исети} + Z_{иС2}) \parallel (Z_{иГ}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на нейтраль:

$$Z_{0(F-N)экв.В} = ((Z_{0ТП1} \parallel Z_{0ТП2}) + Z_{0(F-N)С2}) \parallel (Z_{0Г}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности при замыкании фазы на землю:

$$Z_{0(F-PE)экв.В} = ((Z_{0ТП1} \parallel Z_{0ТП2}) + Z_{0(F-PE)С2}) \parallel (Z_{0Г}) = 9.85 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \text{ Ом}$$

Найдем ток замыкания фазы на нейтраль:

$$I_{к1(F-N)В} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2НОМ}}{Z_{дзкв.В} + Z_{изкв.В} + Z_{0(F-N)экв.В}} = 58.03 \cdot 10^3 \angle -80.01^\circ \text{ А}$$

тогда как ток замыкания фазы на землю равен:

$$I_{к1(F-PE)В} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{2НОМ}}{Z_{дзкв.В} + Z_{изкв.В} + Z_{0(F-PE)экв.В}} = 57.99 \cdot 10^3 \angle -79.66^\circ \text{ А}$$

Расчет методом мощностей

Метод мощностей позволяет быстро, но приблизительно вычислить ток трехфазного короткого замыкания. Для этого необходимо рассчитать мощности короткого замыкания различных элементов, образующих цепь (трансформаторы-генераторы-кабели), а затем определить суммарную мощность короткого замыкания в точке, где необходимо найти ток повреждения.

Потоки мощностей в элементах, соединенных параллельно, можно представить формулой для сопротивлений, соединенных последовательно, тогда как потоки мощностей элементов соединенных последовательно, рассчитываются по формуле для параллельно соединенных сопротивлений.

Рассмотрим пример расчета сети, представленной на рис. Б.1. Ниже будет показано, что для трехфазных коротких замыканий в точках А, Б, В этот "приблизительный" метод дает практически такие же результаты, что и метод симметричных составляющих.

Проведем расчет мощности короткого замыкания различных элементов установки:

Данный метод позволяет быстро, но приблизительно вычислить ток трехфазного короткого замыкания. Для этого необходимо рассчитать мощности короткого замыкания различных элементов, образующих цепь (трансформаторы-генераторы-кабели), а затем определить суммарную мощность короткого замыкания в точке, где необходимо найти ток повреждения.

Потоки мощностей в элементах, соединенных параллельно, можно представить формулой для сопротивлений, соединенных последовательно, тогда как потоки мощностей элементов соединенных последовательно, рассчитываются по формуле для параллельно соединенных сопротивлений.

Рассмотрим пример расчета проанализированной сети.

Можно увидеть, что для такого же типа повреждений (трехфазные короткие замыкания в точках А – Б – В) этот "приблизительный" метод дает практически такой же результат, что и метод симметричных составляющих.

Если принять во внимание данные уже представленной электроустановки, можно рассчитать мощности короткого замыкания различных элементов установки:

Питающая сеть:

$$S_{ксети} = 750 \text{ МВА} - \text{дано};$$

Трансформаторы ТР1-ТР2

$$S_{кТП1} = \frac{S_{НОМТП1}}{U_{к\%}} \cdot 100 \quad S_{кТП1} = 26.67 \text{ МВА}$$

$$S_{кТП2} = \frac{S_{НОМТП2}}{U_{к\%}} \cdot 100 \quad S_{кТП2} = 26.67 \text{ МВА}$$

Генератор G

$$S_{кГ} = \frac{S_{НОМГ}}{x_{d\%}} \cdot 100 \quad S_{кГ} = 8.93 \text{ МВА}$$

Кабели С1-С2

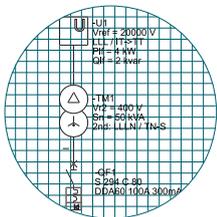
$$S_{кС1} = \frac{U_{2НОМ}^2}{Z_{FC1}} \quad S_{кС1} = 51.75 \text{ МВА}$$

$$S_{кС2} = \frac{U_{2НОМ}^2}{Z_{FC2}} \quad S_{кС2} = 133.95 \text{ МВА}$$

Где

$$Z_{FC1} = \sqrt{(R_{F1}^2 + X_{F1}^2)} \quad Z_{FC1} = 0.0031 \text{ Ом}$$

$$Z_{FC2} = \sqrt{(R_{F2}^2 + X_{F2}^2)} \quad Z_{FC2} = 0.0012 \text{ Ом}$$



Серия инженера-конструктора

Расчетная схема мощностей для трехфазного КЗ в точке А представлена на рис. Б.17.

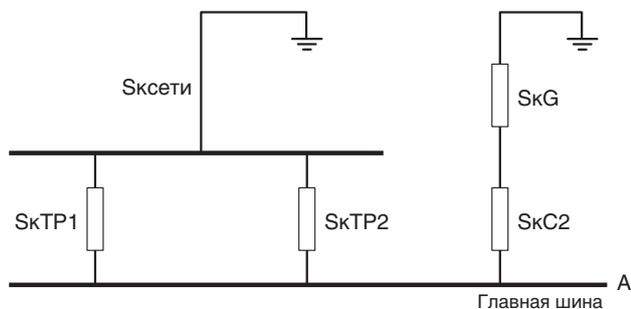


Рис. Б.17

Учитывая параллельное и последовательное соединения элементов, получим выражение для суммарной мощности:

$$S_{k\Sigma(A)} = ((S_{kTP1} + S_{kTP2}) // S_{\text{сксети}}) + (S_{kG} // S_{kC2}) = 58.16 \text{ MVA}$$

$$I_{k3A} = \frac{S_{k\Sigma(A)}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} \text{ из которого получим } I_{k3A} = 83.95 \text{ кА}$$

Расчетная схема мощностей для трехфазного КЗ в точке Б представлена на рис. Б.18.

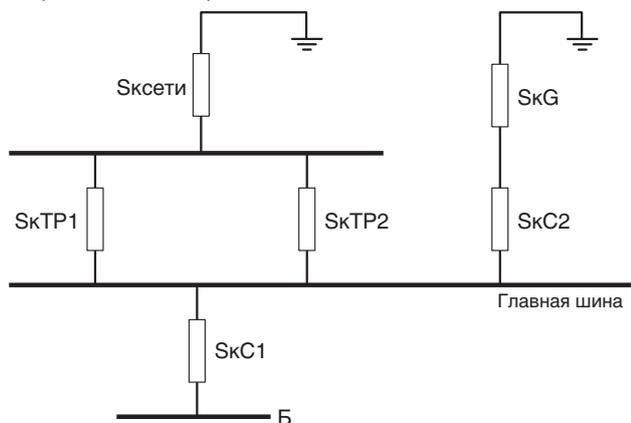


Рис. Б.18

Учитывая параллельное и последовательное соединения элементов, получим выражение для суммарной мощности:

$$S_{k\Sigma(B)} = [((S_{kTP1} + S_{kTP2}) // S_{\text{сксети}}) + (S_{kG} // S_{kC2})] // S_{kC1} = 27.38 \text{ MVA}$$

$$I_{k3B} = \frac{S_{k\Sigma(B)}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} \text{ из которого получим } I_{k3B} = 39.52 \text{ кА}$$

Расчетная схема мощностей для трехфазного КЗ в точке В представлена на рис. Б.19.

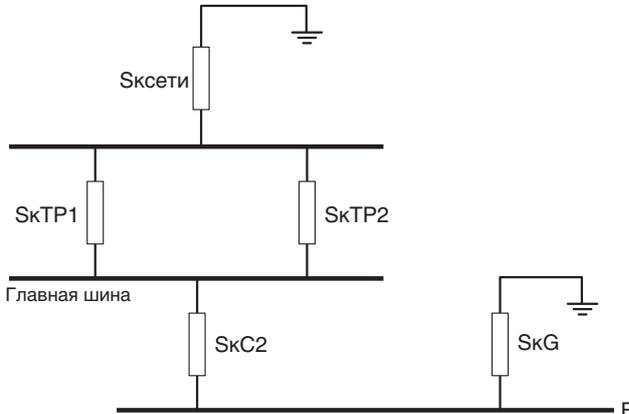


Рис. Б.19

Учитывая параллельное и последовательное соединения элементов, получим выражение для суммарной мощности:

$$S_{k\Sigma(B)} = \{[(S_{kTP1} + S_{kTP2}) // S_{\text{сксети}}] // S_{kC2}\} + S_{kG} = 45.23 \text{ MVA}$$

$$I_{k3B} = \frac{S_{k\Sigma(B)}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} \text{ из которого получим } I_{k3B} = 65.28 \text{ кА}$$

Сравнение результатов расчетов методами симметричных составляющих и мощностей

Из разобранный примера видно, что метод мощностей проще и требует меньше времени для расчета, но в результате можно получить результаты меньшей точности, чем при применении метода симметричных составляющих.

Наиболее заметным различием является результат расчета КЗ в точке Б, где наличие кабеля С2, характеризуемого определенными величинами "L" и "R", обуславливает различное соотношение мнимой и действительной частей в выражениях по отношению к другим элементам, подчеркивая тем самым "приблизительный" характер метода мощностей.

Однако, различия в результатах расчетов не настолько велики, чтобы считать применение данного метода необоснованным, в частности, для использования в предварительных расчетах.

Наши координаты

117997, Москва,
ул. Обручева, 30/1, стр. 2
Тел.: +7 (495) 777 2220
Факс: +7 (495) 777 2221

194044, Санкт-Петербург,
ул. Гельсингфорсская, 2А
Тел.: +7 (812) 332 9900
Факс: +7 (812) 332 9901

400005, Волгоград,
пр. Ленина, 86
Тел.: +7 (8442) 24 3700
Факс: +7 (8442) 24 3700

394006, Воронеж,
ул. Свободы, 73
Тел.: +7 (4732) 39 3160
Факс: +7 (4732) 39 3170

620026, Екатеринбург,
ул.Энгельса, 36, офис 1201
Тел.: +7 (343) 35-111-35
Факс: +7 (343) 35-111-35

664033, Иркутск,
ул. Лермонтова, 257
Тел.: +7 (3952) 56 2200
Факс: +7 (3952) 56 2202

420061, Казань,
ул. Н. Ершова, 1а
Тел.: +7 (843) 570 66 73
Факс: +7 (843) 570 66 74

350049, Краснодар,
ул. Красных Партизан, 218
Тел.: +7 (861) 221 1673
Факс: +7 (861) 221 1610

660135, Красноярск,
Ул. Взлетная, 5, стр. 1, оф. 4-05
Тел.: +7 (3912) 298 121
Факс: +7 (3912) 298 122

603155, Нижний Новгород,
ул. Максима Горького, д. 262, оф. 24
Тел.: + 7 (831) 275 8222
Факс: + 7 (831) 275 8223

630073, Новосибирск,
пр. Карла Маркса, 47/2
Тел.: +7 (383) 346 5719
Факс: +7 (383) 315 4052

614077, Пермь,
ул. Аркадия Гайдара, 86
Тел.: +7 (3422) 111 191
Факс: +7 (3422) 111 192

344065, Ростов-на-Дону,
ул. 50-летия Ростсельмаша, 1/52
Тел.: +7 (863) 203 7177
Факс: +7 (863) 203 7177

443013, Самара,
Московское шоссе, 4 А, стр.2
Тел.: +7 (846) 205 0311
Факс: +7 (846) 205 0313

354002, Сочи,
Курортный проспект, 73
Тел.: +7 (8622) 62 5048
Факс: +7 (8622) 62 5602

450071, Уфа,
ул. Рязанская, 10
Тел.: +7 (347) 232 3484
Факс: +7 (347) 232 3484

680030, Хабаровск,
ул. Постышева, д. 22а
Тел.: +7 (4212) 26 0374
Факс: +7 (4212) 26 0375

693000, Южно-Сахалинск,
ул. Курильская, 38
Тел.: +7 (4242) 49 7155
Факс: +7 (4242) 49