

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПОСОБИЕ

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Гомель 2017

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27-018я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 27.09.2016 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *В. С. Захаренко*

Евминов, Л. И.

Е19 Переходные процессы в системах электроснабжения : пособие по одной дисциплине для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной формы обучения / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 174 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены электромагнитные и электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения. Изложены методы их анализа и расчета на основе физических представлений о протекании переходных процессов в системах электроснабжения.

Для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной формы обучения.

**УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27-018я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2017

Основная литература

1. Евминов Л.И. Селиверстов Г.И. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: Учебное пособие для ВУЗов. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2010.-418с.
2. Евминов Л.И. Электромагнитные переходные процессы в системах электро-снабжения: Учебное пособие для вузов. –Гомель, ГГТУ, 2003.-300с.
3. Евминов Л.И. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях: Учебное пособие для вузов. –Гомель, ГГТУ, 2003.
4. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие. -Минск: Техноперспектива, 2008. -476 с.

Дополнительная литература

1. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970.
2. Ульянов С.А. Сборник задач по электромагнитным переходным процессам в электрических системах. - М.: Энергия, 1968.
3. Силюк С.М., Свита Л.М. Электромагнитные переходные процессы: Учебное пособие для ВУЗов. – Мн.: Технопринт, 2000.-262с.
4. Евминов Л.И.. Практическое пособие по курсу " Электромагнитные переходные процессы" для студентов спец. 1-43 01 02 –Гомель: ГГТУ, 2014.
5. Токочаков В.И. Устойчивость электрических систем. Практикум для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» дневной и заочной форм обучения. - Гомель: ГГТУ, 2007. - 57 с.
6. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. - М: Энергия, 1979. - 456 с.
7. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. - 4-е изд. - М.: Высшая школа, 1985. -536 с.

Тема 1. Введение. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах

Лекция 1. Содержание лекции

1. Введение.
2. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах
 - 2.1. Основные понятия и определения.
 - 2.2. Системы тока и номинальные напряжения электроустановок.
 - 2.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов.
 - 2.4. Виды повреждений в трехфазных системах.
 - 2.5. Близкие и удаленные КЗ.

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

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах как при нормальной эксплуатации (включение и отключение нагрузок, источников питания, отдельных частей ЭЭС), так и в аварийных условиях (КЗ, обрыв нагруженной цепи, выпадение электрических машин из синхронизма).

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

Переходные процессы в ЭЭС оказывают существенное влияние на выбор структуры ЭЭС, выявление условий работы ЭЭС при аварийных режимах, а также выбор средств управления, регулирования, релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому изучение переходных процессов является неотъемлемой частью фундаментальной подготовки инженеров-энергетиков.

Целью изучения переходных процессов является формирование необходимых знаний о причинах возникновения и физической сущности переходных процессов, а также разработка практических методов их количественной оценки с тем, чтобы можно было предвидеть и заранее предотвратить опасные последствия переходных процессов.

При любом переходном процессе происходит изменение электромагнитного состояния элементов системы и нарушение баланса между механическим моментом на валу каждой вращающейся машины и электромагнитным моментом, в результате чего изменяется частота вращения машин, т. е. некоторые электрические машины испытывают торможение, в то время как другие – ускорение. Из сказанного следует, что переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и электромеханических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны и представляют единое целое.

Тем не менее, вследствие довольно большой механической инерции вращающихся машин начальная стадия переходного процесса характеризуется преимущественно электромагнитными изменениями.

При относительно малых возмущениях (например, при КЗ за большим сопротивлением или, как говорят, при большой электрической удаленности КЗ) весь переходный процесс практически можно рассматривать только как электромагнитный. Рассмотрим в качестве примера систему электроснабжения (СЭС), представленную на рис. 1.1. Допустим, в точке К5 произошло короткое замыкание. Расчетом можно показать, что в установке напряжением 0,4 кВ ток КЗ величиной 6000 А (6 кА) после его приведения к стороне напряжения источников питания G составляет 1,0...2,0 % номинального тока источника питания. Естественно, такое малое увеличение тока не вызывает заметного нарушения равновесия рабочего состояния генератора.

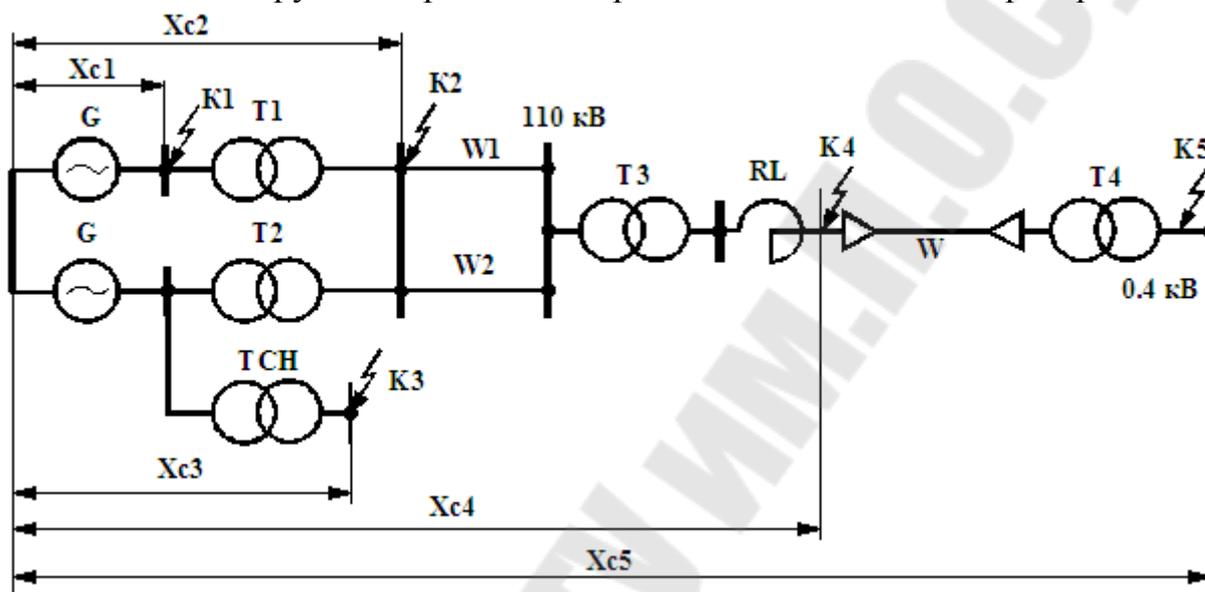


Рисунок 1.1. Система электроснабжения. G- источники питания; T1-T4- трансформаторы; TCH-трансформатор собственных нужд; RL- токоограничивающий реактор; W1,W2-воздушные линии электропередачи; W-кабельная линия электропередачи; K1...K5-точки КЗ.

То- сть, при большой электрической удаленности КЗ представляется возможным и целесообразным рассматривать только одну сторону переходного процесса, а именно – явления электромагнитного характера.

Таким образом, электромагнитным переходным процессом в электроустановке называют переходный процесс, характеризуемый изменением значений только электромагнитных величин электроустановки.

Курс «Электромагнитные переходные процессы» использует материал, изученный в курсах высшей математики, физики, ТОЭ, электрических машин, электрических систем и сетей.

Материал курса «Электромагнитные переходные процессы» используется при прохождении специальных курсов: электрических систем и их устойчивости, электрооборудования станций и подстанций, релейной защиты и автоматики, электроснабжение предприятий различных отраслей промышленности.

Практические задачи, при решении которых инженер-электрик сталкивается с необходимостью количественной оценки тех или иных величин во время электро-

магнитного переходного процесса, разнообразны и многочисленны. Однако все они объединены целью обеспечить надежность работы отдельных элементов и всей ЭЭС в целом.

2. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах

2.1. Основные понятия и определения

ЭЭС представляет собой совокупность устройств, которые можно разбить на две группы:

1. Силовые устройства. К силовым устройствам относятся:

- вырабатывающие электроэнергию - генераторы;
- преобразующие электроэнергию - трансформаторы, выпрямители, инверторы;
- передающие и распределяющие электроэнергию - ЛЭП, электрические сети;
- потребляющие электроэнергию - нагрузки;

2. Устройства управления. К устройствам управления относятся устройства, регулирующие и изменяющие состояние ЭЭС - регуляторы возбуждения синхронных машин, выключатели и т. п.

Для ЭЭС характерны четыре режима работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Аварийный режим является кратковременным режимом, а остальные – продолжительными режимами.

Нормальные переходные процессы сопровождают текущую эксплуатацию ЭЭС, так как они возникают при нормальных эксплуатационных операциях – включении и отключении генераторов, трансформаторов, отдельных ЛЭП и нагрузок.

Аварийные переходные процессы возникают вследствие резких и существенных изменений параметров ЭЭС или режима ЭЭС – при КЗ и их отключении, при аварийном изменении схемы ЭЭС, аварийном отключении генераторов, трансформаторов, ЛЭП и другого оборудования.

Состояние ЭЭС характеризуется параметрами режима и параметрами системы.

Параметры режима – это мощности, напряжения, токи, углы сдвига векторов токов и напряжений, частота и т. д.

Параметры системы определяются физическими свойствами элементов ЭЭС, схемой и допущениями. К параметрам системы относятся полные, активные и реактивные сопротивления, проводимости элементов ЭЭС, коэффициенты трансформации и т. д.

Если режимные и системные параметры постоянны, то режим ЭЭС называют установившимся. Если же происходят значительные изменения параметров режима или системы, то возникают переходные процессы.

Система электроснабжения – это часть ЭЭС, которая включает в себя питающие и распределительные сети, трансформаторы, компенсирующие устройства и нагрузки.

Наиболее часто встречающимися причинами возникновения переходных процессов являются:

- короткие замыкания в системе;

- отключение или обрыв одной или двух фаз в трехфазной системе;
- включение и отключение двигателей и других крупных приемников электроэнергии, ЛЭП, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов и др.;
- несинхронные включения синхронных машин.

Наиболее тяжелые нарушения нормальной работы ЭЭС вызываются короткими замыканиями. Поэтому электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременного аварийного режима, т.е. режима короткого замыкания.

При эксплуатации ЭЭС могут иметь место замыкания и короткие замыкания.

Замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок с землей.

Короткое замыкание - не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При коротком замыкании токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

При анализе работы силовых элементов и элементов управления в условиях короткого замыкания различают три стадии режима короткого замыкания:

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

Режим короткого замыкания – режим работы электроустановки при наличии в ней короткого замыкания.

Установившийся режим короткого замыкания - режим короткого замыкания электроустановки, наступающий после затухания во всех цепях свободных токов и прекращения изменения напряжения возбудителей синхронных машин под действием автоматических регуляторов возбуждения.

2.2. Системы тока и номинальные напряжения электроустановок

Различные мощность и удаленность приемников электроэнергии от ее источников обуславливают необходимость использования для выработки, передачи и распределения электроэнергии различные величины напряжений. Чем дальше находится потребитель от электрических генераторов и чем выше его мощность, тем целесообразнее передавать ему электроэнергию при более высоком напряжении.

Обычно электроэнергия вырабатывается на одном напряжении, преобразуется в энергию более высокого напряжения, передается по электрическим системам к системам электроснабжения, где напряжение понижается до необходимого уровня. Такое преобразование наиболее просто и экономично осуществлять на переменном токе с помощью трансформаторов. В связи с этим во многих странах производство и распределение электроэнергии осуществляется по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

В ряде отраслей промышленности и транспорта наряду с системой трехфазного тока применяют систему постоянного (выпрямленного) тока (цветная металлургия, химическая промышленность, электрифицированный транспорт и т. д.).

Одним из основных параметров любой электроустановки является ее номинальное напряжение, т. е. напряжение, при котором она предназначена для нормальной работы. В таблице 1.1 приведены принятые в нашей стране стандартные номинальные напряжения для стационарных электроустановок сильного тока напряжением выше 1000 В (ГОСТ 6962–75).

Для электроустановок постоянного (выпрямленного) и переменного тока напряжением до 1кВ приняты следующие номинальные напряжения, В:

- постоянный ток - 110, 220, 440, 660, 750, 1000;
- трехфазный переменный ток - 220/127, 380/220, 660/380.

Таблица 1.1

Величины линейных напряжений, применяемых в ЭЭС

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение сети, кВ	Среднее напряжение, кВ
6	7,2	6,9	6,3
10	12,0	11,5	10,5
35	40,5	40,5	37,0
110	126,0	126,0	115,0
220	252,0	252,0	230,0
330	363,0	363,0	340,0
750	787,0	787,0	770,0

Напряжение 380/220 В (где 380В - величина линейного напряжения, 220В - величина фазного напряжения) широко применяют для питания силовой и осветительной нагрузок. Эти сети выполняют четырех- или пятипроводными с заземленной нейтралью, что обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы при замыкании ее на землю и, следовательно, повышает безопасность обслуживания этих сетей.

Напряжение 660/380 В используют для питания мощных нагрузок и мощных (до 400 кВт) электродвигателей.

Напряжения 6, 10 кВ используют в промышленных, городских, сельскохозяйственных распределительных сетях, а также для питания двигателей мощностью от нескольких сотен до нескольких тысяч киловатт.

Напряжения 35, 110, 220 кВ применяют в питающих и распределительных сетях, а также для питания мощных ГПП в городах и на крупных промышленных предприятиях, а напряжения 220 - 750 кВ – при выполнении межсистемных линий электропередачи и передаче электроэнергии от электростанций к крупным потребителям, удаленным на большие расстояния.

2.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов

Основной причиной возникновения наиболее тяжелых переходных процессов являются КЗ, которые, в свою очередь, являются результатом нарушения изоляции электрооборудования.

Нарушения изоляции вызываются:

- перенапряжениями (особенно в сетях с изолированными нейтральными);
- прямыми ударами молнии;
- старением изоляции;
- механическими повреждениями изоляции, проездом под линиями негабаритных механизмов;
- неудовлетворительным уходом за оборудованием, неквалифицированными действиями обслуживающего персонала.

При возникновении КЗ в СЭС ее общее сопротивление уменьшается, что приводит к увеличению токов в ее ветвях по сравнению с токами нормального режима, а это вызывает снижение напряжения отдельных точек СЭС, которое особенно велико вблизи места КЗ. В зависимости от места возникновения и продолжительности повреждения последствия КЗ могут иметь местный характер или отражаться на всей СЭС.

Ток КЗ обычно во много раз превышает номинальный ток ветви, где произошло КЗ. Поэтому и при кратковременном протекании тока КЗ, он может вызвать нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимых значений.

Токи КЗ вызывают между проводниками значительные механические усилия, которые особенно велики в начале процесса КЗ, когда ток достигает максимального значения. При недостаточной прочности проводников и их креплений могут иметь место разрушения механического характера.

Внезапное глубокое снижение напряжения при КЗ отражается на работе потребителей. В первую очередь это касается двигателей, так как даже при кратковременном понижении напряжения на 30...40 % они могут остановиться (происходит опрокидывание двигателей). Опрокидывание двигателей тяжело отражается на работе промышленного предприятия, так как для восстановления нормального производственного процесса требуется длительное время, и неожиданная остановка двигателей вызывает аварии или брак продукции.

При малой удаленности и достаточной длительности КЗ возможно выпадение из синхронизма параллельно работающих станций, т. е. нарушение нормальной работы всей ЭЭС, что является самым опасным последствием КЗ.

Возникающие при замыканиях на землю неуравновешенные системы токов способны создать магнитные потоки, достаточные для наведения в соседних цепях (линиях связи, трубопроводах) значительных ЭДС, опасных для обслуживающего персонала и аппаратуры этих цепей.

Таким образом, последствия КЗ следующие:

- механические и термические повреждения электрооборудования, возгорания в электроустановках;

- снижение уровня напряжения в сети, ведущее к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности или даже к опрокидыванию их;
- выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанций и частей ЭЭС и возникновение аварий, включая системные аварии;
- электромагнитное влияние на линии связи, трубопроводы и другие коммуникации.

2.4. Виды повреждений в трехфазных системах

В трехфазной СЭС могут иметь место следующие виды КЗ:

- **трехфазное короткое замыкание** – короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной ЭЭС;
- **двухфазное короткое замыкание** – короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной ЭЭС;
- **короткое замыкание на землю** – короткое замыкание в электроустановке, обусловленное соединением с землей какого-либо ее элемента;
- **трехфазное короткое замыкание на землю** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются три фазы;
- **двухфазное короткое замыкание на землю** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются две фазы;
- **однофазное короткое замыкание** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются только одна фаза;
- **двойное короткое замыкание на землю** – совокупность двух однофазных замыканий на землю в трехфазной ЭЭС в различных, но электрически связанных, частях электроустановки.

Классификация и обозначение КЗ в трехфазных СЭС в зависимости от режима нейтралей электрических сетей приведена в таблице 1.2.

В зависимости от характера протекания короткого замыкания возможны их разновидности:

- **устойчивое короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого сохраняются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата;
- **неустойчивое короткое замыкание** - короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого самоликвидируются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата;
- **изменяющееся короткое замыкание** - короткое замыкание в электроустановке с переходом одного вида короткого замыкания в другой;
- **повторное короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке при автоматическом повторном включении коммутационного электрического аппарата поврежденной цепи.

Таблица 1.2

Виды повреждений и обозначение КЗ и замыканий на землю в трехфазных СЭС

Сети с глухозаземленной нейтралью		Сети с изолированной нейтралью	
Термин	Обозначение КЗ	Термин	Обозначение КЗ
Трехфазное КЗ	$K^{(3)}$	Трехфазное КЗ	$K^{(3)}$
Трехфазное КЗ на землю	$K^{(1,1,1)}$	Трехфазное КЗ с землей	$K^{(3,3)}$
Двухфазное КЗ	$K^{(2)}$	Двухфазное КЗ	$K^{(2)}$
Двухфазное КЗ на землю	$K^{(1,1)}$	Двухфазное КЗ с землей	$K^{(2,3)}$
Однофазное КЗ	$K^{(1)}$	Однофазное замыкание на землю	$3^{(1)}$
Двойное КЗ на землю	$K^{(1+1)}$	Двойное замыкание на землю	$3^{(1+1)}$

Различают симметричные и несимметричные короткие замыкания:

- **симметричное короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, при котором все ее фазы находятся в одинаковых условиях;

- **несимметричное короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, при котором одна из ее фаз находится в условиях, отличных от условий других фаз.

Трехфазное КЗ и трехфазное КЗ на землю или с землей являются симметричными КЗ, так как при этих видах КЗ все фазы остаются в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку при каждом из них фазы находятся в неодинаковых условиях. Поэтому системы токов и напряжений при этих видах КЗ в той или иной мере искажены.

Какой из видов КЗ является наиболее опасным, однозначно установить нельзя и зависит от того, применительно к решению какого вопроса рассматривается возможный в данной системе вид КЗ.

Поперечной несимметрией называют несимметрию трехфазной установки, обусловленную коротким замыканием одной или двух фаз на землю или двух фаз между собой.

Продольной несимметрией называют несимметрию трехфазной электроустановки, при нарушении симметрии какого-нибудь промежуточного элемента трехфазной цепи (например, отключение или разрыв одной или двух фаз ЛЭП).

В электроэнергетической системе может возникать многократная несимметрия, когда возникают одновременно несколько видов поперечной и продольной несимметрий (разрыв провода с одновременным КЗ, двойное замыкание на землю). Все виды многократной несимметрии называют **сложными** видами повреждений.

2.5. Близкие и удаленные КЗ

Понятие электрической удаленности точки КЗ связано с влиянием переходного процесса в генераторах на изменение во времени тока КЗ. Параметры генераторов, а именно – значение его ЭДС и индуктивные сопротивления, после внезапного КЗ изменяются в течение 3...5 с и всегда приводят к изменению тока КЗ.

На ход переходного процесса большое влияние оказывают также устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ), которыми оборудованы все современные синхронные генераторы. Наибольший начальный ток генераторы отдают в СЭС при КЗ непосредственно на их зажимах (рис. 1.1, точка $K1$). Очевидно, в этом предельном случае ток КЗ зависит только от параметров генераторов и для правильной оценки действия тока КЗ на аппаратуру и токоведущие части следует учитывать закономерности изменения ЭДС и индуктивного сопротивления генераторов.

Если сопротивление СЭС очень велико по сравнению с сопротивлением генераторов (например, при КЗ за маломощным трансформатором собственных нужд (ТСН) в точке $K3$ (рис. 1.1), или за маломощным трансформатором T_3 и реактором RL в точке $K4$, или на стороне 0,4 кВ в точке $K5$, то ток КЗ, протекающий от генератора будет мал. В этом случае ЭДС и индуктивные сопротивления генераторов можно считать неизменными во времени. Это означает, что периодическая составляющая тока КЗ также неизменна во времени и практически определяется сопротивлением всей внешней части системы.

На основании вышеизложенного можно сформулировать понятия о близких и удаленных КЗ.

Близкими короткими замыканиями называют КЗ в электроустановке, при которых амплитуды периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и произвольный момент времени существенно отличаются.

Удаленными короткими замыканиями называют КЗ в электроустановке, при которых амплитуды периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и произвольный момент времени практически одинаковы. При КЗ в удаленных точках напряжение генераторов можно считать неизменным и равным номинальному.

Контрольные вопросы

1. Какова цель изучения курса «Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения»?
2. Сформулируйте понятие переходного процесса в электроэнергетической системе
3. В чем различие электромагнитных и электромеханических переходных процессов?
4. В каких случаях возможен анализ только электромагнитных переходных процессов?
5. Из каких элементов состоит электроэнергетическая система?
6. Что такое параметры режима и параметры электроэнергетической системы?

7. Какие виды режимов и переходных процессов имеют место в электроэнергетической системе?
8. Назовите причины возникновения электромагнитных переходных процессов в электроэнергетической системе.
9. Каковы причины возникновения коротких замыканий в системе электроснабжения?
10. Что называют замыканием и коротким замыканием?
11. Перечислите стандартные классы и средние значения напряжений в системе электроснабжения?
12. Каковы основные виды КЗ в системе электроснабжения?
13. Каковы системы токов и напряжений, применяемых в системе электроснабжения?
14. Какие виды повреждений в электроэнергетической системе называют поперечной и продольной несимметрией?
15. Каковы последствия КЗ в системе электроснабжения?
16. Какие повреждения называют простыми и сложными?
17. По каким признакам КЗ подразделяются на близкие и удалённые?

Тема 2. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах

Лекция 2. Содержание лекции

- 2.1. Назначение расчетов электромагнитных переходных процессов
- 2.2. Основные допущения, принимаемые при расчетах
- 2.3. Порядок расчета токов коротких замыканий
- 2.4. Выбор расчетных условий
- 2.5. Составление расчетной схемы и схемы замещения
- 2.6. Определение параметров элементов расчетной схемы

2.1. Назначение расчетов электромагнитных переходных процессов

Под расчетом электромагнитного переходного процесса понимают вычисление токов и напряжений в рассматриваемой СЭС при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета находят указанные величины для необходимого момента времени или их изменение в течение всего переходного процесса.

К числу задач, для практического решения которых производят расчеты электромагнитных переходных процессов при проектировании и эксплуатации в целом ЭЭС и отдельных электроустановок, относятся:

- сравнение, оценка, выбор схемы электрических соединений, как отдельных установок, так и всей ЭЭС в целом;
- выявление условий работы потребителей при аварийных режимах;
- проверка электрических аппаратов, проводников по условиям работы при КЗ;
- проектирование и выбор уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- определение числа заземленных нейтралей и их размещение в системе;
- определение влияния токов КЗ на коммуникации;
- проектирование заземляющих устройств;
- оценка устойчивости работы ЭЭС;
- разработка мероприятий по координации и оптимизации токов КЗ;
- анализ аварий в электроустановках.

2.2. Основные допущения, принимаемые при расчетах

Расчет электромагнитного переходного процесса в ЭЭС с учетом всех имеющихся условий и факторов сложен и трудно выполним. Поэтому, чтобы упростить задачу и сделать ее решение практически возможным, вводят ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в точность расчетов. Допущения зависят от характера переходного процесса и постановки самой задачи. Те допущения, которые вполне приемлемы для одной задачи, могут быть совершенно неприемлемы при решении другой.

При расчетах переходного процесса при КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ допускается:

1. Не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с. Т. е. предполагают, что качания синхронных машин отсутствуют. Если задача ограничена рассмот-

рением лишь начальной стадии переходного процесса (т. е. в пределах до 0,5 с), это допущение не вносит заметной погрешности в расчеты.

2. Не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, если их суммарная длина не превышает 200 км, и напряжением 330 – 750 кВ, если их длина не превышает 150 км.

3. Не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин. При этом все схемы замещения оказываются линейными, что значительно упрощает расчет переходного процесса.

4. Не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов.

5. Считать, что все элементы ЭЭС симметричны, а нарушение симметрии происходит только в месте КЗ.

6. Не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ не превышает 30% от индуктивной составляющей. Активные сопротивления учитывают только при определении затухания аperiodических составляющих токов КЗ.

7. Приблизительно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах расчетной схемы.

Указанные допущения приводят к погрешностям в расчетах, однако они не превышают 2...5 %, что в большинстве случаев допустимо для практических расчетов.

2.3. Порядок расчета токов коротких замыканий

В решении задачи по определению токов КЗ можно выделить следующие основные этапы:

1. Выбор расчетных условий.

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

3. Составление схемы замещения. Схемы замещения выполняют в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС целесообразно отмечать порядковыми номерами и указывать их величины.

4. Расчет режима КЗ. После составления схемы замещения расчет токов и напряжений КЗ представляет собой задачу определения токов и напряжений в схеме с известными для нее сопротивлениями и приложенными ЭДС. Решение такой задачи выполняется с помощью законов Ома и Кирхгофа.

2.4. Выбор расчетных условий

Общие указания.

Расчетные условия КЗ - это наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия КЗ. Они формируются на основе опыта эксплуатации электроустановок, анализа отказов электрооборудования и последствий КЗ.

Расчетные условия КЗ определяются индивидуально для каждого элемента электроустановки. В соответствии с целевым назначением проводимого на практике расчета электромагнитного переходного процесса расчетные условия весьма разнообразны и при решении разных задач могут быть даже противоречивыми.

К расчетным условиям относятся: расчетная схема электроустановки, расчетный вид КЗ, выбор места расположения точки КЗ и выбор расчетной продолжительности КЗ.

Расчетная схема электроустановки включает в себя все элементы электроустановки и примыкающей к ней части ЭЭС (рис.2.1), исходя из условий, предусмотренных продолжительной работой электроустановки с перспективой ее развития.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для этого элемента создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

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

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

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

Расчетный вид КЗ. Выбор расчетного вида КЗ зависит от назначения расчета. В табл. 2.1 приведены некоторые рекомендации по выбору вида КЗ

Расчетная продолжительность КЗ. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времен действия токовой защиты (с учетом действия АПВ) ближайшего к месту КЗ выключателя и полного времени отключения этого выключателя. При наличии зоны нечувствительности у основной защиты – по сумме времен действия защиты, реагирующей на КЗ в указанной зоне, и полного времени отключения выключателя присоединения В таблице 2.1 приведены некоторые рекомендации по выбору расчетной продолжительности КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму минимально возможного действия релейной защиты данного присоединения и собственного времени отключения коммутационного аппарата ($t_{откл.}$ в таблице 2.1).

Выбор режима ЭЭС, предшествующего КЗ. Режим ЭЭС значительно влияет на величину токов КЗ.

Так, если расчет выполняется для выбора или проверки аппаратуры, то расчетный режим должен быть таким, при котором ток КЗ имеет наибольшее

значение. При этом необходимо учитывать не только полную мощность ЭЭС, но и перспективу ее развития.

Таблица 2.1

Некоторые рекомендации по выбору вида КЗ и момента времени от начала КЗ в зависимости от назначения расчёта

Назначение расчета	Вид КЗ	Момент времени от начала КЗ
Выбор или проверка коммутационных аппаратов (выключателей, отделителей, разъединителей и т.п.), реакторов, трансформаторов тока, шин, кабелей: а. на термическую устойчивость б. на динамическую устойчивость в. выключателей на коммутационную способность	$K^{(3)}$	∞
	$K^{(3)}$	0
	$K^{(3)}$	$t_{откл}$
Выбор или проверка разрядников и ограничителей перенапряжений	$K^{(1)}$	∞

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

Максимальный режим характеризуется следующими условиями:

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

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

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

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

2.5. Составление расчетной схемы

Чтобы определить расчетный ток КЗ с целью выбора или проверки электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ, необходимо предварительно выбрать расчетную схему электроустановки. В расчетную схему электроустановки включаются все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели). Влияние асинхронных двигателей допустимо не учитывать при мощности двигателя до 100 кВт, если они отделены от точки КЗ токоограничивающим реактором или силовым трансформатором. Если асинхронные двигатели отделены от расчетной точки КЗ двумя плечами сдво-

енного реактора или двумя и более ступенями трансформации, то их можно не учитывать и при мощностях более 100 кВт.

При составлении расчетной схемы исходят из следующих условий:

- все источники, включенные в расчетную схему, работают одновременно, причем к моменту возникновения КЗ синхронные двигатели работают с номинальными нагрузкой и напряжением, а асинхронные – с 50 % нагрузкой;
- все синхронные двигатели имеют автоматическое регулирование напряжения и устройства для форсировки возбуждения;
- ЭДС всех источников совпадают по фазе, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- КЗ происходит в тот момент времени, при котором ударный ток КЗ имеет максимальное значение;
- наиболее удаленную от точки КЗ часть ЭЭС допустимо представлять в виде одного источника энергии, имеющего неизменную по амплитуде ЭДС и сопротивление, равное эквивалентному сопротивлению заменяемой части ЭЭС.

Составленная расчетная схема в однофазном исполнении (рис.2.1) должна включать участвующие в питании КЗ генераторы и все элементы их связей как с местом КЗ, так и между собой – линии, кабели, трансформаторы, реакторы. Дополнительные источники – синхронные компенсаторы, крупные двигатели, мелкие станции следует сводить в схему только в тех случаях, когда они сравнительно близко расположены к месту КЗ.

Если параметры генераторов, трансформаторов и других элементов наиболее удаленной от точки КЗ части ЭЭС неизвестны, то эту часть системы допускается представлять на исходной расчетной схеме в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС.

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

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

Составление схемы замещения по расчетной схеме

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Все элементы вводят в схему замещения своими эквивалентными сопротивлениями, а источники питания – эквивалентными ЭДС. Сопротивления и ЭДС целесообразно обозначать номерами и указывать их величины в виде дроби, в числителе которой указывается порядковый номер элемента, а в знаменателе – его величина в относительных или именованных единицах.

Генераторы и нагрузки вводят в схему замещения параметрами, соответствующими моменту времени, для которого рассчитывается ток КЗ. Пример составления схем замещения приведен на рис. 2.1.

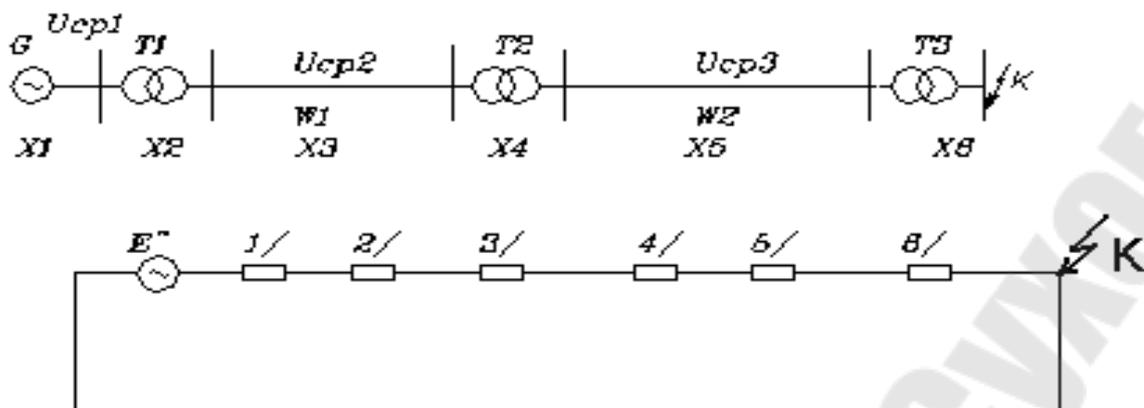


Рис.2.1. Расчетная схема и схема замещения

2.6. Определение параметров элементов расчетной схемы

К элементам ЭЭС, сопротивления которых учитываются при расчетах, относятся: генераторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы и нагрузки.

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

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

- полная номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ·А или номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт и номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$;
- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;
- сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси $X''_{*d \text{ ном}}$;
- сверхпереходное индуктивное сопротивление по поперечной оси $X''_{q \text{ ном}}$;

Для начального момента времени синхронная машина характеризуется сверхпереходным сопротивлением по продольной оси X''_{d*} и сверхпереходной ЭДС E''_{*d} . Величина сверхпереходного сопротивления в именованных единицах определяется из выражения:

$$X''_{d*} = \frac{X''_{d*} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \text{ Ом} \quad (2.1)$$

Величина сверхпереходной ЭДС по продольной оси E''_{*d} зависит от предшествующего режима – от нагрузки генератора и напряжения на его зажимах.

Если генератор имеет в предшествующем режиме напряжение $U_{*Г}$ и нагрузку, то ЭДС генератора в начальный момент КЗ вычисляется по выражению:

$$E''_{*d} \approx U_{*Г} + I_{*Г} \cdot X''_{*d} \sin \varphi_{Г}. \quad (2.2)$$

Электрическая система характеризуется параметрами:

- мощностью трехфазного КЗ $S_{\text{КЗ}}$, МВ·А;
- активным и реактивным сопротивлениями $R_{\text{С}}$, $X_{\text{С}}$.

Параметры, которыми система вводится в расчет, зависят от ее мощности и удаленности от места КЗ. Если система удалена от точки КЗ или ее мощность велика по сравнению с другими генераторами, вводимыми в расчет, то система вводится в расчет источником ЭДС бесконечной мощности с параметрами:

$$U_{C*} = 1 = \text{const}, S_{KC} = \infty, X_C = 0, R_C = 0. \quad (2.3)$$

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

$$U_{C*} \neq 1, X_C \neq 0, R_C \neq 0, S_{KC} \neq \infty. \quad (2.4)$$

Сопротивление системы конечной мощности определяется по ее току КЗ I''_{KC} :

$$Z_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I''_{KC}}, \quad (2.5)$$

где U_C – линейное напряжение системы, кВ.

В ряде случаев задается мощность трехфазного КЗ, равная $S_{KC} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I''_{KC}$, МВ·А, тогда сопротивление системы в именованных единицах определяется по формуле:

$$Z_C = \frac{U_C^2}{S_{KC}}, \text{ Ом}, \quad (2.6)$$

Сопротивления воздушных и кабельных линий определяется по удельным сопротивлениям, величина которых принимается

Для воздушных линий 0,4 Ом/км,

Для кабельных линий 0.08 Ом/км.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Для трансформаторов паспортными или каталожными данными являются:

- номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ·А;

- номинальные напряжения обмоток, кВ, и фактические коэффициенты трансформации;

- напряжения короткого замыкания между обмотками $U_{K\text{В-С}}$, $U_{K\text{В-Н}}$, $U_{K\text{С-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов - U_K);

- потери короткого замыкания $\Delta P_{K\text{В-С}}$, $\Delta P_{K\text{В-Н}}$, $\Delta P_{K\text{С-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов – ΔP_K), кВт.

Все необходимые данные указываются в каталожных данных или паспортах трансформаторов.

Для двухобмоточных трансформаторов полное сопротивление определяется по формуле:

$$Z_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}^2}{S_{\text{ном}}}, \text{ Ом}. \quad (2.7)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется из выражения:

$$R_T = \Delta P_K \frac{U_{H1}^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ Ом.} \quad (2.8)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2.9)$$

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора, имеющего обмотку низшего напряжения, представляет собой трехлучевую звезду. При этом:

$$\begin{aligned} U_{KB} &= 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KH-C}), \% ; \\ U_{KH} &= 0,5 \cdot (U_{KH-C} + U_{KB-H} - U_{KB-C}), \% ; \\ U_{KC} &= 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KH-C} - U_{KB-H}), \% . \end{aligned} \quad (2.10)$$

Сопротивление обмотки, расположенной на сердечнике между двумя другими, имеет обычно отрицательное значение, равное $-0,25\%$. На практике при расчётах сопротивление этой обмотки принимают равным нулю.

Токоограничивающие реакторы. Параметрами токоограничивающих реакторов, служащих для уменьшения токов КЗ, являются:

- номинальное напряжение $U_{НОМ}$, кВ;
- номинальный ток $I_{НОМ}$, А;
- номинальное индуктивное сопротивление X_p , % или X_p , Ом;

Индуктивное сопротивление одинарного реактора определяется из выражения:

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}}{\sqrt{3} \cdot I_H} 10^3, \text{ Ом.} \quad (2.11)$$

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

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d .

Экспериментальные исследования открытых дуг показали, что при токах КЗ в сотни Ампер и выше градиент напряжения в дуге мало зависит от тока. При этом сопротивление дуги, являющееся практически активным:

$$R_d = \frac{1050 \cdot L_d}{I_d}, \text{ Ом,} \quad (2.12)$$

где L_d – длина дуги, м; I_d – действующее значение тока в дуге, А.

Так, при длине дуги $0,1$ м и токе КЗ 1000 А, сопротивление дуги равно $R_d = 0,105$ Ом. В ряде случаев переходные сопротивления могут быть столь

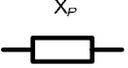
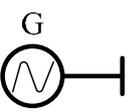
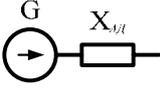
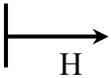
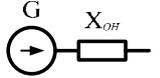
малы, что практически ими можно пренебречь. Такие замыкания называются **металлическими**. Естественно, при прочих равных условиях ток при металлическом КЗ больше, чем при наличии переходного сопротивления. Поэтому, когда требуется найти возможные наибольшие величины токов, исходят из наиболее тяжелых условий, считая, что в месте КЗ отсутствуют какие-либо переходные сопротивления.

Схемы замещения и формулы для определения сопротивления элементов СЭС в именованных и относительных единицах приведены в таблице 2.2.

Схемы замещения и формулы для определения сопротивлений элементов СЭС

Таблица 2.2

Наименование	Обозначение на расчетных схемах	Схема замещения	Реактивности элементов	
			Именованные единицы, Ом	Относительные единицы
Эл. система			$X_c = X_c'' \cdot \frac{U_{HC}^2}{S_{KC}}$	$X_{C_x} = X_c'' \cdot \frac{S_B}{S_{KC}}$
Синхронный генератор (двигатель, компенсатор)			$X_r = X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{r_x} = X_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H}$
Двухобмоточный трансформатор			$X_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{T_x} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}$
Трёхобмоточный трансформатор			$X_B = \frac{U_B \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{B^*} = \frac{U_B \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}$
			$X_C = \frac{U_C \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{C^*} = \frac{U_C \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}$
			$X_H = \frac{U_H \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{H^*} = \frac{U_H \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H}$
Воздушная ЛЭП			$X_{ВЛ} = X_0 \cdot L$	$X_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{ВЛ}^2}$
Кабельная ЛЭП			$X_{КЛ} = X_0 \cdot L$ $R_0 \cdot L$ $R_0 = \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$	$X_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{КЛ}^2}$ $R_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{КЛ}^2}$

Токоограничивающий реактор			$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$X_{p*} = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{I_B}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_B}$
Асинхронный двигатель			$X_{дл} = \frac{1}{K_{п}} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$X_{дл*} = \frac{1}{K_{п}} \cdot \frac{S_B \cdot \eta \cdot \cos \varphi}{P_H}$
Обобщённая нагрузка			$X_{он} = 0,35 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_{он*} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H}$

В таблице 2.2: U_H – нормальное напряжение элемента (для трансформатора – напряжение высшей или низшей стороны); $K_{п}$ – относительный пусковой ток асинхронного двигателя (коэффициент кратности пуска).

Контрольные вопросы

1. Что понимают под расчетом электромагнитного переходного процесса?
2. Какие задачи решаются расчётом электромагнитного переходного процесса?
3. Какие условия и основные допущения принимают при расчётах КЗ?
4. Назовите основные этапы расчёта электромагнитных переходных процессов?
5. В чём заключается выбор расчетных условий?
6. Как составляется расчётная схема?
7. Какие параметры элементов СЭС необходимы для расчёта переходных процессов?
8. Какие параметры генератора необходимы для определения его сопротивления?
9. Какие параметры системы необходимы для определения ее сопротивления?
10. Какие параметры трансформаторов и автотрансформаторов необходимы для определения их сопротивлений?
11. Какие параметры кабельной и воздушной ЛЭП необходимы для определения их сопротивлений?
12. Какие параметры токоограничивающих реакторов необходимы для определения их сопротивлений?

Тема 2. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах

Лекция 3. Содержание лекции

1. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям в именованных единицах.
2. Система относительных единиц. Точное приведение в относительных единицах. Приближенное приведение в относительных единицах.
3. Преобразование схем замещения.

3.1. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям в именованных единицах

Для расчетов переходного процесса возникает необходимость в определении результирующего сопротивления, связывающего место возникновения переходного процесса с источником питания.

Если расчетная схема содержит несколько магнитосвязанных цепей (элементов схемы, связанных между собой трансформаторами) (рис. 3.1), то сопротивления всех элементов цепи должны быть приведены к напряжению одной из ступеней, что позволяет перейти к электрической схеме замещения.



Рис. 3.1. Расчётная схема

Электрические величины E , U , I , Z могут быть приведены к выбранной ступени (например, к точке КЗ - K) по формулам:

$$\begin{aligned} E^\circ &= (K_1 \times K_2 \times \dots \times K_n) E; \\ U^\circ &= (K_1 \times K_2 \times \dots \times K_n) U; \\ I^\circ &= I / (K_1 \times K_2 \times \dots \times K_n); \\ Z^\circ &= (K_1 \times K_2 \times \dots \times K_n)^2 Z, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где K_1 , K_2 , ..., K_n – коэффициенты трансформации, через которые величины E , U , I , Z связаны с выбранной ступенью.

Знак $^\circ$ над буквенным обозначением электрической величины указывает, что данная величина является приведенной.

В этих и последующих выражениях под коэффициентом трансформации каждого трансформатора или автотрансформатора (как повышающего, так и понижающего) понимается отношение междуфазного напряжения холостого хода его обмотки, обращенной в сторону основной ступени напряжения, к аналогичному напряжению его другой обмотки, находящейся ближе к ступени, элементы которой подлежат приведению.

Если для схемы на рис. 3.1 за основную (базисную) ступень принять точку КЗ (т. е. линейное напряжение U_6), то сопротивления элементов, приведенные к этой ступени, определяются:

$$\begin{aligned}
\text{для генератора: } X_{1(\bar{\sigma})} &= X_1 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right]^2; \\
\text{для трансформатора: } X_{2(\bar{\sigma})} &= X_2 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \right]^2; \\
\text{для линии } WI: X_{3(\bar{\sigma})} &= X_3 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \right]^2 \text{ и т. д.}
\end{aligned} \tag{3.2}$$

В этих выражениях U_1, U_3, \dots, U_6 – действительные линейные напряжения на выводах трансформаторов для одного из расчетных режимов (максимальный, минимальный и др.), для которого рассчитывается переходный процесс. Данное приведение элементов к базисным условиям называется точным, так как коэффициенты трансформации трансформаторов определялись по действительным напряжениям на их выводах.

Чтобы не ошибиться при приведении токов и сопротивлений к разным напряжениям, можно пользоваться следующим правилом: при увеличении напряжения сопротивления увеличиваются, токи уменьшаются. При уменьшении напряжения сопротивления уменьшаются и токи увеличиваются.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения.

Сущность приближенного приведения заключается в следующем. Для каждой ступени трансформации устанавливают среднее номинальное напряжение $U_{\text{ср}}$: 340; 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,4; 0,23 кВ и при этом условно принимают, что номинальные напряжения всех элементов, находящихся на одной ступени, одинаковы и равны соответствующим значениям по указанной шкале. Тогда коэффициент трансформации каждого трансформатора равен отношению средних номинальных напряжений $U_{\text{ср}}$ тех ступеней, которые он связывает. Результирующий коэффициент трансформации каскада трансформаторов будет определяться как отношение $U_{\text{ср}}$ крайних ступеней. Следовательно, при приближенном приведении в именованных единицах выражения для пересчета принимают более простой вид:

$$E_6^\circ = E \cdot \frac{U_{\text{ср}(\bar{\sigma})}}{U_{\text{ср}}}; U_6^\circ = \frac{U_{\text{ср}(\bar{\sigma})}}{U_{\text{ср}}}; I_6^\circ = I \cdot \frac{U_{\text{ср}(\bar{\sigma})}}{U_{\text{ср}}}; Z_6^\circ = \left[\frac{U_{\text{ср}(\bar{\sigma})}}{U_{\text{ср}}} \right]^2 \cdot Z, \tag{3.3}$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее номинальное напряжение ступени, с которой производится пересчет;

$U_{\text{ср}(\bar{\sigma})}$ – то же выбранной основной ступени.

Например, для схемы на рис. 3.1 сопротивления, приведенные к базисному напряжению $U_6 = U_6$ будут:

$$\text{для генератора: } X_{1(66)} = X_1 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \cdot \frac{U_2}{U_1} \right]^2 = X_1 \cdot \left(\frac{U_6}{U_1} \right)^2;$$

$$\text{для трансформатора: } X_{2(6)} = X_2 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \right]^2 = X_2 \cdot \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2; \quad (3.4)$$

$$\text{для линии } W1: \quad X_{3(6)} = X_3 \cdot \left[\frac{U_6}{U_5} \cdot \frac{U_4}{U_3} \right]^2 = X_3 \cdot \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2,$$

т. к. $U_3=U_3$; $U_4=U_5$, промежуточные коэффициенты трансформации сокращаются.

При расчетах, связанных с определением устойчивости ЭЭС и расчётом устройств релейной защиты и автоматики, следует пользоваться формулами точного приведения, а при расчетах, проводимых с целью проверки электрического оборудования на термическую и динамическую устойчивость токам КЗ – приближенными формулами приведения и уравнением (3.3), а не (3.4).

3.2. Система относительных единиц

Относительные единицы широко используются в электротехнических расчетах, так как позволяют значительно упростить выкладки и придают им более общий характер.

Любые физические величины могут быть представлены не в обычных для них соответствующих именованных единицах, а в относительных, безразмерных единицах. В практических расчетах такое представление физических величин придает результатам большую наглядность и позволяет быстрее ориентироваться в порядке определяемых значений.

Под относительным значением какой-либо величины следует понимать ее отношение к другой одноименной величине, выбранной за единицу измерения.

Следовательно, чтобы выразить отдельные величины в относительных единицах, нужно выбрать те величины, которые должны служить соответственными единицами измерения, т. е. установить базисные единицы или условия.

Электрические величины могут быть выражены в: ток I – в амперах (А), напряжение U – в вольтах (В), сопротивление Z – в омах (Ом) и т. д., а также в процентах (%) и относительных единицах (ОЕ), т. е. в долях от некоторых одноименных величин, называемых в дальнейшем базисными.

Пусть за базисный ток и базисное междуфазное напряжение приняты величины I_6 и U_6 . Тогда базисная мощность трехфазной системы:

$$S_6 = \sqrt{3} U_6 I_6, \quad (3.5)$$

а базисное сопротивление:

$$Z_6 = U_6 / \sqrt{3} I_6 = U_6^2 / S_6. \quad (3.6)$$

Как видно, из четырех базисных единиц S_6 , U_6 , I_6 , и Z_6 две могут быть выбраны произвольно, а две другие получаются из соотношений (3.5) и (3.6).

При выбранных базисных условиях относительные значения ЭДС, напряжений, токов, мощностей и сопротивлений будут:

$$E_{*(б)} = \frac{E}{U_б}; U_{*(б)} = \frac{U}{U_б}; I_{*(б)} = \frac{I}{I_б}; S_{*(б)} = \frac{S}{S_б}; Z_{*(б)} = \frac{Z}{Z_б}, \quad (3.7)$$

где "звездочка" указывает, что величина выражена в относительных единицах, а индекс (б) – что она приведена к базисным условиям.

Поскольку выбор базисных условий произволен, то одна и та же действительная величина при выражении ее в относительных единицах может иметь разные численные значения.

Перепишем из выражений (3.6) и (3.7) сопротивление

$$Z_{*(б)} = \frac{Z}{Z_б} = Z \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_б}{U_б} = Z \cdot \frac{S_б}{U_б^2}, \quad (3.8)$$

где Z – заданное сопротивление, Ом на фазу;

$I_б$ – базисный ток, кА;

$U_б$ – базисное междуфазное напряжение, кВ;

$S_б$ – базисная мощность, МВ·А.

Для различных элементов системы электроснабжения параметры, характеризующие их сопротивления, могут быть заданы в разных формах. Так, для воздушных и кабельных ЛЭП задается погонное индуктивное и активное сопротивления на фазу X_0 и R_0 (Ом/км), а также длина L (км). Поэтому для этих элементов удобнее пользоваться выражениями:

$$X_{*(б)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_б^2}; R_{*(б)} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_б^2}. \quad (3.9)$$

Как известно, напряжение КЗ трансформатора задается в процентах от его номинального напряжения. Пренебрегая весьма малой составляющей активного сопротивления обмоток трансформатора, можно считать $U_k \% = Z \% \approx X \%$. При этом реактивное сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется:

$$X_{*(б)} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \frac{S_б}{U_б^2}. \quad (3.10)$$

Для реактора обычно задается его реактивное сопротивление в процентах $X_p \%$, определенное при номинальных напряжении и токе. Сопротивление реактора, приведенное к базисным условиям, определится:

$$X_{*(б)} = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_H}{I_H} \cdot \frac{I_б}{U_б}. \quad (3.11)$$

Для синхронных генераторов и компенсаторов приводится индуктивное сопротивление $X''_{*дн}$, приведенное к номинальным условиям (табл. 3.1). Сопротивление генератора или синхронного компенсатора, приведенное к базисным условиям, будет:

$$X_{*(б)} = X''_{*дн} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \frac{S_б}{U_б^2}. \quad (3.12)$$

При выборе базисных условий следует руководствоваться соображениями, чтобы вычислительная работа была по возможности проще, и порядок числовых значений относительных базисных величин был достаточно удобен для оперирования с ними.

Для базисной мощности S_6 целесообразно принимать круглые числа (1000, 100, 10 МВ·А) или часто повторяющуюся в заданной схеме номинальную мощность. За базисное напряжение U_6 рекомендуется принимать U_H или близкое к нему.

При приведении сопротивлений элементов в относительных единицах к одной ступени трансформации используется **приближенное** приведение.

Приближенное приведение в относительных единицах. Когда приведение схемы производится приближенно, пересчет к базисным условиям значительно упрощается, если за U_6 принимать значение U_{cp} соответствующей ступени. В этом случае можно использовать соотношения:

$$Z_{*(6)} = \frac{Z}{Z_6} = Z \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_6}{U_6} = Z \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad Z_{*(6)} = Z_{*H} \cdot \frac{S_H}{S_6}; \quad Z_{*(6)} = Z_{*H} \cdot \frac{I_6}{I_H}, \quad (3.13)$$

помня, что в последнем из них I_6 и I_H должны быть отнесены к одной ступени напряжения. Что касается ЭДС и напряжений, то при этих условиях их относительные номинальные и базисные значения совпадают.

Формулой приближенного приведения для реакторов следует пользоваться с некоторой осторожностью, так как реактор одного номинального напряжения может быть установлен на стороне меньшего напряжения.

Формулы для приведения сопротивлений элементов ЭЭС в относительные единицы при принятых базисных условиях сведены в табл. 3.1.

Точность расчета не зависит от того, в какой системе единиц выражены параметры схемы замещения.

Если схема замещения составлена в системе относительных единиц, то для получения значений токов и напряжений в именованных единицах нужно полученные относительные величины умножить на соответствующие базисные единицы данной ступени трансформации.

Таблица 3.1

Формулы для определения реактивных сопротивлений элементов СЭС

Наименование	Реактивные сопротивления элементов
--------------	------------------------------------

элементов СЭС	Относительные номинальные единицы	Именованные единицы	Относительные единицы	
			Приближенное приведение	
Синхронный генератор (двигатель, компенсатор)	X_d'', X_d	$\frac{X_{*d}'' U_H^2}{S_H}$	$\frac{X_{*d}'' S_6}{S_H}$	
Двухобмоточный трансформатор	$u_k \%$	$\frac{u_k \% U_H^2}{100 S_H}$	$\frac{u_k \% S_6}{100 S_H}$	
ЛЭП воздушная или кабельная	$X_0, \text{ Ом/км}$	$X_0 L$	$\frac{X_0 L S_6}{U_{cp}^2}$	
Токоограничивающий реактор	$X_p \%$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$	
Сдвоенный реактор	$X_C = -K_{CB} X_p \%,$ $X_1 = X_2 = (1 + K_{CB}) X_p \%$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$	
Асинхронный двигатель	$X_{дв} = 1/K_n = 1/I_{пуск}^*$	$\frac{1}{K_n} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H}$	$\frac{1}{K_n} \cdot \frac{S_6}{S_H}$	
Обобщенная нагрузка	$X_{*H} = 0,35$ $E_{*H} = 0,8$	$\frac{0,35 U_H^2}{S_H}$	$\frac{0,35 S_6}{S_H}$	

3.3. Преобразование схем замещения

После составления схемы замещения, определения сопротивлений всех элементов и приведения этих сопротивлений к одной ступени трансформации, схема преобразуется к простому виду, показанному на рис. 3.2.

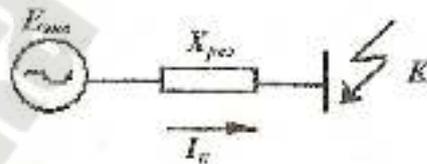


Рис. 3.2. Результирующая схема замещения

Для преобразования схем используются методы известные из курса ТОЭ. Так, последовательные сопротивления непосредственно суммируются, параллельные – суммируются через проводимости, производится преобразование треугольника в звезду, трехлучевой звезды в треугольник, замена нескольких источников одним эквивалентным и т.д.

Полученные в ходе рассмотренных преобразований эквивалентные ЭДС источников питания и результирующие сопротивления являются исходными параметрами для определения токов и напряжений при КЗ.

Трудность преобразования схем замещения в значительной степени определяется выбранным порядком выполнения операций по упрощению схемы.

Поэтому при преобразовании схем следует придерживаться такого порядка расчетов и записи результатов, которые обеспечивают простую проверку получаемых результатов.

Коэффициенты распределения токов. В практике расчетов токов КЗ часто возникает необходимость в определении взаимных сопротивлений между точкой КЗ и отдельными источниками. Для этой цели используются коэффициенты распределения. Рассмотрим случай, когда два источника связаны с точкой КЗ через общее сопротивление (рис. 3.3).

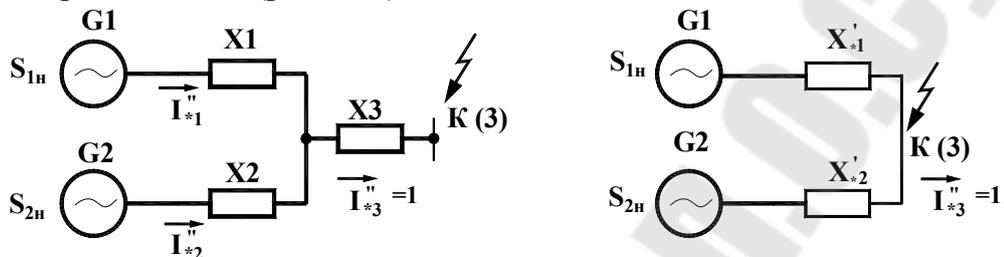


Рис. 3.3. Преобразование схемы с помощью коэффициентов распределения

Для получения схемы рис. 3.3, б необходимо:

а. Определить результирующее сопротивление из схемы, приведенной на рис. 3.3, а:

$$X_{рез} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_3 = X_3 + X_3. \quad (3.14)$$

б. Принять относительное значение сверхпереходного тока КЗ в точке \$K^{(3)}\$ равным 1, т. е. \$I_{*к}'' = 1\$, откуда в соответствии с законами Кирхгофа можно записать уравнения:

$$I_{*1}'' + I_{*2}'' = I_{*к}'' = 1; \quad I_{*1}'' X_1 = I_{*2}'' X_2.$$

в. Совместно решая (3.53 и 3.53), находим:

$$I_{*1}'' = \frac{X_2}{X_1 + X_2} = C_1; \quad I_{*2}'' = \frac{X_1}{X_1 + X_2} = C_2,$$

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

Коэффициенты \$C_1\$ и \$C_2\$ могут быть определены следующим образом:

$$C_1 = X_2/X_1; \quad C_2 = X_1/X_2; \quad C_1 + C_2 = 1. \quad (3.15)$$

г. Для замены схемы рис.3.3, а схемой рис.3.3,б, необходимо соблюсти условия:

$$\frac{X'_1 \cdot X'_2}{X'_1 + X'_2} = X_{рез}; \quad \frac{X'_1}{X'_2} = \frac{I_{*2}''}{I_{*1}''} = \frac{C_2}{C_1}.$$

д. Решая совместно (3.24), получим:

$$X'_1 = \frac{X_{рез}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{рез}}{C_2}. \quad (3.16)$$

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

а. Определяется эквивалентное и результирующее сопротивление:

$$X_{\text{экв}} = X_1 \parallel X_2 \parallel \dots \parallel X_n; \quad X_{\text{рез}} = X_{\text{экв}} + X_0 \quad (3.17)$$

б. Определяются коэффициенты токораспределения:

$$C_1 = \frac{X_{\text{экв}}}{X_1}; \quad C_2 = \frac{X_{\text{экв}}}{X_2}; \quad \dots; \quad C_n = \frac{X_{\text{экв}}}{X_n}, \quad (3.18)$$

причем $C_1 + C_2 + \dots + C_n = 1$.

в. Рассчитываются сопротивления новой схемы замещения:

$$X'_1 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2}; \quad \dots; \quad X'_n = \frac{X_{\text{рез}}}{C_n}. \quad (3.19)$$

После получения простейшей схемы (рис.3.2), содержащей место КЗ и эквивалентную ЭДС за эквивалентным сопротивлением для расчета тока в месте КЗ используют закон Ома, а для определения токов и напряжений в других ветвях схемы (если в этом есть необходимость) совершают обратный переход – от простейшей схемы к более сложной, вплоть до исходной.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях при составлении схемы замещения используют шкалу средне-номинальных напряжений?
2. Как выбираются базисные условия для различных ступеней напряжения ЭЭС?
3. Зависит ли результат расчёта токов КЗ от от расчета в ИЕ и ОЕ?
4. Зависит ли результат расчёта токов КЗ от выбора базисных условий?
5. В чем заключаются преимущества системы ОЕ перед системой ИЕ?
6. Как выбирают базисные единицы при составлении схемы замещения в относительных единицах с учетом фактических коэффициентов трансформации и при их приближенном учете?
7. Какую ступень напряжения целесообразно принимать за основную?
8. Может ли являться расчетной точкой КЗ точка, в которой соединены все три ветви схемы замещения трехобмоточного трансформатора или сдвоенного реактора?
9. На чём основаны точное и приближённое приведение сопротивлений элементов короткозамкнутой цепи (генераторов, трансформаторов, ЛЭП и ректоров) в схемах замещения?
10. Какова последовательность преобразования схем замещения при расчетах?

Тема 3. Переходный электромагнитный процесс при трехфазном КЗ

Лекция 4 Содержание лекции

1. Методы анализа переходных электромагнитных процессов.
2. Переходный процесс в простейшей трехфазной цепи.
3. Анализ протекания переходного процесса.
4. Ударный ток короткого замыкания.
5. Переходный процесс при удалённом КЗ в трехфазной сети
6. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора без АРВ.
7. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора с АРВ.

4.1. Методы анализа переходных электромагнитных процессов

Переходным называют процесс, протекающий от начала возникновения короткого замыкания и до момента, когда наступает установившийся режим КЗ. Переходный процесс в общем случае характеризуется появлением свободной апериодической составляющей тока КЗ, которая накладывается на периодическую составляющую, изменяющуюся с частотой сети, и вместе с ней образует полный ток КЗ.

Правильно оценить электродинамическое и термическое действие тока КЗ невозможно, не учитывая переходный режим КЗ, так как мгновенное и действующее значения полного тока КЗ существенно больше их значений в установившемся режиме.

Уравнения, описывающие электромагнитные переходные процессы, могут быть записаны в дифференциальной или в операторной форме. Совпадая по существу, они имеют различные способы решения.

Решение уравнений переходных процессов в дифференциальной форме записи называют классическим методом. В этом случае при малом числе линейных дифференциальных уравнений система с помощью операций дифференцирования и исключения сводится к одному уравнению более высокого порядка, решение которого, как правило, не представляет трудности.

4.2. Переходный процесс в простейшей трехфазной цепи

Постановка задачи и допущения. Нормальный режим. Трехфазную симметричную цепь с сосредоточенными активными и индуктивными сопротивлениями при отсутствии в ней трансформаторных связей называют простейшей трехфазной цепью.

Электромагнитный процесс в такой цепи рассмотрим при допущении, что ее питание осуществляется от источника бесконечной мощности. Такой источник характеризуется неизменностью напряжения на шинах по амплитуде и по частоте.

Однако любой реальный источник обладает конечной мощностью, но если она во много раз превышает мощность элементов, за которыми рассматривается КЗ, то напряжение на шинах питающей системы изменяется незначительно, что дает возможность в практических расчетах это изменение не учитывать. Кроме того, наличие автоматического регулирования возбуждения (АРВ) дополнительно способствует принятию этого допущения. При принятии этого допущения имеет место преувеличение тока КЗ, что, как правило, не влияет на выбор устанавливаемого оборудования.

В качестве основного допущения считаем, что между токами и напряжениями рассматриваемых цепей сохраняется линейная зависимость и, следовательно, они могут быть связаны линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами.

На рис. 4.1 представлена трехфазная симметричная цепь, питаемая источником с неизменным синусоидальным напряжением:

$$\begin{aligned}
 u_A &= \sqrt{2} U_n \sin(\omega t + \alpha), \text{ кВ}; \\
 u_B &= \sqrt{2} U_n \sin(\omega t + \alpha - 120^\circ), \text{ кВ}; \\
 u_C &= \sqrt{2} U_n \sin(\omega t + \alpha + 120^\circ), \text{ кВ},
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

где U_n – действующее значение напряжения источника питания;
 α – фаза включения – угол между вектором напряжения фазы A и действительной осью (рис. 4.2).

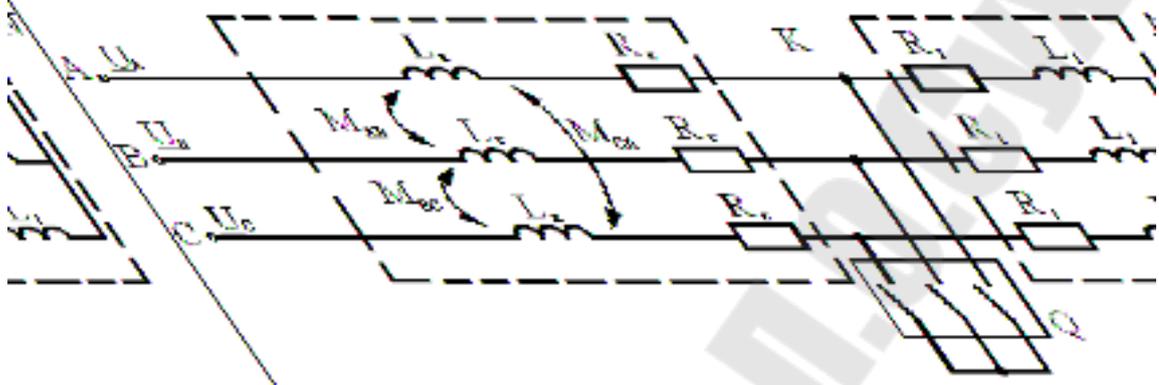


Рисунок 4.1. Простейшая трехфазная цепь

В рассматриваемой схеме емкость фаз относительно земли и друг друга не учитывается вследствие ничтожно малого ее влияния на переходный электромагнитный процесс. Это исключает возможность возникновения колебательных контуров на промышленной частоте, что значительно упрощает анализ протекания переходного процесса в цепи.

В нормальном режиме работы цепи по фазам протекает ток, определяемый напряжением источника питания и результирующим сопротивлением:

$$\begin{aligned}
 i_a &= \sqrt{2} I_n \sin(\omega t + \alpha - \varphi_n); \\
 i_b &= \sqrt{2} I_n \sin(\omega t + \alpha - \varphi_n - 120^\circ); \\
 i_c &= \sqrt{2} I_n \sin(\omega t + \alpha - \varphi_n + 120^\circ),
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

где $I_n = U_n / Z_\Sigma$ – действующее значение периодической составляющей тока;

$Z_\Sigma = \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}$ – полное сопротивление цепи;

$R_\Sigma = R_k + R_1$ – активное сопротивление цепи;

$X_\Sigma = \omega(L_k + L_1)$ – индуктивное сопротивление цепи;

$\varphi_n = \arctg \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma}$ – угол сдвига между напряжением и током той же цепи.

4.3. Анализ протекания переходного процесса

При КЗ в точке K (рис. 4.1) простейшая электрическая цепь распадается на две независимые цепи (обозначим их M и N), одна из которых – M остается присоединенной к источнику, а другая – N превращается в короткозамкнутый контур, ток в котором будет поддерживаться до тех пор, пока запасенная в нем энергия магнитного поля не перейдет в тепло, выделяющееся в активном сопротивлении R_1 . Для части схемы N дифференциальное уравнение баланса напряжений будет:

$$0 = i_j R_1 + L_1 \frac{di_j}{dt}, \text{ где } j = (A, B, C)
 \tag{4.3}$$

Решением уравнения (4.3) будет:

$$i = i_0 \cdot e^{-\frac{t}{T_{a1}}}, \quad (4.4)$$

где i_0 – начальное значение свободного тока;
 T_{a1} – постоянная времени затухания свободного тока.

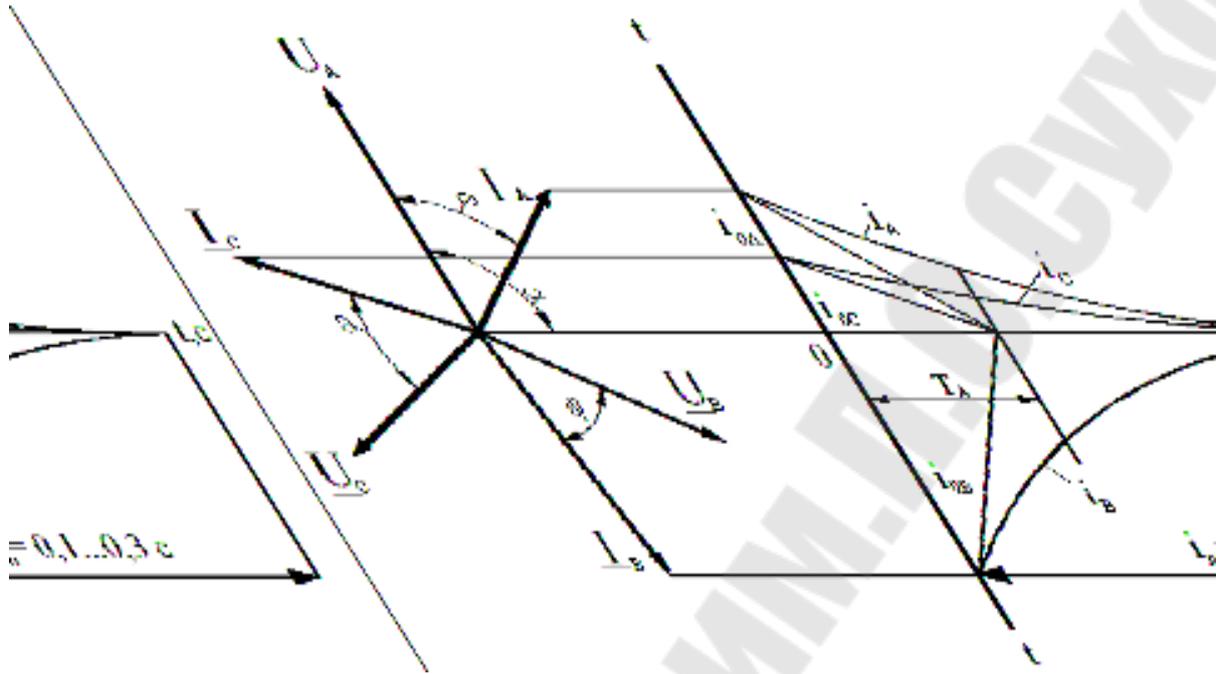


Рис. 4.2. Векторная диаграмма (а) и осциллограмма переходного процесса (б) для участка цепи N

Уравнение (4.4) показывает, что на участке N имеется лишь свободный ток, который затухает по экспоненциальному закону с постоянной времени T_{a1} , величина которой определяется из выражения:

$$T_{a1} = \frac{L_1}{R_1} = \frac{X_1}{\omega \cdot R_1}, \text{ с.} \quad (4.5)$$

Так как цепь симметрична, то выражение (4.4) правомерно по структуре для всех трёх фаз. Начальные значения токов i_0 по фазам будут различны. Векторная диаграмма и осциллограмма протекания переходного процесса в цепи N представлены на рис. 4.2. Необходимо помнить, что любую синусоидальную величину можно представить в виде неизменного по величине вектора, вращающегося относительно неподвижной оси $t-t$ с частотой вращения ω_c . Проекция этого вектора на неподвижную ось $t-t$ дают мгновенное значение этого тока. Проекция вращающихся векторов токов $\underline{i}_A, \underline{i}_B, \underline{i}_C$ на ось $t-t$ дают начальные мгновенные значения токов i_{OA}, i_{OB}, i_{OC} , которые затухают с одинаковыми постоянными времени T_{a1} .

Касательная к любой точке экспоненты в принятом для оси времени t масштабе дает значение постоянной времени T_{a1} . Это свойство используется для опытного определения постоянных времени затухания апериодических составляющих свободных токов. Для большей точности точку, к которой проводят подкасательную, нужно брать в начальной (более крутой) части кривой. За время $t = T_{a1}$ апериодический ток уменьшается в $e = 2,71$ раз или до $1/e = 0,368$ своего начального значения. В соответствии с этим, величине T_{a1} можно дать такое определение:

Постоянная времени T_{a1} - время, в течение которого апериодическая состав-

ляющая уменьшается до 0,368 своего начального значения.

После затухания апериодической составляющей заканчивается переходный процесс в части цепи N .

В одной из фаз свободный ток может отсутствовать, если в момент возникновения КЗ предшествующий ток в этой фазе проходил через нуль. При этом свободные токи в двух других фазах будут одинаковы по величине, но противоположны по направлению.

Рассмотрим протекание переходного процесса на участке M , получающем питание от источника бесконечной мощности.

Так как суммарное сопротивление цепи, к которой присоединен источник, уменьшилось, то ток в общем случае должен увеличиться и должен измениться и угол φ сдвига тока относительно напряжения.

Обратимся к векторной диаграмме (рис.4.3) для начального момента трехфазного КЗ. Пусть векторы $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C, \underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ характеризуют нормальный режим цепи. Ось абсцисс является осью отсчета углов, а вертикаль $t-t$ является неподвижной осью времени.

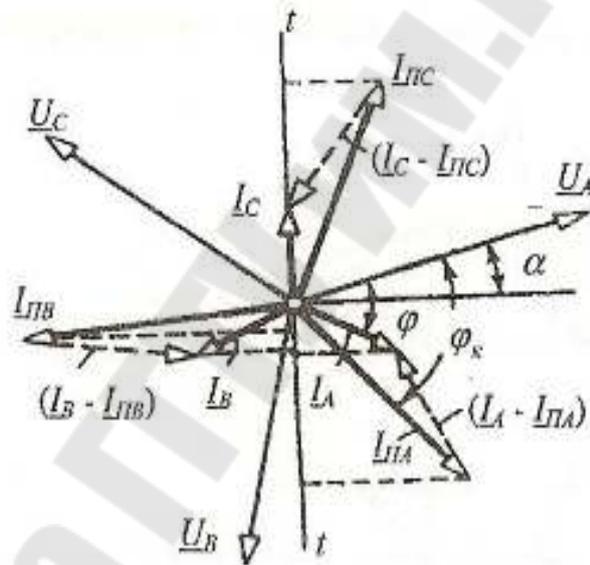


Рис.4.3. Векторная диаграмма для начального момента трехфазного КЗ простейшей цепи для участка M

В момент КЗ сопротивление цепи M внезапно уменьшается. Следовательно, мгновенно должен возрасти периодический ток этой цепи, причем его сдвиг по фазе также изменится. Напряжение источника сохранится постоянным на все время переходного процесса, а поэтому новое значение периодической составляющей тока не будет затухать.

Допустим, что векторы $\underline{I}_{ЛВ}, \underline{I}_{ЛС}, \underline{I}_{ЛА}$ характеризуют периодический ток установившегося режима КЗ. Поскольку цепь содержит индуктивность, то значение полного тока в такой цепи в момент нарушения режима не может измениться скачком. Периодическая же составляющая тока в момент КЗ увеличилась скачкообразно, изменится магнитный поток, обусловленный этой составляющей тока.

Изменение магнитного потока вызовет наведение в цепи ЭДС $\Delta e = -d\Phi/dt$ и появление свободной составляющей тока, начальное значение которой полностью компенсирует приращение мгновенного значения периодической составляющей. Это – апериодическая составляющая (на рис. 4.3 для фазы A $\underline{I}_A - \underline{I}_{ЛА}$). Таким образом, наряду с периодической составляющей тока КЗ на участке M возникает апериодическая со-

составляющая тока КЗ. Сложение токов периодической и аperiodической составляющих дает значение полного тока КЗ.

Рассмотрим основные соотношения переходного процесса для участка M . Поскольку при трехфазном КЗ симметрия фаз не нарушается, рассмотрим основные соотношения для одной фазы, например, для фазы A .

По второму закону Кирхгофа для любого момента времени имеем соотношение:

$$U_A = R_K \cdot i_A + L_K \cdot \frac{di_A}{dt} + M_{AB} \frac{di_B}{dt} + M_{AC} \frac{di_C}{dt}, \quad (4.6)$$

которое, имея в виду, что $i_A + i_B + i_C = 0$, можно представить, опуская индекс фазы:

$$U = R_K \cdot i + (L_K - M) \frac{di}{dt} = R_K \cdot i + L \frac{di}{dt}, \quad (4.7)$$

где $L = (L_K - M)$ – результирующая индуктивность фазы.

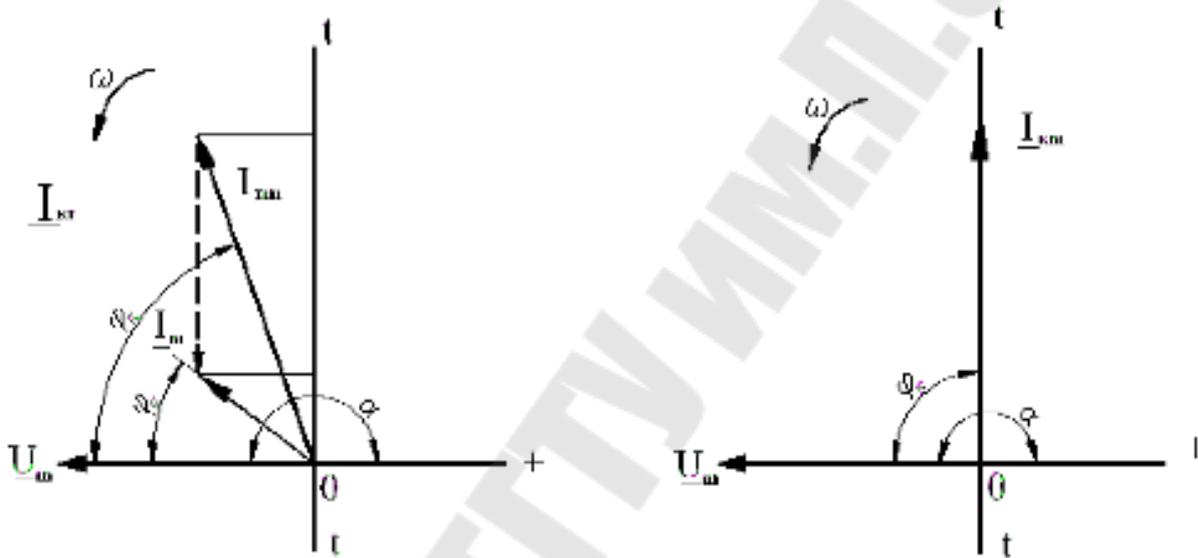


Рис. 4.4. Условия образования наибольшей величины аperiodической составляющей тока КЗ: а – при наличии предшествующего тока; б – при его отсутствии

Общее решение дифференциального уравнения (4.7) будет:

$$i_k = \frac{U_m \cdot \sin(\omega \cdot t + \alpha - \varphi_k)}{Z_k} + i_0 \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (4.8)$$

где Z_k – полное сопротивление цепи КЗ;

φ_k – аргумент комплексного сопротивления цепи КЗ;

α – угол, определяющий направление вектора напряжения фазы A при $t = 0$, или фаза включения.

Следовательно, значение тока КЗ определится выражением:

$$i_k = i_{\Pi} + i_a \quad (4.9)$$

где i_{Π} – вынужденная (периодическая) составляющая тока КЗ;

i_a – аperiodическая (свободная) составляющая тока КЗ.

При рассматриваемых условиях амплитуда периодической составляющей тока КЗ $I_{mk} = U_m / Z_k$ остается неизменной.

Чем больше периодическая составляющая тока, тем больше смещение кривой полного тока относительно оси времени t - t . Мгновенные значения

$i_n(-0)$, $i_n(+0)$ определяются как проекции векторов \underline{I}_m и \underline{I}_{mk} на ось времени t - t . Поэтому начальное значение $i_a(0)$ можно рассматривать как проекцию вектора $\underline{I}_m - \underline{I}_{mk}$ на эту линию. При таком представлении наглядно видно, что, в зависимости от момента возникновения КЗ, начальное значение $i_a(0)$ может изменяться от возможной наибольшей величины, когда вектор $\underline{I}_m - \underline{I}_{mk}$ параллелен оси времени, до нуля, когда этот вектор перпендикулярен оси времени. В последнем случае апериодическая составляющая тока в данной фазе отсутствует, так как мгновенное значение предшествующего тока совпадает с мгновенным значением периодической составляющей нового режима.

Возможное наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ зависит от фазы включения α и от предшествующего режима цепи. Максимальное значение $i_a(0)$ получается при условиях, показанных на рис. 4.4, т. е. когда разность $\underline{I}_m - \underline{I}_{mk}$ параллельна оси времени t - t .

4.4. Ударный ток короткого замыкания

Наибольшего значения полный ток КЗ достигает при наибольших значениях его составляющих. Начальное значение апериодического тока достигает максимума, когда ток предшествующего режима равен нулю (холостой ход), а в момент КЗ периодическая составляющая вынужденного тока проходит через свой максимум. Это условие принимается в качестве расчетного условия.

Максимальное мгновенное значение полного тока КЗ — i_y — называют ударным током. Найдем условия, при которых ударный ток достигает своего наибольшего значения для случая, когда ток предшествующего режима был равен нулю, т. е. $I_m = 0$. В этом случае уравнение для полного тока КЗ принимает вид:

$$i_k = I_{km} \cdot \left[\sin(\omega \cdot t + \alpha - \varphi_k) - \sin(\alpha - \varphi_k) \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \right] \quad (4.10)$$

и представляет собой функцию двух независимых переменных: времени t и фазы включения α . Максимум тока наступает при $\alpha = 0$ или $\alpha = 180^\circ$.

Для цепей с преобладающей индуктивностью $\varphi_k \approx 90^\circ$, поэтому условия возникновения наибольшей апериодической составляющей и условие, при котором достигается максимум мгновенного значения полного тока, очень близки друг другу. Поэтому в практических расчетах максимальное значение полного тока КЗ находят при наибольшем значении апериодической составляющей, считая, что он наступает приблизительно через полпериода, что при $f = 50$ Гц составляет около 0,01 с с момента возникновения КЗ (рис. 4.5).

Таким образом, выражение для ударного тока КЗ можно записать в следующем виде:

$$i_y = I_{nm} + I_{nm} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}} = K_y \cdot I_{nm}, \quad (4.11)$$

где

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (4.12)$$

который называют ударным коэффициентом и который показывает превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей. Его величина находится в пределах $1 \leq K_y \leq 2$, что соответствует предельным значениям T_a , т. е. $T_a = 0$ при $L_k = 0$

и $T_a = \infty$ при $R_k = 0$.

Естественно, чем меньше T_a , тем быстрее затухает аperiodическая составляющая и тем, соответственно, меньше ударный коэффициент. Влияние этой составляющей сказывается лишь в начальной стадии переходного процесса. В сетях и установках высокого напряжения она практически исчезает спустя 0,1...0,3 с.

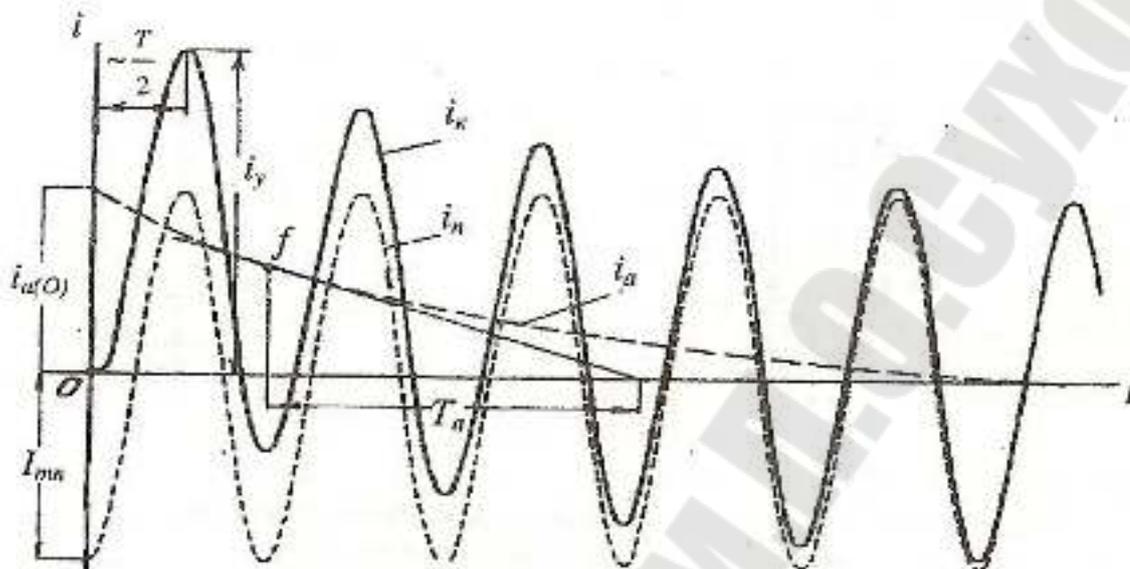


Рис.4.5. Определение ударного тока КЗ

Трёхфазное КЗ ранее было названо симметричным, но этот термин является строгим только к периодическим составляющим токов в фазах. Аperiodические же составляющие токов и, следовательно, полные токи во всех фазах не могут быть одинаковыми.

4.5. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора без АРВ

При КЗ на зажимах генератора, не имеющего АРВ, ток возбуждения i_f остаётся постоянным и обеспечивает неизменный магнитный поток Φ_f .

На рис. 4.6 приведены осциллограммы изменения полного тока и его составляющих в одной фазе цепи, питаемой от генератора без АРВ.

Допустим до начала КЗ (точка О) генератор работал в нормальном режиме, при котором в цепи протекал ток i_n . В момент времени, когда ток нагрузки имел значение $i_n = 0$, произошло КЗ, под влиянием которого наступил переходный процесс, сопровождающийся увеличением тока.

При КЗ на зажимах генератора преобладающее значение имеет индуктивное сопротивление цепи, поэтому её активным сопротивлением пренебрегают.

При $\varphi_k \approx 90^\circ$ максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ наблюдается при нулевой фазе включения ($\alpha = 0$) и отсутствии предшествующего тока в цепи. В этом случае значение i_{a0} оказывается равным амплитуде периодической составляющей.

Полный ток КЗ во время переходного процесса состоит из периодической и аperiodической составляющих. Мгновенное значение полного тока в любой момент времени t определяется:

$$i_{kt} = i_{nt} + i_{at}. \quad (4.19)$$

Поскольку генератор является источником конечной мощности и в соответствии с принятым условием работает без АРВ, напряжение на его зажимах, а следовательно, и периодическая составляющая тока КЗ с течением времени уменьшаются. Объясняет-

ся это тем, что по мере затухания свободных токов, наведенных в начальный момент КЗ в обмотке возбуждения, демпферных обмотках, в массиве ротора, поток реакции статора при неизменном токе возбуждения ослабляет результирующий магнитный поток в воздушном зазоре генератора (гл.3).

Последнее обстоятельство приводит к уменьшению ЭДС, наводимой в статоре, и к изменению периодической составляющей тока КЗ.

На рис. 4.6 периодическая составляющая тока КЗ i_n в течение переходного процесса изображена в виде синусоиды с убывающей амплитудой. Заметим при этом, что длительность переходного процесса не превышает время затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Кроме того, начальный ток КЗ больше установившегося значения тока ($I'' > I_\infty$).

Аperiodическая составляющая тока КЗ затухает по экспоненте с постоянной времени T_a . Вследствие быстрого затухания аperiodической составляющей полный ток КЗ для времени $t \geq 0,15$ с после начала переходного процесса можно считать практически равным периодической составляющей, которая представляет собой установившийся ток КЗ. Мгновенное и действующее значения установившегося тока КЗ обозначаются, соответственно, i_∞ и I_∞ .

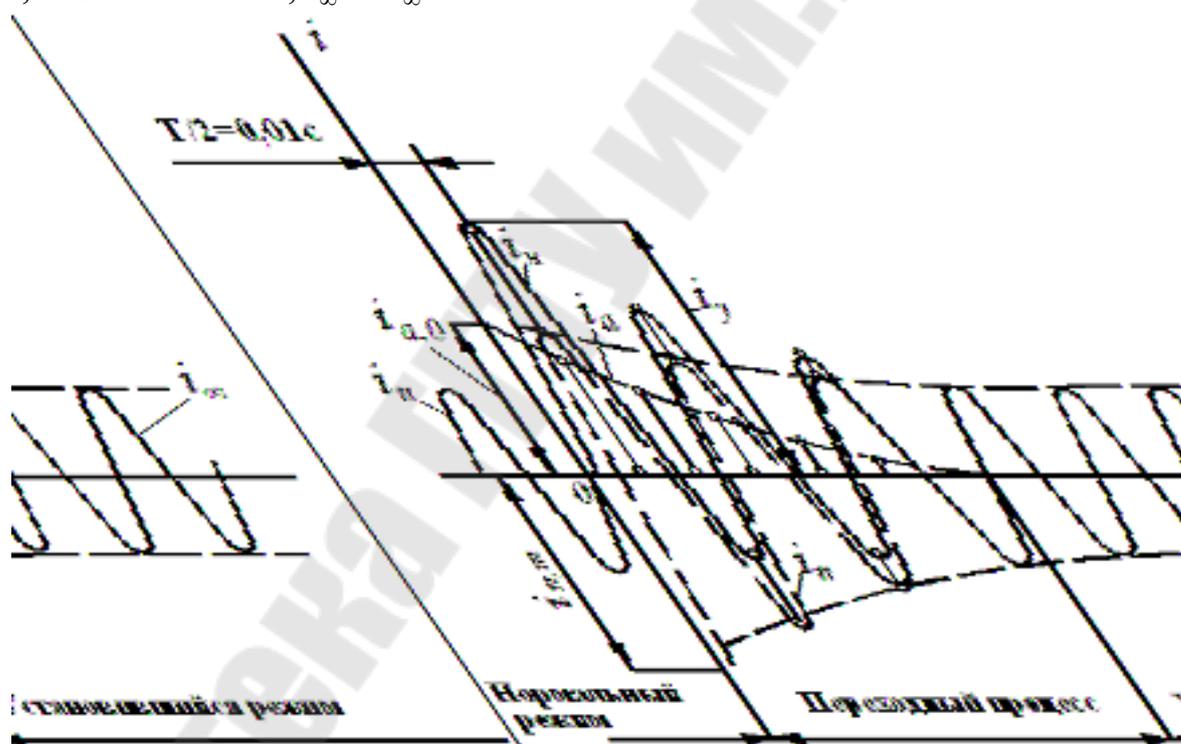


Рис.4.6. Изменения полного тока и его составляющих одной из фаз генератора без АРВ при внезапном КЗ

Длительность переходного процесса КЗ для современных генераторов обычно составляет не более 3...5 с. Как и в случае питания цепи КЗ от шин бесконечной мощности, максимальное значение полного тока – ударный ток – имеет место обычно через 0,01 с после начала процесса. При определении ударного тока условно считают, что к этому времени периодическая составляющая тока не претерпевает существенных изменений и равна значению $I_{n, m}$, как и в начальный момент КЗ. При расчетах учитывается лишь затухание аperiodической составляющей, максимальное значение которой принимается равным также $I_{n, m}$.

4.6. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора с АРВ

Назначение АРВ состоит в поддержании на зажимах генератора номинального напряжения при всех возможных режимах работы генератора. В случае понижения напряжения, обусловленного КЗ, АРВ увеличивает ток возбуждения генератора, а следовательно, и напряжение в различных точках сети.

В начальный момент КЗ ввиду инерции магнитных потоков, сцепленных с обмотками генератора, АРВ на переходный процесс практически не влияет. В дальнейшем действие АРВ сказывается на увеличении тока возбуждения и связанных с ним составляющих тока статора и демпферных обмоток. Однако этот процесс протекает сравнительно медленно, так что изменяются только ЭДС генератора и зависящая от нее периодическая составляющая тока статора.

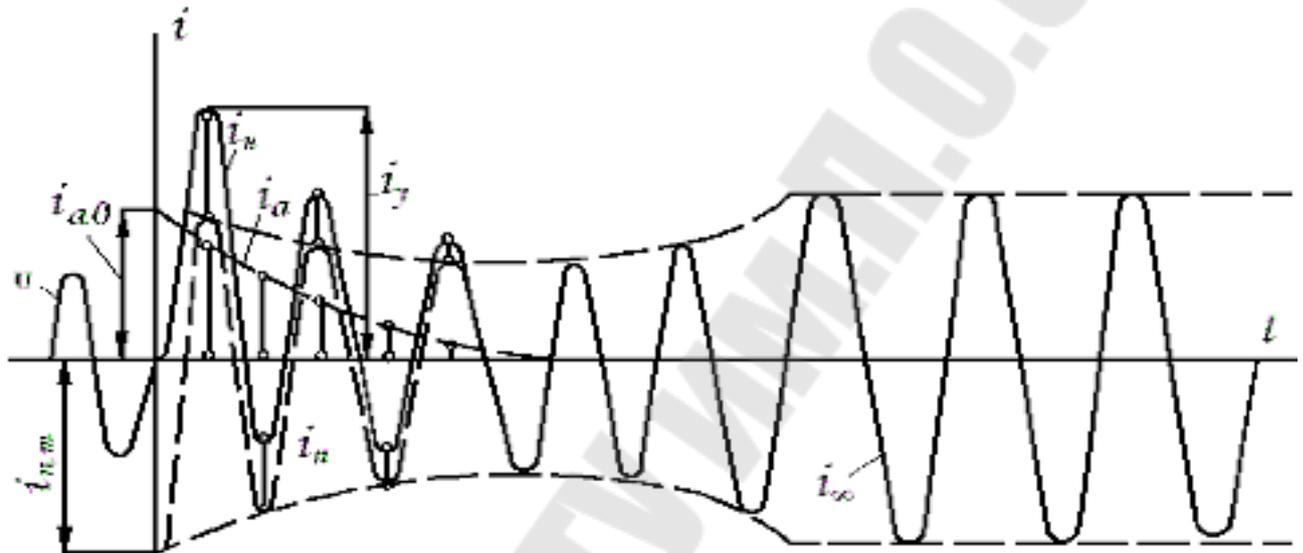


Рис. 4.7. Кривые изменения тока и его составляющих при КЗ на выходах генератора с АРВ

Повышение напряжения генератора благодаря АРВ начинается не в момент возникновения КЗ, а через некоторое время (рис. 4.9), необходимое для срабатывания АРВ. Поэтому ток КЗ до вступления в действие АРВ уменьшается так же, как и при отсутствии АРВ, а затем начинает увеличиваться и достигает установившегося значения, соответствующего возросшему напряжению генератора за счёт действия АРВ.

В связи с тем, что действие АРВ проявляется через несколько периодов после появления КЗ, начальное значение полного тока КЗ и его составляющих, а также ударный ток КЗ остаются такими же, как и при отсутствии АРВ.

Таким образом, при АРВ затухание свободных токов статора и обмотки возбуждения, возникших при внешнем КЗ, в некоторой степени компенсируется увеличением тока КЗ за счёт действия АРВ.

Контрольные вопросы

1. Какую трехфазную цепь называют простейшей?
2. Назовите основные допущения при анализе переходных процессов в простейшей цепи.
3. Как определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ?
4. Почему трехфазное КЗ в начальный момент является несимметричным КЗ?
5. При каких условиях полный ток КЗ в простейшей цепи будет иметь максимальное

значение?

6. Как аналитически и графически определяется постоянная времени затухания? то такое ударный ток КЗ?
7. В каких пределах изменяется величина ударного коэффициента?
8. Каков характер протекания переходного процесса в зависимости от величины постоянной времени затухания?
9. Как определяется действующее значение полного тока КЗ и его составляющих?
10. Как изменяется полный ток и его составляющие при трёхфазном КЗ на зажимах генератора без АРВ?
11. Как влияет АРВ генератора на изменение тока при трёхфазном КЗ?

Тема 3. Переходный электромагнитный процесс при трехфазном КЗ

Лекция 5. Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ. Расчёт ударного тока короткого замыкания и установившегося тока КЗ

Содержание лекции

1. Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ.
2. Расчет ударного тока короткого замыкания.
3. Учет и влияние нагрузки в начальный момент КЗ.
4. Учет СЭС при расчетах токов КЗ.
5. Расчёт установившегося тока КЗ.

5.1. Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ в исходную расчетную схему должны быть введены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если между электродвигателями и точкой КЗ отсутствуют токоограничивающие реакторы или силовые трансформаторы. В автономных электрических системах следует учитывать и электродвигатели меньшей мощности, если сумма их номинальных токов составляет не менее 1 % от тока в месте КЗ, определенного без учета этих электродвигателей.

Для расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ аналитическим методом предварительно следует составить эквивалентную схему замещения, в которой синхронные и асинхронные машины должны быть представлены предварительно приведенными к базисной ступени напряжения или выраженными в относительных единицах при выбранных базисных условиях сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС. Исходные значения сверхпереходных ЭДС следует принимать численно равными их значениям в момент, предшествующий КЗ. Если синхронный генератор или синхронный электродвигатель имел до момента КЗ напряжение $U_{*Г}$, кВ и нагрузку $I_{*Г}$, кА, то сверхпереходную ЭДС в предшествующем режиме следует определять по выражению:

$$E''_{*d} = \sqrt{(U_{*Г} \cdot \cos \varphi_{Г})^2 \pm (U_{*Г} \cdot \sin \varphi_{Г} + I_{*Г} \cdot X''_{d*})^2}. \quad (5.1)$$

Для приближенных расчетов можно применять упрощенную формулу для определения E''_{*d} :

$$E''_{*d} \approx U_{*Г} + I_{*Г} \cdot X''_{*d} \sin \varphi_{Г}. \quad (5.2)$$

В формулах (5.1) и (5.2) знак «+» относится к синхронным генераторам и к синхронным электродвигателям, которые к моменту КЗ работали в режиме пе-

ревозбуждения, а знак «-» - к синхронным электродвигателям, работавшим с недовозбуждением.

При расчете тока КЗ с применением системы относительных единиц и приведением значений параметров элементов расчетной схемы к выбранным базисным условиям в формулы (5.1)...(5.2) целесообразно подставлять U_0, I_0, X_d'' в относительных единицах при номинальных условиях машины, т.е. соответственно, $U_{0\text{ ном}}, I_{0\text{ ном}}, X_{d\text{ ном}}''$ и при этом $U_{0\text{ ном}}$ допустимо принимать равным единице. Полученную ЭДС $E_{0\text{ ном}}''$ следует затем привести к базисным условиям:

$$E_{0(\delta)}'' = E_{0(\text{ном})}'' \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\delta}} \quad (5.3)$$

Схему замещения следует путем преобразований привести к простейшему виду и определить результирующую ЭДС E_{Σ}'' (или $E_{\Sigma(\delta)}''$) и результирующее эквивалентное сопротивление X_{Σ} (или $X_{\Sigma(\delta)}$) относительно расчетной точки КЗ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет:

$$I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}, I_*'' = \frac{E_{\Sigma(\delta)}''}{X_{\Sigma(\delta)}} I_6, \quad (5.4)$$

где I_6 – базисный ток той ступени напряжения, на которой находится расчетная точка КЗ.

Начальный ток КЗ рассчитывают в следующем порядке:

- задаются базисными условиями ($S_6; U_6$);
- составляется схема замещения, в которой все элементы расчётной схемы приводят к выбранным базисным условиям (при расчете в ОЕ) или к одной ступени напряжения (при расчете в ИЕ);
- полученную схему замещения путём соответствующих преобразований приводят к простейшему виду и определяют результирующую ЭДС $E_{*\Sigma}''$ (или E_{Σ}'') и результирующее сопротивление $x_{*\Sigma}$ (или x_{Σ}) относительно точки КЗ;
- искомое начальное значение периодической составляющей тока КЗ рассчитывается по формуле (5.4).

5.2. Расчет ударного тока короткого замыкания

Способ расчета ударного тока КЗ зависит от требуемой точности расчета и конфигурации исходной расчетной схемы.

При расчете ударного тока КЗ с целью проверки проводников и электрических аппаратов по условиям КЗ допустимо считать, что амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент наступления ударного тока равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ. Исключение составляют случаи, когда вблизи расчетной точки КЗ включены асинхронные электродвигатели.

Если исходная расчетная схема содержит только последовательно включенные элементы, то ударный ток следует определять по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} I_{no} K_y, \quad (5.5)$$

где K_y – ударный коэффициент

Если к точности расчета не предъявляется особых требований, то в этих случаях принимают следующие значения постоянной времени и ударного коэффициента:

- при КЗ на шинах, питаемых непосредственно от генераторов средней и большой мощности: $T_a = 0,09$ с, $K_y = 1,9$;
- при КЗ в установках и сетях напряжением выше 1 кВ: $T_a = 0,045$ с, $K_y = 1,8$;
- при КЗ на стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов мощностью 1,6 МВ·А и ниже: $T_a = 0,008$ с, $K_y = 1,3$.

5.3. Учет и влияние нагрузки в начальный момент КЗ

Важным фактором в начальный момент внезапного нарушения режима является поведение подключённой нагрузки. Влияние нагрузки в начальный момент зависит от значения остаточного напряжения в месте её присоединения и удалённости от точки КЗ. При $E''_н > U$ нагрузка является дополнительным источником тока КЗ, и чем ближе она расположена к точке КЗ, тем сильнее сказывается её роль в питании места повреждения. Поэтому в практических расчетах сверхпереходного тока в точке КЗ и ближайших к ней ветвях учитывают только те нагрузки и отдельные двигатели, которые непосредственно связаны с точкой КЗ или расположены на небольшой электрической удалённости от неё.

Таблица 5.1

Вид нагрузки	Величина параметров		
	Сверхперех. ЭДС E''_*	Сверхперех. сопротив. X''_*	Ударный коэффициент K_y
Асинхронный двигатель мощностью более 5 МВт	0,9	0,2	1,8
Асинхронный двигатель мощностью 0,2...5 МВт	0,9	0,2	1,6
Асинхронный двигатель мощностью менее 0,2 МВт	0,9	0,2	1,0
Обобщенная нагрузка	0,8	0,35	1,0
Перевозбужденный синхронный двигатель	1,1	0,2	1,0 ... 1,8 в зависим. от мощности двигателя
Недовозбужденный синхронный двигатель	0,9...1,0	0,2	-"
Синхронный компенсатор	1,2	0,2	-"

При расчётах сверхпереходного режима индивидуально учитываются синхронные генераторы и синхронные компенсаторы, а также мощные синхронные и асинхронные двигатели. Электродвигатели относительно небольшой мощности и все двигатели, связанные с точкой КЗ через трансформаторы или реакторы, относят к обобщенной нагрузке.

Величины сверхпереходных ЭДС и реактивных сопротивлений нагрузки определяются из табл. 5.1.

5.4. Учет СЭС при расчетах токов КЗ

При расчетах токов КЗ учет СЭС часто производится приближенно, считая СЭС источником бесконечной мощности. Такой источник не обладает собственным сопротивлением и напряжение на его зажимах не зависит от режима работы внешних присоединений. Отсюда следует, что изменение полного тока КЗ происходит только вследствие затухания его апериодической составляющей.

При таких условиях для действующего значения периодической составляющей тока КЗ достаточно найти результирующую реактивность X_{Σ} между точкой присоединения источника бесконечной мощности и точкой КЗ. Зная напряжение источника, которое обычно принимается равным среднему напряжению той ступени, где он подключен $U_{\text{ср}}$, величину тока КЗ определяют:

$$I_n = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}, \text{ кА.} \quad (5.6)$$

Если расчет ведется в относительных единицах и принято $U_{\text{б}} = U_{\text{ср}}$, то:

$$I_n = \frac{1}{X_{*\Sigma}} I_{\text{б}}, \text{ кА.} \quad (5.7)$$

Такой способ расчета при соизмеримой мощности исследуемой схемы и СЭС может дать значительную погрешность. Поэтому им можно пользоваться только в случае, если нет другого пути для оценки влияния СЭС или заведомо известно, что СЭС имеет весьма большую мощность по сравнению с мощностью исследуемой цепи.

Однако имеется другой способ учета СЭС, в котором ее сопротивление приближенно оценивается по известному значению тока КЗ в какой-либо точке схемы. Если известна величина начального тока $I''_{\text{кз}}$ или мощности $S''_{\text{кз}}$ при трехфазном КЗ, то реактивность системы относительно этого узла определяется:

$$X_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}I''} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S''_{\text{кз}}} \quad \text{или} \quad X_{*\text{кз}(б)} = \frac{I_{\text{б}}}{I''} = \frac{S_{\text{б}}}{S''_{\text{кз}}}, \quad (5.8)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение той ступени, где заданы ток I'' или мощность $S_{\text{кз}}$.

За этой реактивностью считают подключенным источник бесконечной мощности.

5.5. Расчёт установившегося режима КЗ

Установившимся режимом называют такую стадию переходного процесса, при которой произошло затухание всех возникших в начальный момент КЗ свободных токов в синхронной машине и изменение напряжения на её зажимах под действием АРВ прекращено. Обычно считают, что этот режим наступает через 3...5 с после возникновения КЗ. При этом предполагается, что скорость вращения машины остаётся неизменной и равной синхронной.

Аналитический расчёт при наличии в схеме генераторов с АРВ. Снижение напряжения при КЗ приводит в действие устройство АРВ, которое стремится поддерживать напряжение на выводах генераторов на уровне номинального путём увеличения тока возбуждения. Поэтому можно заранее предвидеть, что токи и напряжения при этих условиях всегда больше, чем при отсутствии АРВ. Однако величина тока возбуждения у генераторов ограничена предельным током возбуждения I_{*fnp} .

Следовательно, для каждого генератора можно установить наименьшую величину внешней реактивности при КЗ, за которой генератор при предельном возбуждении обеспечивает нормальное напряжение на своих выводах. Такую реактивность называют критической $x_{*кр}$, которая может быть определена по выражению:

$$x_{*кр} = \frac{x_d U_{*н}}{E_{*qпр} - U_{*н}}; \quad (5.9)$$

и связанный с ней ток

$$I_{*кр} = \frac{U_{*н}}{x_{*кр}}. \quad (5.10)$$

Относительное значение $E_{*qпр} = I_{*fnp}$ известно по каталожным данным системы возбуждения генераторов.

Среднее значение $x_{*кр}$ для типовых генераторов при номинальных условиях составляет 0,5, а критического тока составляет 2.

В установившемся режиме трёхфазного КЗ генератор, имеющий АРВ, может оказаться в одном из двух режимов – предельного возбуждения и нормального напряжения. Зная $x_{*кр}$, достаточно сопоставить с ней внешнюю реактивность $x_{*вн}$, чтобы решить вопрос, в каком режиме работает генератор.

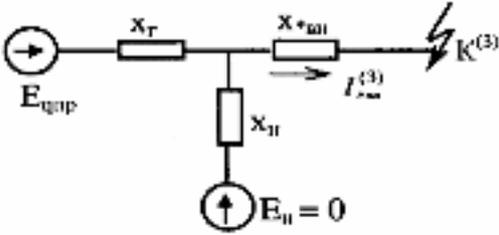
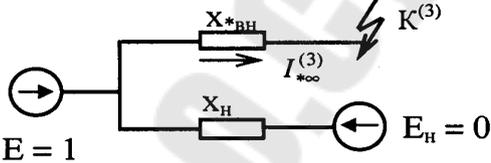
Внешняя реактивность представляет собой суммарное сопротивление всех элементов сети, по которым протекает ток, от выводов генератора до точки КЗ.

При сравнении $x_{*вн}$ и $x_{*кр}$ следует помнить, что они должны быть приведены к общим базисным условиям.

В табл. 5.2 сведены все соотношения, характеризующие указанные выше режимы работы генераторов при КЗ. Порядок расчёта следующий.

1. Составляется схема замещения.
2. Определяются параметры $x_{*вн}$ и $x_{*кр}$.
3. Сравнивая между собой реактивности $x_{*вн}$ и $x_{*кр}$, определяют режим работы генератора.
4. В режиме предельного возбуждения генератор вводится в схему замещения параметрами E_{*fnp} и $x_{\Gamma} = \frac{x_d S_{\sigma}}{S_{ном}}$.
5. В режиме нормального напряжения генератор вводится в схему замещения $E_* = 1$ и $x_{\Gamma} = 0$.
6. Определяется $I_{*\infty}^{(3)}$ по выражениям, приведенным в табл. 5.2.

Соотношения параметров, характеризующие режимы генераторов с АРВ

Режим предельного возбуждения	Режим нормального напряжения
$x_{*BH} < x_{кр}; I_{*f} = I_{*f пр}; U_* < U_{*H}$  $I_{*∞}^{(3)} = \frac{E_{*f пр}}{x_{\Sigma}}$	$x_{*BH} > x_{кр}; I_{*f} < I_{*f пр}; U_* < U_{*H}$  $I_{*∞}^{(3)} = \frac{1}{x_{*BH}}$

Контрольные вопросы

1. Какой режим называется сверхпереходным?
2. Как производится расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ?
3. Как производится расчет ударного тока короткого замыкания?
4. Учет и влияние нагрузки в начальный момент КЗ.
5. Учет СЭС при расчетах токов КЗ.
6. Какой режим называется установившимся?
7. Как определить ток КЗ в установившемся режиме?
8. Как проявляется действие АРВ в установившемся режиме КЗ и какие режимы возможны у генераторов с АРВ?

Тема 4. Переходные процессы в сетях с незаземленной нейтралью

Лекция 6. Содержание лекции.

1. Основные понятия и определения. Рабочее заземление. Защитное заземление. Грозозащитное заземление
2. Общая характеристика. Нормальный режим.
3. Напряжения относительно земли при замыкании фазы на землю.
4. Токи замыкания на землю в установившемся режиме замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.

6.1. Основные понятия и определения

Трехфазные электрические сети представляют собой совокупность трех цепей, объединенных через обмотки электрических машин – генераторов, трансформаторов, двигателей. Обмотки электрических машин трехфазных сетей при соединении по схеме «звезда» образуют общую точку H (рис. 6.1), которую называют нейтралью. Фазные напряжения \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C – это напряжения между фазными выводами обмоток и их нейтралью.

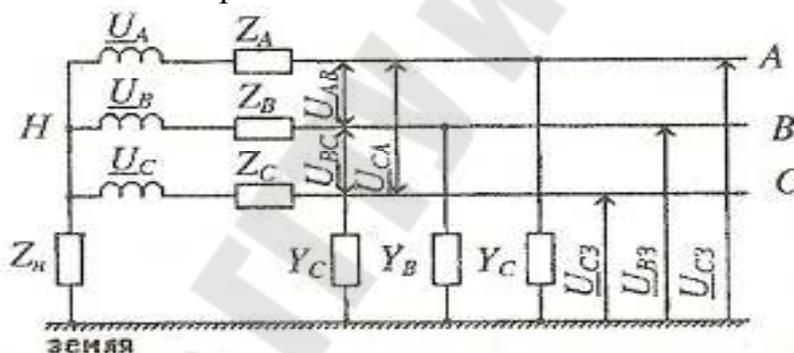


Рис. 6.1. Трехфазная сеть

Трехфазные сети в нормальном режиме могут быть или полностью изолированы от земли, или из режимных соображений какая-либо точка трехфазной системы может быть соединена с землей. Для выполнения заземления используется заземляющее устройство, представляющее собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземления в электротехнических установках могут быть следующих видов:

1. **Рабочее заземление** – преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой-либо точки токоведущих частей электрической установки, необходимое для обеспечения ее работы. Обычно рабочее заземление осуществляется путем заземления нейтралей обмоток генераторов или трансформаторов.
2. **Защитное заземление** – заземление металлических нетокведущих частей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения из соображений безопасности людей.

3. Грозозащитное заземление – заземление молниеотводов, разрядников и ОПН.

Сети, в которых выполнено рабочее заземление, становятся заземленными электрическими сетями. Сети, в которых рабочее заземление отсутствует, называют незаземленными сетями.

Способ заземления нейтралей практически не сказывается на нормальном режиме работы сети, но при повреждении фазной изоляции оказывает решающее влияние на режим работы сети: на величину тока замыкания на землю и размеры разрушений, вызываемых им в месте повреждения; на величину напряжений фаз относительно земли и связанных с ними условий работы изоляции. Величина тока замыкания на землю определяет требования, предъявляемые к заземляющим устройствам электроустановок и к релейной защите от замыканий на землю. Принятый способ заземления нейтралей обуславливает электрические характеристики этого аварийного режима и определяет способы защиты электроустановки от него.

Заземление нейтрали может быть осуществлено непосредственным ее соединением с заземляющим устройством электроустановки (глухозаземленная нейтраль) или через индуктивное или активное сопротивление. Чем меньше величина сопротивления в нейтрали, тем больше отличаются токи замыкания на землю и напряжения относительно земли от этих величин в незаземленных системах.

6.2. Общая характеристика сетей с незаземленными нейтралью.

Если нейтрали обмоток электрических машин незаземлены, то при нарушении фазной изоляции ток повреждения оказывается небольшим: его величина определяется проводимостями фазной изоляции и переходным сопротивлением в месте замыкания на землю. Сопротивлением элементов фазных цепей можно пренебречь и тогда исходная схема для простейшего случая будет иметь вид, показанный на рис. 6.2.

Проводимости фазной изоляции обусловлены, во-первых, емкостями C_A , C_B , C_C фаз относительно земли, во-вторых, активными сопротивлениями изоляции. Обычно активные проводимости фазной изоляции малы и одинаковы: $G_A = G_B = G_C = G$.

Емкости фаз относительно земли определяются в основном конструкцией и протяженностью линий электрических сетей. Они, естественно, имеют распределенный характер (на рис. 6.2 они показаны условно как результирующие сосредоточенные емкости). Для кабельных линий свойственна емкостная симметрия, тогда как воздушные линии, даже при транспонировании проводов, обладают емкостной асимметрией.

Напряжения источника питания будем во всех случаях считать симметричными по фазам:

$$\underline{U}_A = \underline{U}_\phi, \quad \underline{U}_B = a^2 \underline{U}_\phi, \quad \underline{U}_C = a \underline{U}_\phi,$$

где a – оператор фазы.

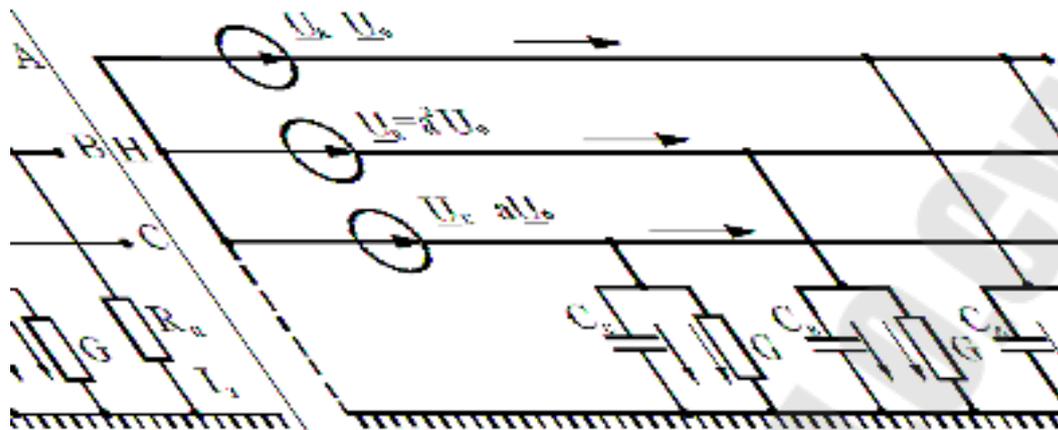


Рис. 6.2. Схема замещения электрической сети с незаземленной нейтралью

Нормальный режим. Воспользовавшись схемой рис. 6.2 для нормального режима, получим величины, характеризующие электрические сети с незаземленными нейтралью:

– напряжение смещения нейтрали (для незаземленной сети равно эквивалентной ЭДС трехфазной цепи между точками H и Z):

$$U_H = \varphi_H - \varphi_Z = -E_{ЭКВ} = -\frac{\underline{U}_A(G + j\omega C_A) + \underline{U}_B(G + j\omega C_B) + \underline{U}_C(G + j\omega C_C)}{(G + j\omega C_A) + (G + j\omega C_B) + (G + j\omega C_C)} =$$

$$= -\underline{U}_\phi \frac{j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C)}{3G + j\omega(C_A + C_B + C_C)}. \quad (6.2)$$

– степень емкостной несимметрии сети:

$$U_A = \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}. \quad (6.3)$$

Степень несимметрии кабельных сетей и напряжение смещения нейтрали, равны нулю. Степень несимметрии воздушных сетей лежит в диапазоне 0,5..2 %.

6.3. Напряжения относительно земли при замыкании фазы на землю.

При определении напряжений $\underline{U}_{ФЗ}$ в режиме замыкания фазы на землю в сетях с незаземленными нейтралью влиянием несимметрии сети и активных токов утечки можно пренебречь, т. е. принять:

$$C_A = C_B = C_C = C_\phi, \quad G = 0.$$

Тогда напряжение смещения нейтрали в установившемся режиме замыкания на землю фазы A через переходное сопротивление $R_{П}$ будет равно (рис. 6.2):

$$\begin{aligned} \underline{U}_H &= -\underline{E}_{\text{ЭКВ}} = -\frac{\underline{U}_A(1/R_{\Pi} + j\omega C_{\Phi}) + \underline{U}_B j\omega C_{\Phi} + \underline{U}_C j\omega C_{\Phi}}{1/R_{\Pi} + j3\omega C_{\Phi}} = \\ &= -\underline{U}_{\Phi} \frac{1/R_{\Pi}}{1/R_{\Pi} + j3\omega C_{\Phi}} = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \end{aligned} \quad (6.4)$$

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

$$\underline{U}_H = -\underline{U}_{\Phi}.$$

Напряжение поврежденной фазы А относительно земли:

$$\underline{U}_{A3} = \underline{U}_H + \underline{U}_A = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}} + \underline{U}_{\Phi} = \underline{U}_{\Phi} \frac{j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \quad (6.5)$$

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

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли:

$$\underline{U}_{B3} = \underline{U}_H + \underline{U}_B = \underline{U}_{\Phi} \frac{a^2(1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}) - 1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \quad (6.6)$$

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

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

$$\underline{U}_{C3} = \underline{U}_H + \underline{U}_C = \underline{U}_{\Phi} \frac{a(1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}) - 1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \quad (6.7)$$

При $R_{\Pi}=0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы С относительно земли: $U_{C3} = \sqrt{3}U_{\Phi}$.

На рис. 6.3 приведены кривые зависимости напряжения смещения нейтрали и напряжений фазных проводов относительно земли от величины переходного сопротивления R_{Π} , выраженного в долях от результирующего емкостного сопротивления сети.

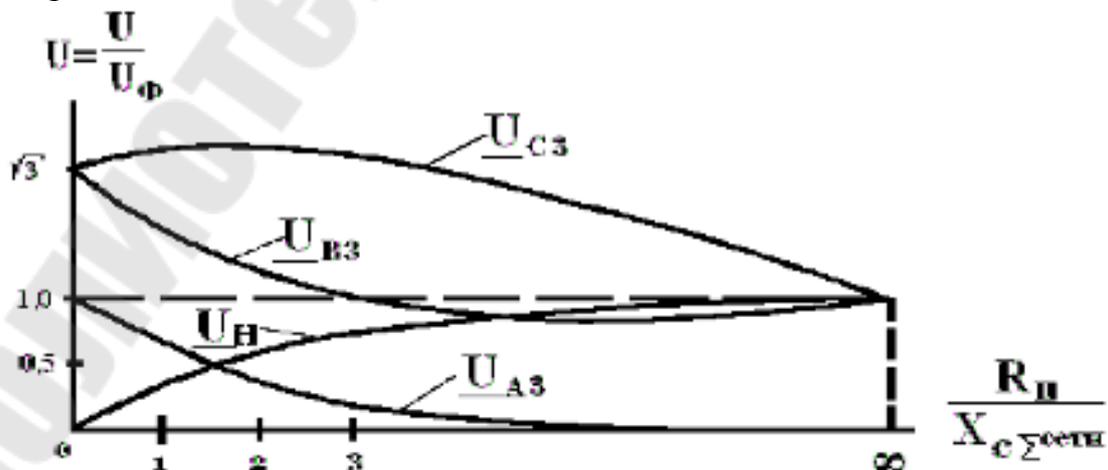


Рис. 6.3. Кривые зависимости напряжений фаз относительно земли и напряжения смещения нейтрали от величины переходного сопротивления в месте замыкания на землю R_{Π}

Векторная диаграмма напряжений представлена на рис. 6.4. При металлическом замыкании на землю ($R_{\Pi} = 0$) напряжение смещения нейтрали максимально и равно фазному напряжению сети, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли симметричны и равны по модулю междуфазному напряжению ($1,73 U_{\phi}$). По мере увеличения R_{Π} модуль напряжения $U_{\text{Н}}$ уменьшается, что соответствует скольжению конца вектора $\underline{U}_{\text{Н}}$ на векторной диаграмме по полуокружности, опирающейся на вектор $\underline{U}_{\text{Н}}$ при металлическом замыкании на землю. Так как вектор напряжения каждой фазы относительно земли равен сумме векторов соответствующего фазного напряжения и $\underline{U}_{\text{Н}}$, то концы векторов фазных напряжений $\underline{U}_{\text{Ф3}}$ также скользят по полуокружностям, пристроенным к концам векторов исходных фазных напряжений (на рис. 6.4 пунктиром показано положение векторов при $R_{\Pi}/X_{\Sigma \text{ сети}} = 1$).

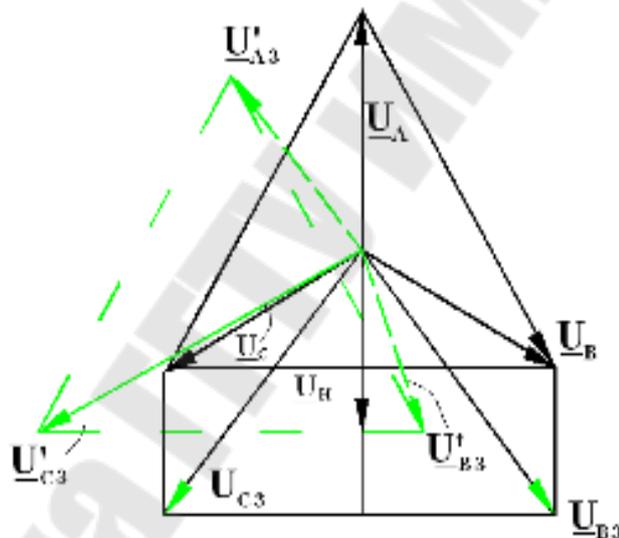


Рис. 6.4. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю в сети с незаземленной нейтралью

Векторы напряжений $\underline{U}_{\text{Ф3}}$ получаются несимметричными, а треугольник междуфазных напряжений остается неизменным, так что трехфазные потребители электроэнергии не чувствуют этого нарушения нормального состояния питающей сети.

Рассмотренное выше относится к установившемуся режиму. Поскольку сети обладают индуктивностями и емкостями, то переход из одного состояния в другое сопровождается переходным процессом, в течение которого напряжения $U_{\text{Ф3}}$ могут превышать нормальные фазные напряжения в 2,1 ... 2,2 раза. При замыкании фазы на землю при определенных условиях в месте замыкания может возникнуть перемежающаяся дуга. В этом случае переходный процесс затягивается, а дуговые перенапряжения могут достигать на поврежденной фазе $2,2 U_{\phi}$, а на неповрежденных - $4,2 U_{\phi}$.

6.4. Токи замыкания на землю.

Оценим сначала величину тока замыкания на землю I_3 в неразветвленной схеме, приведенной на рис. 6.5. Согласно первому закону Кирхгофа для узла 3, учитывая положительные направления токов, указанные на рис. 6.5, можно записать:

$$\begin{aligned} \underline{I}_3 &= -(\underline{U}_A + \underline{U}_H)j\omega C_A + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)j\omega C_B + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)j\omega C_C + \\ &+ (\underline{U}_A + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)G = \\ &= (\underline{U}_\phi j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C) + \underline{U}_H j\omega(C_A + C_B + C_C) + 3\underline{U}_H G) = \\ &= -(\underline{I}_{HC} + \underline{I}_C + \underline{I}_G). \end{aligned} \quad (6.8)$$

Из выражения (6.8) следует, что ток в месте замыкания на землю состоит из трех слагаемых: тока несимметрии \underline{I}_{HC} , емкостного тока \underline{I}_C и активного тока \underline{I}_G . Ток несимметрии и активная составляющая очень малы: I_{HC} в соответствии со значением U_o составляет не более 2 % от I_C . Таким образом, в незаземленных системах основная составляющая тока замыкания на землю – это емкостный ток, величина которого зависит от характера замыкания (величины Rn) и суммарной емкости сети.

Т.о. при металлическом замыкании на землю емкостный ток замыкания на землю будет максимален и по модулю равен:

$$I_{CM} = U_\phi \omega (C_A + C_B + C_C) = 3U_\phi \omega C_\phi \quad (6.9)$$

Рассмотрим теперь картину распределения емкостных токов при замыкании на землю в разветвленной сети (рис. 6.5). Для простоты взят случай металлического замыкания на землю фазы А на линии W_3 , причем, для наглядности взяты другие положительные направления емкостных токов.



Рис. 6.5. Распределение ёмкостных токов при замыкании на землю в сети с незаземленной нейтралью

Емкостные токи в поврежденных фазах неповрежденных линий отсутствуют, а емкостные токи неповрежденных фаз всех линий суммируются в обмотках электрической машины (генератора или трансформатора) и суммарный ток протекает через место повреждения

Расчет токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью необходим для расчета уставок релейной защиты от замыканий на землю, выбора дугогасящих компенсирующих устройств и т.д..

Расчет ведется при следующих допущениях:

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

Емкостный ток замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_c = 3U_{\phi} \omega_c \sum C_{oi} L_i + 3U_{\phi} \omega_c \sum C_{дв} , \quad (6.10)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

ω_c – круговая частота сети, 1/сек;

C_o – удельная емкость воздушной или кабельной линии, Ф/км;

$C_{дв}$ – емкость фазы двигателя (генератора, компенсатора) относительно земли (корпуса), Ф.

Емкость фазы для воздушных и кабельных линий выбирается из справочной литературы.

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю кабельных и воздушных линий рассчитывать по эмпирической формуле:

$$I_c = U_{л} L_{кл} / 10 + U_{л} L_{вл} / 350, \quad (6.11)$$

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

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

Длительно допускаемым током замыкания на землю $I_{доп}$ называется ток, который, протекая в течение двух часов, не вызывает перехода в междуфазное КЗ.

Для линий электропередачи и оборудования распределительных устройств представляют опасность тепловые и ионизирующие воздействия электрических дуг, возникающих при замыкании на землю.

Длительное горение дуги с токами, превышающими критические значения, может привести к разрушению фарфоровых изоляторов, пробоем междуфазной изоляции кабелей или нарушению витковой изоляции трансформаторов и способствовать возникновению КЗ.

Контрольные вопросы

1. Какие виды заземления нейтралей имеют место в электроэнергетических системах?
2. Чем обусловлено смещение нейтрали в сетях с незаземлёнными нейтральями?

3. Как определяются напряжения фаз относительно земли при замыкании одной фазы на землю в сети с изолированной нейтралью при $R_n = 0$?
4. Как определить ток замыкания на землю в сети с незаземлённой нейтралью?

Тема 5. Однократная поперечная несимметрия

Лекция 7. Содержание лекции

1. Общие положения при расчете несимметричных КЗ. Метод симметричных составляющих.
2. Принцип независимости действия симметричных составляющих.
3. Схемы замещения отдельных последовательностей.
4. Сопротивления различных последовательностей элементов СЭС

7.1. Общие положения

Расчеты токов трехфазных КЗ в трехфазных симметричных сетях производятся на одну фазу вследствие подобия явлений, происходящих в каждой из фаз, и равенства значений по фазам одноименных величин.

При несимметрии в произвольной точке системы сопротивления в фазах неодинаковы и по этим причинам явления по фазам различны. Неодинаковы в этом случае токи, напряжения и углы сдвига между ними в различных фазах. Для определения токов и напряжений в любой фазе несимметричной системы необходимо составить схему замещения и написать необходимое число уравнений с учетом взаимоиндукции, что усложняет решение задач.

Сравнительно просто расчеты несимметричных режимов в трехфазных сетях осуществляются с помощью метода симметричных составляющих. Вычисление токов и напряжений в этом случае сводятся к определению этих величин при некотором фиктивном трехфазном КЗ, что дает возможность вновь воспользоваться однолинейной схемой замещения и произвести расчет на одну фазу. В этом заключается одно из основных достоинств метода симметричных составляющих.

7.2. Метод симметричных составляющих

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

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

Согласно условию разложения имеем:

$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = \underline{B}_1 + \underline{B}_2 + \underline{B}_0; \\ \underline{C} = \underline{C}_1 + \underline{C}_2 + \underline{C}_0. \end{cases} \quad (7.1)$$

Для сведения уравнений (7.1) к трем неизвестным вводят оператор фазы a . Модуль оператора фазы a равен 1. Таким образом, если любой вектор умножить на a , то модуль вектора не изменится, а лишь произойдет его поворот на 120° против часовой стрелки

Оператор фазы a определяется из соотношений:

$$a = e^{j120^\circ} = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$$a^2 = e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^3 = e^{j360^\circ} = 1.$$

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

Если принять в качестве основной фазу A , то систему (7.1) при помощи оператора фазы a можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = a^2 \underline{A}_1 + a \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{C} = a \underline{A}_1 + a^2 \underline{A}_2 + \underline{A}_0. \end{cases} \quad (7.2)$$

Совместное решение системы уравнений (7.2) дает:

$$\begin{cases} \underline{A}_1 = (\underline{A} + a \underline{B} + a^2 \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_2 = (\underline{A} + a^2 \underline{B} + a \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_0 = (\underline{A} + \underline{B} + \underline{C}) / 3. \end{cases} \quad (7.3)$$

В соответствии с (7.3) по известным несимметричным векторам \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} можно найти их симметричные составляющие графическим или аналитическим способами.

Степень несимметрии трехфазной системы оценивается коэффициентами несимметрии и неуравновешенности системы.

Коэффициентом несимметрии системы b называется абсолютная величина отношения составляющей напряжения обратной последовательности к прямой.

$$b = |U_2 / U_1| \quad (7.4)$$

Коэффициентом неуравновешенности системы K называется абсолютная величина отношения составляющей напряжения нулевой последовательности к прямой.

$$K = |U_0 / U_1| \quad (7.5)$$

Системы прямой и обратной последовательности являются симметричными и уравновешенными, а система нулевой последовательности является симметричной, но неуравновешенной. Система нулевой последовательности может существовать только в неуравновешенных системах, которые характеризуются следующим условием: $\underline{A} + \underline{B} + \underline{C} \neq 0$.

7.3. Принцип независимости действия симметричных составляющих

При несимметричном режиме симметрично выполненной трехфазной цепи все три последовательности можно рассматривать совершенно независимо,

так как между отдельными последовательностями нет никакого взаимодействия. Это положение является важным для практического применения метода симметричных составляющих.

Принцип независимости действия симметричных составляющих состоит в том, что в трехфазной системе с симметричными элементами напряжение любой последовательности может вызвать токи только одноименной последовательности. Точно также токи данной последовательности вызывают в фазах элементов системы падения напряжения только своей последовательности.

ЭДС симметричного трехфазного источника питания образуют симметричную систему векторов прямой последовательности. При нормальной симметричной нагрузке или при трехфазном КЗ такая система ЭДС способна вызывать только токи прямой последовательности, так как напряжения и ЭДС других последовательностей в таких режимах отсутствуют.

При несимметричных КЗ в месте повреждения возникают несимметричные напряжения вследствие нарушения симметрии режима. Вся схема в целом и по частям продолжает оставаться симметричной. Появляющиеся при этом токи обратной и нулевой последовательности вызывают в элементах схемы соответствующие магнитные потоки и падения напряжения.

ЭДС контуров токов обратной и нулевой последовательности можно учитывать падением напряжения в реактивном сопротивлении машины той или иной последовательности. Поэтому можно считать, что при любом режиме генератор вырабатывает ЭДС только прямой последовательности, а ЭДС обратной и нулевой последовательности генератора равны нулю.

Учитывая изложенное выше, для произвольного несимметричного КЗ основные уравнения в соответствии с вторым законом Кирхгофа для каждой последовательности будут иметь вид:

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - Z_1 \underline{I}_{K1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - Z_2 \underline{I}_{K2}; \\ \underline{U}_{K0} = 0 - Z_0 \underline{I}_{K0}, \end{cases} \quad (7.6)$$

где \underline{U}_{K1} , \underline{U}_{K2} , \underline{U}_{K0} , \underline{I}_{K1} , \underline{I}_{K2} , \underline{I}_{K0} – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ;

\underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (7.6) содержат шесть неизвестных величин: три составляющих напряжения и три составляющих тока соответствующих последовательностей. Недостающие уравнения для определения неизвестных величин получают из граничных условий, которыми характеризуется тот или иной вид несимметричного повреждения.

7.4. Схемы замещения отдельных последовательностей

При применении метода симметричных составляющих к расчету несимметричного установившегося или переходного режима возникает необходимость в составлении схем замещения прямой, обратной, нулевой последова-

тельностью. Из схем замещения находят результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно места несимметрии. Из схемы замещения прямой последовательности, помимо того, находят результирующую ЭДС относительно той же точки.

Схема замещения прямой последовательности является обычной схемой, которую составляют при любом симметричном трехфазном установившемся или переходном режиме. При применении метода типовых кривых генераторы должны быть введены в схему замещения их сверхпереходными сопротивлениями, а нагрузки следует исключить.

Началом схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности считают точку, в которой объединены свободные концы всех генерирующих и нагрузочных ветвей (если расчет ведется аналитическим методом). Это - точка нулевого потенциала схемы соответствующей последовательности. Концом схем считают точку, где возникла несимметрия.

Схема замещения обратной последовательности. Поскольку пути циркуляции токов обратной последовательности те же, что и токов прямой последовательности, схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности и состоит из тех же элементов. Различие между ними состоит в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей принимаются равными нулю, кроме того, генераторы и нагрузки (при необходимости их учета) входят в нее своими сопротивлениями обратной последовательности, а все остальные элементы – теми же сопротивлениями, что и в схему прямой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности. Ток нулевой последовательности, по существу, является однофазным током, разветвленным между тремя фазами, и возвращающимся через землю и параллельные ей цепи. В силу этого путь циркуляции токов нулевой последовательности резко отличается от пути, по которому проходят токи прямой и обратной последовательности. Схема замещения нулевой последовательности в значительной мере определяется соединением обмоток трансформаторов.

Составление схемы замещения нулевой последовательности следует начинать от точки КЗ, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко и к ней приложено напряжение нулевой последовательности. Замкнутый контур для токов нулевой последовательности возможен только в том случае, если в цепи, электрически связанной с точкой КЗ имеется по меньшей мере одна заземленная нейтраль. При наличии нескольких заземленных нейтралей в этой цепи образуется несколько параллельных контуров для токов нулевой последовательности.

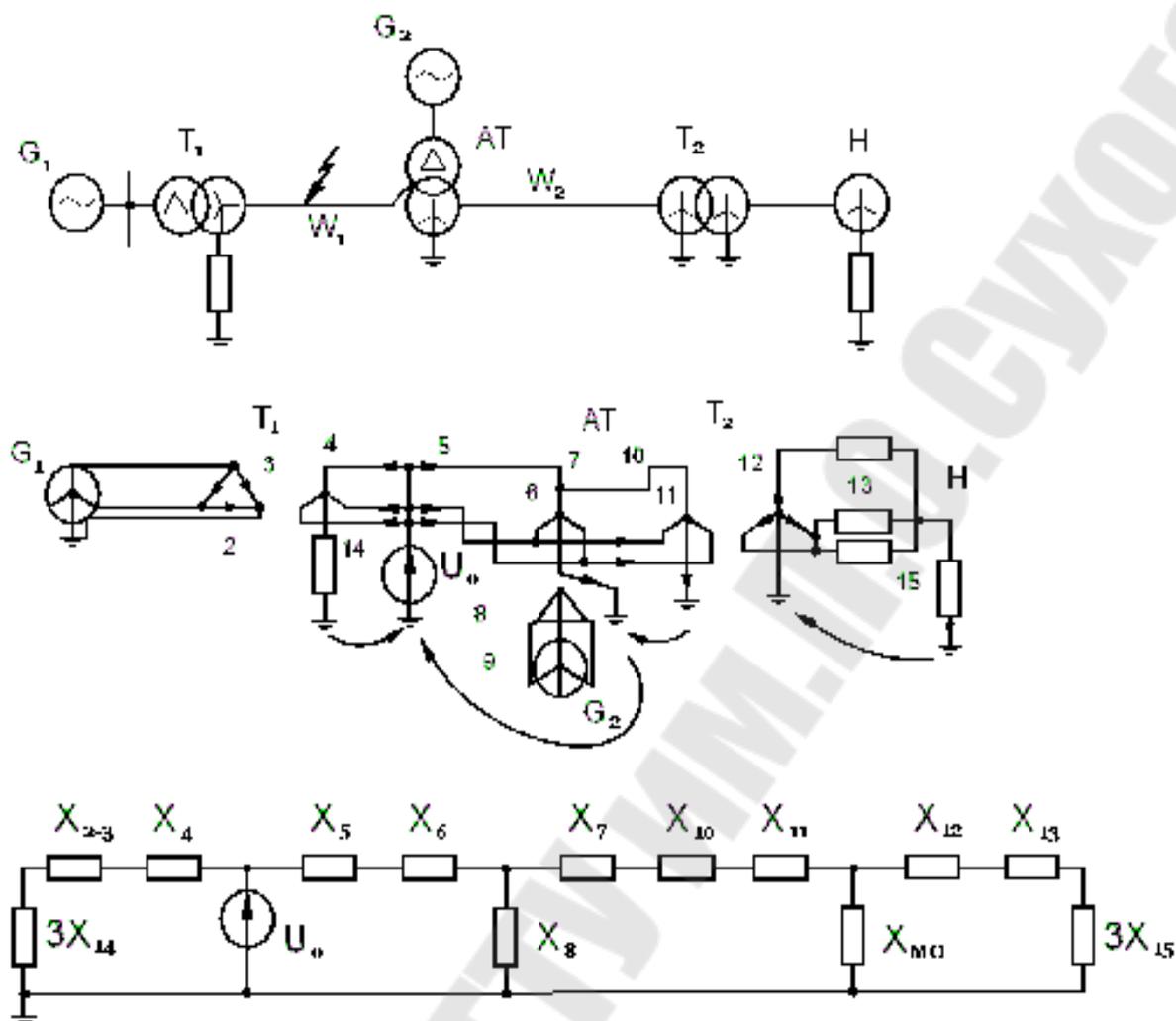


Рис. 7.3. Пример составления схемы нулевой последовательности: а – расчетная схема; б – пути протекания токов нулевой последовательности; в – схема замещения нулевой последовательности.

Сопротивление, через которое заземлена нейтраль трансформатора, двигателя, нагрузки, должно быть введено в схему замещения нулевой последовательности утроенной величиной. Это обусловлено тем, что схему замещения составляют на одну фазу, а через указанное сопротивление протекает сумма токов нулевой последовательности всех трех фаз.

Составление схемы замещения нулевой последовательности производится в следующей последовательности.

1. Схема представляется в трехфазном исполнении (рис.7.3, б).
2. Составление схемы начинают от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко и к ней приложено напряжение нулевой последовательности (рис.7.3, б).
3. Исходя из направления токов в точке несимметрии, устанавливают направление токов нулевой последовательности во всех элементах, у которых имеются пути протекания токов нулевой последовательности, которые вводятся в схему замещения (рис.7.3, в).

4. Сопротивление, через которое заземлены нейтрали трансформатора, генератора, двигателя, нагрузки, должно быть введено в схему нулевой последовательности утроенной величиной (сопротивления X_{14} , X_{15}) (рис. 7.3, в).

7.5. Сопротивления различных последовательностей элементов СЭС

Общие положения. Все сопротивления, которыми характеризуются отдельные элементы в нормальном симметричном режиме, а также в симметричном переходном процессе, по существу, являются сопротивлениями прямой последовательности. Этот термин раньше не вводился, так как в схеме протекали токи лишь прямой последовательности. При отсутствии взаимоиндукции между фазами какого-либо элемента его сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности одинаковы, так как они обусловлены только собственной индуктивностью фазы $X_1 = X_2 = X_0$.

При наличии магнитной связи между фазами реактивное сопротивление определяется с учетом взаимной индуктивности, которое зависит от того, какая последовательность токов протекает по фазам. Для элемента, магнитосвязанные цепи которого неподвижны друг относительно друга, сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы, так как от перемены чередования фаз взаимоиндукция между фазами такого элемента не изменяется.

Таким образом, для трансформаторов, воздушных и кабельных линий, реакторов $X_1 = X_2$.

Сопротивление нулевой последовательности всех элементов резко отличается от сопротивлений прямой и обратной последовательностей, так как для нулевой последовательности влияние взаимоиндукции сказывается иначе. Это различие исходит из-за того, что система токов нулевой последовательности совпадает по фазам, в то время как токи прямой и обратной последовательностей по фазам сдвинуты на 120° . Кроме того, на величину реактивности нулевой последовательности оказывает влияние схема соединения фаз элементов ЭЭС и режим нейтрали. Если нет пути для протекания токов нулевой последовательности, то это равносильно тому, что сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности.

Сопротивления обратной последовательности электрических машин и обобщенной нагрузки. Реактивное сопротивление обратной последовательности синхронных машин зависит от симметрии ротора. Токи обратной последовательности создают магнитный поток, который вращается относительно статора с синхронной скоростью в обратном направлении вращения ротора и, следовательно, вращается относительно ротора с двойной синхронной скоростью. При своем перемещении этот поток встречает различное сопротивление в расточке статора, поочередно совпадая то с продольной, то с поперечной осью ротора. Если воздушный зазор одинаков по всей окружности расточки машины и ротор симметричен, то в своем перемещении поток обратной последовательности всюду встречает одинаковое сопротивление, как и поток прямой последовательности, в силу чего реактивность обратной последовательности мало отличается от сверхпереходной реактивности.

Значения реактивного сопротивления обратной последовательности приводятся в каталогах и справочниках как параметры машины. При отсутствии таких данных в качестве приближенных значений можно принимать:

- для турбогенераторов и машин с демпферными обмотками $X_2 = 1,22 \cdot X_d''$;
- для машин без демпферных обмоток $X_2 = 1,45 \cdot X_d'$.

В практических приближенных расчетах токов, особенно при удаленном КЗ, допускается еще большее упрощение: $X_2 = X_d''$.

Индуктивное сопротивление обратной последовательности синхронных и асинхронных электродвигателей допустимо принимать численно равным индуктивной составляющей их сопротивления короткого замыкания

Сопротивление обратной последовательности обобщенной нагрузки какого-либо узла в относительных единицах, к полной мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению той ступени напряжения сети, где эта нагрузка присоединена, принимают равным:

- при напряжении сети 35 кВ и более – $X_{2*} = 0,45$ ОЕ;
- при напряжении сети менее 35 кВ – $X_{2*} = 0,35$ ОЕ.

Сопротивление нулевой последовательности элементов СЭС

а. Синхронные машины. Токи нулевой последовательности синхронных машин создают потоки, одинаковые и совпадающие по времени. Но так как фазные обмотки машины сдвинуты по окружности статора на 120° электрических градусов, потоки нулевой последовательности машины оказываются сдвинутыми в пространстве друг относительно друга на 120° . В силу этого обстоятельства можно считать, что результирующий поток нулевой последовательности синхронных машин определяется потоками рассеяния пазов и лобовых частей. Для токов нулевой последовательности сопротивление рассеяния меньше чем для токов прямой и обратной последовательности, причем степень этого уменьшения зависит от типа обмотки.

б. Токоограничивающие реакторы. Реактивность реакторов в основном определяется их самоиндукцией. Взаимоиндукция между фазами реактора настолько мала, что практически ею можно пренебречь. По этой причине реак-

тивное сопротивление нулевой последовательности реактора можно считать равным реактивному сопротивлению прямой последовательности, т. е. $X_0 = X_1$.

в. Трансформаторы. Реактивность нулевой последовательности трансформаторов зависит от схемы соединения обмоток и их конструкции.

Если к обмотке, соединенной в треугольник, приложить напряжение нулевой последовательности, то в силу равенства сопротивлений каждой из фаз разность потенциалов (напряжения) между любыми фазами равна нулю, следовательно, ток по обмотке, соединенной в треугольник, протекать не будет. К аналогичному выводу можно прийти, если напряжение нулевой последовательности приложено к обмотке, соединенной в звезду без заземленной нейтрали.

Таблица 7.1

№ пп.	Схема соединения обмоток силового трансформатора	Схема замещения силового трансформатора	Результир. сопротивление нулевой последов. ветви с трансф.
1			$X_0 = X_I + X_{II} = X_I$
2			$X_0 = X_I + X_{II} // (X_{II} + X_{r0})$
3			$X_0 = X_I + X_{II}$
4			$X_0 = X_I + X_{II} // (X_{II} + X_{r0})$
5			$X_0 = X_I + X_{III}$
6			$X_0 = X_I + X_{II} // X_{III}$

Таким образом, сопротивление нулевой последовательности трансформатора со стороны его обмотки, соединенной треугольником (Δ) или звездой без заземленной нейтрали (Y), всегда равно бесконечности ($X_0 = \infty$), так как приложенное напряжение нулевой последовательности со стороны указанных обмоток не может вызвать в трансформаторе тока нулевой последовательности независимо от схемы соединения других его обмоток.

Для группы из трех однофазных трансформаторов ток намагничивания не зависит от того, какая симметричная система напряжения подведена к ней, магнитный поток каждой фазы имеет отдельный магнитопровод. Поэтому в данном случае ток намагничивания нулевой последовательности $I_{\mu 0}$ столь же мал, что и ток намагничивания прямой (или обратной) последовательности, что позволяет пренебречь им, т. е. считать $X_{\mu 0} = \infty$.

Иные условия имеют место в трехфазных трехстержневых трансформаторах. Намагничивающие потоки нулевой последовательности каждого стержня не могут замыкаться по магнитопроводу других стержней, т. к. они заняты потоками от токов нулевой последовательности своих фаз, что вытесняет их на стенки и крышку бака. В результате значительного увеличения магнитного сопротивления (потоки нулевой последовательности преодолевают магнитное сопротивление воздушного промежутка между ярмом и баком трансформатора) реактивность намагничивания нулевой последовательности существенно уменьшается, продолжая численно оставаться намного больше реактивностей рассеяния обмоток трансформатора.

Обратимся к количественной оценке реактивного сопротивления нулевой последовательности трансформаторов.

При соединении обмоток Y_0 / Δ (табл.7.1) ЭДС нулевой последовательности вторичных обмоток будут вызывать соответствующие токи, которые циркулируют только в этих обмотках, не выходя за их пределы. Это позволяет в схеме замещения замкнуть концы вторичной обмотки на нулевой провод. Тогда значение сопротивления X_0 может быть записано так:

$$X_0 = X_1 + \frac{X_{11} \cdot X_{\mu 0}}{X_{\mu 0} + X_{11}} = X_1 + \frac{X_{11}}{1 + X_{11}/X_{\mu 0}} \approx X_1 + X_{11} = X_1.$$

Имея в виду, что величина X_{11} значительно меньше $X_{\mu 0}$ ($X_{\mu 0} / X_{11} \approx 20$), можно считать, что и для трехстержневого трансформатора с соединением обмоток Y_0 / Y_0 (табл.7.1) $X_0 \approx X_1$.

При соединении обмоток Y_0 / Y (табл.7.1) сопротивление нулевой последовательности $X_0 = X_1 + X_{\mu 0}$. У трехобмоточных трансформаторов одна из обмоток соединена в треугольник. Поэтому для них всегда можно принимать $X_{\mu 0} = \infty$. В случаях автотрансформатора в схеме замещения участвуют все обмотки, так как через автотрансформатор токи нулевой последовательности могут переходить со стороны высшего напряжения на сторону среднего напряжения и наоборот, так как они имеют общую нейтраль. В табл.7.1 X_{20} – результирующее сопротивление нулевое последовательности внешней СЭС.

г. **Воздушные ЛЭП.** При приближенных расчетах токов несимметричных КЗ допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, считая, что:

- для одноцепных линий без заземленных тросов $X_0 = 3,5X_1$;
- для одноцепных линий со стальными заземленными тросами $X_0 = 3,0X_1$;
- для одноцепных линий с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов $X_0 = 2,0X_1$;
- для двухцепных линий без заземленных тросов $X_0 = 5,5X_1$;
- для двухцепных линий со стальными заземленными тросами $X_0 = 4,7X_1$;
- для двухцепных линий с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов $X_0 = 3,0X_1$.

д. **Кабели.** Токи нулевой последовательности возвращаются по оболочке кабеля и по земле. Оболочка кабеля оказывает такое же влияние, как и трос в воздушных линиях, т. е. увеличивает сопротивление нулевой последовательности. Величины сопротивления нулевой последовательности для кабелей в приближенных расчетах принимаются:

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

где X_1 и R_1 – соответственно, активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабеля

Формулы для определения сопротивлений различных последовательностей элементов СЭС приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Наименование элемента	Трехфазное КЗ		Прямая последовательность	Обратная последовательность	Нулевая последовательность
	ИЕ	ОЕ			
Синхронный генератор	$X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_d'' \cdot \frac{S_\sigma}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	без ДО $X_2 = 1,45 X_d'$ с ДО $X_2 = 1,22 X_d''$	$X_0 = (0,15 \dots 0,6)X_1$
Кабельная ЛЭП	$x_0 \cdot L$	$X_0 \cdot L \cdot \frac{S_\sigma}{U_L^2}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = (3,5 \dots 4,5)X_1$ $R_0 = 10 R_1$
Токоогранич. реактор	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}$	$\frac{X_P \%}{100} \cdot \frac{I_\sigma U_H}{I_H U_\sigma}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = X_1$
Асинхронный двигатель	$0,2 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 0,9 U_H$	$0,2 \cdot \frac{S_\sigma}{S_H}$ $E_*'' = 0,9$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = (0,15 \dots 0,6) X_1$
Обобщенная нагрузка	$0,35 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E_H'' = 0,8 U_H$	$0,35 \cdot \frac{S_\sigma}{S_H}$ $E_{H*}'' = 0,8$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется элементами

Двухобмот. трансформ.	$\frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$\frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется соединением обмоток
Синхронный двигатель, компенс.	$0,2 \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 1,1 U_H$	$0,2 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}$ $E_*'' = 1,1$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = 1,22 X_1$ допускается $X_2 = X_1$	$X_0 = (0,15 \dots 0,6) X$

Контрольные вопросы

1. Изложите основные положения метода симметричных составляющих.
2. Какие виды КЗ относят к поперечной несимметрии?
3. К чему сводится расчёт несимметричных режимов при использовании метода симметричных составляющих?
4. Как определяются сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей для элементов СЭС (генераторов, ВЛ, КЛ, реакторов, двигателей)?
5. Как определяются сопротивления обратной последовательности двух и трёхобмоточных трансформаторов?
6. Как определяются сопротивления нулевой последовательности двух и трёхобмоточных трансформаторов?
7. Как составляются схемы замещения прямой, обратной, нулевой последовательностей?

Тема 5. Однократная поперечная несимметрия

Лекция 8. Содержание лекции.

1. Выбор граничных условий
2. Двухфазное короткое замыкание
3. Однофазное короткое замыкание
4. Двухфазное короткое замыкание на землю.
5. Правило эквивалентности прямой последовательности
6. Указания к расчету переходного процесса при однократной поперечной несимметрии

8.1. Выбор граничных условий

Для вычисления токов и напряжений при любом несимметричном КЗ необходимо воспользоваться уравнениями (8.6), которые следует дополнить тремя уравнениями граничных условий. Наиболее просто и наглядно граничные условия для любого несимметричного КЗ записываются в том случае, если предположить, что КЗ происходит не в действительной точке заданной схемы, а на ответвлениях, подключенных по месту повреждения (рис. 8.5).

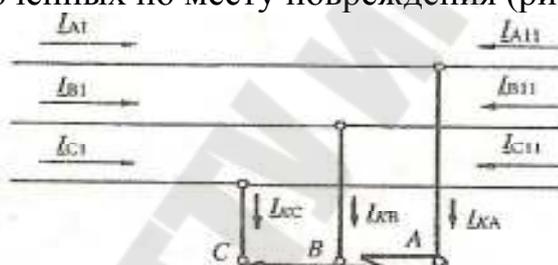


Рис. 8.1. Фиктивное ответвление, на котором рассматривается КЗ

Токи в этих ответвлениях являются действительными токами по месту КЗ. За положительное направление токов, как и раньше, принимается направление токов к месту КЗ.

При записи граничных условий принимается, что фаза *A* находится в условиях, отличных от условий для двух других, т. е. она является особой фазой.

При выводе расчетных выражений считается, что схемы отдельных последовательностей уже преобразованы относительно точки КЗ, т. е. найдены результирующие ЭДС $E_{1\Sigma}$ и реактивности $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$.

8.2. Двухфазное короткое замыкание

Предположим в точке *K* между фазами *B* и *C* происходит металлическое двухфазное КЗ (рис. 8.2,а).

При двухфазном КЗ токи нулевой последовательности отсутствуют, поэтому нужно иметь только две схемы замещения – прямой и обратной последовательности, результирующие сопротивления которых равны $X_{1\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$.

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - X_1 \underline{I}_{K1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - X_2 \underline{I}_{K2}; \end{cases} \quad (8.1)$$

где $\underline{U}_{K1}, \underline{U}_{K2}, \underline{I}_{K1}, \underline{I}_{K2}$ – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ;

\underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (8.1) должны быть дополнены еще граничными условиями:

$$\underline{I}_{KA} = 0; \quad \underline{U}_{KB} - \underline{U}_{KC} = 0, \quad \underline{I}_{KC} + \underline{I}_{KB} = 0. \quad (8.2)$$

Поскольку ток через землю отсутствует, то $I_{K0} = 0$. Следовательно, учитывая (8.2), можно переписать $\underline{I}_{KA} = \underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{KA2} = 0$.

Отсюда

$$\underline{I}_{KA1} = -\underline{I}_{KA2}. \quad (8.3)$$

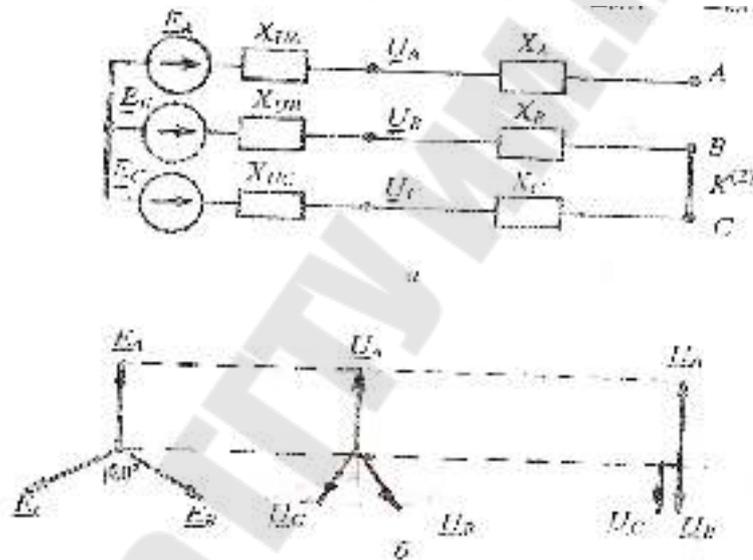


Рис. 8.2. Принципиальная схема (а), векторные диаграммы напряжений в системе электроснабжения (б) при двухфазном КЗ.

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

$$\underline{I}_{KB} = a^2 \underline{I}_{KA1} + a \underline{I}_{KA2} = (a^2 - a) \underline{I}_{KA1} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1} \quad (8.4)$$

и согласно (8.3) $\underline{I}_{KC} = j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}$.

Таким образом, токи в фазах в месте КЗ будут:

$$\underline{I}_{KA} = 0, \quad \underline{I}_{KB} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}, \quad \underline{I}_{KC} = j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}. \quad (8.5)$$

Выразим \underline{U}_{KB} и \underline{U}_{KC} через симметричные составляющие напряжения фазы А:

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

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

$$\underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA1}. \quad (8.6)$$

Фазные напряжения в месте КЗ составляют:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\kappa A} &= \underline{U}_{\kappa A1} + \underline{U}_{\kappa A2} = 2\underline{U}_{\kappa A1}; \\ \underline{U}_{\kappa B} = \underline{U}_{\kappa C} &= a^2 \underline{U}_{\kappa A1} + a \underline{U}_{\kappa A2} = -\underline{U}_{\kappa A1} = -\underline{U}_{\kappa A} / 2, \end{aligned}$$

тогда:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\kappa A} &= 2j\underline{I}_{\kappa A1} \cdot X_{1\Sigma}; \\ \underline{U}_{\kappa B} = \underline{U}_{\kappa C} &= -j\underline{I}_{\kappa A1} \cdot X_{2\Sigma}, \end{aligned} \quad (8.7)$$

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

Соотношение (8.7) позволяет приравнять правые части (8.1), т. е.

$$\underline{E}_A - \underline{I}_{\kappa A1} \cdot jX_1 = -\underline{I}_{\kappa A2} \cdot jX_2.$$

Заменив $\underline{I}_{\kappa A2} = -\underline{I}_{\kappa A1}$, последнее соотношение переписывается так:

$$\underline{E}_A - \underline{I}_{\kappa A1} \cdot jX_{1\Sigma} - \underline{I}_{\kappa A1} \cdot jX_{2\Sigma} = 0,$$

$$\text{Откуда} \quad \underline{I}_{\kappa A1} = \frac{\underline{E}_A}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}. \quad (8.8)$$

Полученные соотношения (8.6) и (8.3) между симметричными составляющими токов и напряжений отдельных последовательностей позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ (рис. 8.3).

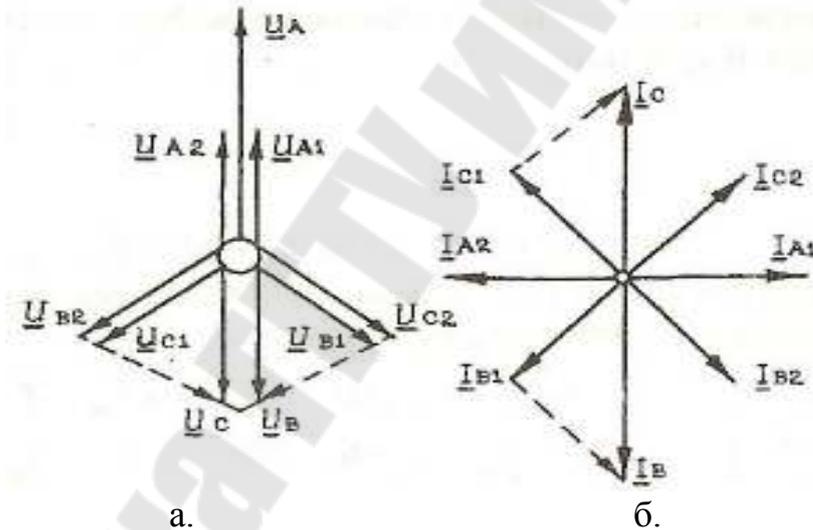


Рис.8.3. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) при двухфазном КЗ

Из анализа двухфазного КЗ следуют следующие выводы:

- фазные напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны половине нормального фазного напряжения;
- напряжение прямой и обратной последовательности в месте КЗ равны половине фазного нормального напряжения;
- во всей СЭС треугольник линейных напряжений искажен (рис.8.5 б);
- ток нулевой последовательности в сети отсутствует.

8.3. Однофазное короткое замыкание

Предположим в точке К (рис. 8.4) в сети с глухозаземленной нейтралью происходит однофазное КЗ фазы А на землю.

Для однофазного КЗ необходимо иметь схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, из которых определяются величины $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$, E_{Σ} .

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - Z_1 \underline{I}_{K1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - Z_2 \underline{I}_{K2}; \\ \underline{U}_{K0} = 0 - Z_0 \underline{I}_{K0}, \end{cases} \quad (8.9)$$

где \underline{U}_{K1} , \underline{U}_{K2} , \underline{U}_{K0} , \underline{I}_{K1} , \underline{I}_{K2} , \underline{I}_{K0} – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ;

\underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (8.9) дополняются следующими тремя граничными условиями:

$$\underline{U}_{\kappa A} = 0, \underline{I}_{\kappa B} = 0, \underline{I}_{\kappa C} = 0. \quad (8.10)$$

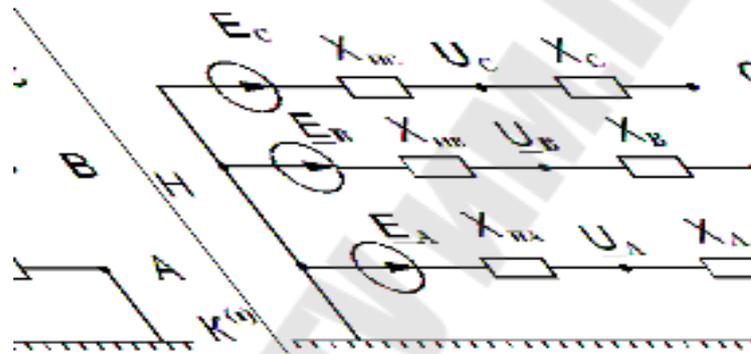


Рис. 8.4. Принципиальная схема однофазного КЗ

Симметричные составляющие тока в поврежденной фазе с учетом граничных условий будут:

$$\begin{cases} \underline{I}_{\kappa A1} = \frac{\underline{I}_{\kappa A} + a\underline{I}_{\kappa B} + a^2\underline{I}_{\kappa C}}{3} = \frac{\underline{I}_{\kappa A}}{3}; \\ \underline{I}_{\kappa A2} = \frac{\underline{I}_{\kappa A} + a^2\underline{I}_{\kappa B} + a\underline{I}_{\kappa C}}{3} = \frac{\underline{I}_{\kappa A}}{3}; \\ \underline{I}_{\kappa A0} = \frac{\underline{I}_{\kappa A} + \underline{I}_{\kappa B} + \underline{I}_{\kappa C}}{3} = \frac{\underline{I}_{\kappa A}}{3}, \end{cases} \quad (8.11)$$

т.е. $\underline{I}_{\kappa A1} = \underline{I}_{\kappa A2} = \underline{I}_{\kappa A0} = \frac{\underline{I}_{\kappa A}}{3}$.

Таким образом, токи в фазах: $\underline{I}_{\kappa A} = 3\underline{I}_{\kappa A1}$; $\underline{I}_{\kappa B} = 0$; $\underline{I}_{\kappa C} = 0$. Ток, протекающий через землю: $\underline{I}_3 = 3\underline{I}_{\kappa A1} = 3\underline{I}_{\kappa A0}$.

Напряжение для поврежденной фазы A:

$$\underline{U}_{\kappa A} = \underline{U}_{\kappa A1} + \underline{U}_{\kappa A2} + \underline{U}_{\kappa 0} = 0. \quad (8.12)$$

Симметричные составляющие напряжений в месте КЗ:

$$\begin{cases} \underline{U}_{\kappa A1} = -(\underline{U}_{\kappa A2} - \underline{U}_{\kappa 0}) = j(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}) \underline{I}_{\kappa A1}; \\ \underline{U}_{\kappa A2} = -jX_{2\Sigma} \underline{I}_{\kappa A2} = -jX_{2\Sigma} \underline{I}_{\kappa A1}; \\ \underline{U}_{\kappa 0} = -jX_{0\Sigma} \underline{I}_{\kappa 0} = -jX_{0\Sigma} \underline{I}_{\kappa A1}. \end{cases} \quad (8.13)$$

Фазные напряжения в месте КЗ:

$$\begin{cases} \underline{U}_{\kappa B} = a^2 \underline{U}_{\kappa A1} + a \underline{U}_{\kappa A2} + \underline{U}_{\kappa 0} = j [(a^2 - a) X_{2\Sigma} + (a^2 - 1) X_{0\Sigma}] \underline{I}_{\kappa A1}; \\ \underline{U}_{\kappa C} = j [(a - a^2) X_{2\Sigma} + (a - 1) X_{0\Sigma}] \underline{I}_{\kappa A1}. \end{cases} \quad (8.14)$$

Выражения (8.11) и (8.13) позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений (рис.8.5). На векторной диаграмме напряжений (рис.8.2,б) угол θ между напряжениями неповрежденных фаз зависит от отношения между $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ и изменяется в пределах $60^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$. Нижний предел соответствует $X_{0\Sigma} = \infty$, верхний - при $X_{0\Sigma} = 0$. При $X_{0\Sigma} = X_{2\Sigma}$ угол θ равен 120° .

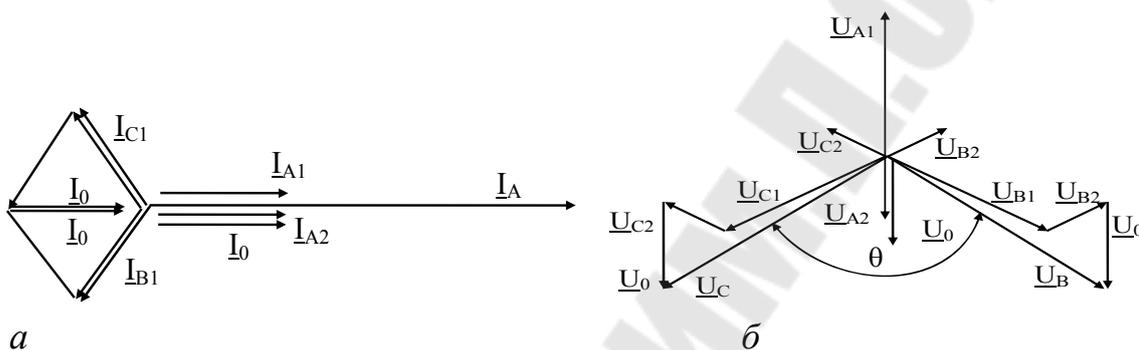


Рис. 8.5. Векторные диаграммы токов (а) и напряжений (б) однофазного короткого замыкания

Подставим в уравнение (8.9) симметричные составляющие напряжений из (8.14):

$$\underline{E}_{\Sigma} - j \underline{I}_{\kappa A1} \cdot X_{1\Sigma} - j \underline{I}_{\kappa A2} \cdot X_{2\Sigma} - j \underline{I}_{\kappa A0} \cdot X_{0\Sigma} = 0,$$

откуда с учетом уравнения (8.2) получим:

$$\underline{I}_{\kappa A1} = \frac{\underline{E}_{\Sigma}}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}. \quad (8.15)$$

Выводы из анализа однофазного КЗ

1. Ток КЗ, протекающий в поврежденной фазе, состоит из прямой \underline{I}_1 , обратной \underline{I}_2 и нулевой \underline{I}_0 последовательностей.
2. Напряжение в поврежденной фазе в СЭС резко снижается, что приводит к искажению треугольника линейных напряжений и это отражается на нормальной работе потребителей.
3. Напряжение неповрежденных фаз в месте КЗ незначительно повышается. Это объясняется тем, что в «здоровых» фазах наводится ЭДС взаимной индукции от тока КЗ, протекающего в поврежденной фазе.

8.4. Двухфазное короткое замыкание на землю

Предположим в точке K (рис. 8.6) в сети с глухозаземленной нейтралью происходит двухфазное КЗ на землю между фазами B и C и землей.

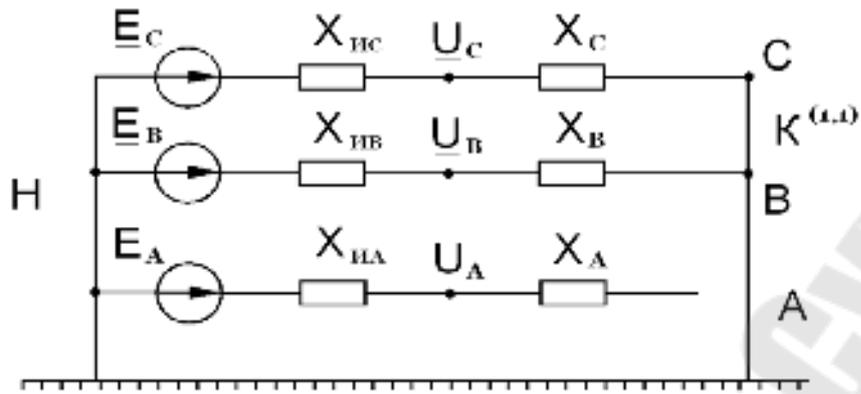


Рис. 8.6. Принципиальная схема двухфазного КЗ на землю

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

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - Z_1 \underline{I}_{K1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - Z_2 \underline{I}_{K2}; \\ \underline{U}_{K0} = 0 - Z_0 \underline{I}_{K0}, \end{cases} \quad (8.16)$$

где \underline{U}_{K1} , \underline{U}_{K2} , \underline{U}_{K0} , \underline{I}_{K1} , \underline{I}_{K2} , \underline{I}_{K0} – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ;

\underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (8.16) дополняются тремя граничными условиями:

$$\underline{I}_{\kappa A} = 0, \quad \underline{U}_{\kappa B} = 0, \quad \underline{U}_{\kappa C} = 0. \quad (8.17)$$

Для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей имеем:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{\kappa A1} &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{j \left[X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]}; \\ \underline{I}_{\kappa A2} &= -\underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}; \\ \underline{I}_{\kappa A0} &= \underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \end{aligned} \quad (8.18)$$

Токи в поврежденных фазах:

$$\begin{cases} \underline{I}_{\kappa B} = a^2 \underline{I}_{\kappa A1} - a \underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \underline{I}_{\kappa A1} \left[a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} - X_{0\Sigma}} \right]; \\ \underline{I}_{\kappa C} = a \underline{I}_{\kappa A1} - a^2 \underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{\kappa A1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \underline{I}_{\kappa A1} \left[a - \frac{a^2 X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]. \end{cases} \quad (8.19)$$

Модуль выражений в квадратных скобках в уравнениях (8.6) составляет:

$$\left| a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right| = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} = m^{(1,1)}. \quad (8.20)$$

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

$$I_{\kappa B} = m^{(1,1)} I_{\kappa A 1}; \quad I_{\kappa C} = m^{(1,1)} I_{\kappa A 1}.$$

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

Выводы из анализа двухфазного КЗ на землю:

1. Напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны нулю.
2. Напряжение неповрежденной фазы не изменяется и равно номинальному напряжению.

8.5. Правило эквивалентности прямой последовательности

Обращаясь к полученным выражениям для симметричных составляющих токов и напряжений в месте несимметричного КЗ (табл. 8.1), замечаем, что токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей пропорциональны току прямой последовательности в месте КЗ. Следовательно, задача расчета любого несимметричного КЗ прежде всего состоит в нахождении тока прямой последовательности в месте рассматриваемого вида КЗ. Величина тока прямой последовательности определяется так:

- при двухфазном КЗ:

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

- при однофазном КЗ:

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

- при двухфазном КЗ на землю:

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

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

$$\underline{I}_{\kappa A 1}^{(n)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})}, \quad (8.23)$$

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

Абсолютная величина полного тока поврежденных фаз в месте КЗ пропорциональна току прямой последовательности, что позволяет записать общее выражение:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} I_{\kappa A 1}^{(n)}, \quad (8.24)$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида КЗ. Значения $\Delta X^{(n)}$ и $m^{(n)}$ для различных видов КЗ приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Определяемая величина	Виды КЗ		
	К ⁽²⁾	К ⁽¹⁾	К ^(1,1)
Токи в месте КЗ а. Прямой последовательности в фазе А I_{KA1} б. Обратной последовательности в фазе А I_{KA2} в. Нулевой последовательности I_{KA0}	$\underline{E}_A / j(X_1+X_2)$ $-\underline{I}_{KA1}$ 0	$\underline{E}_A / j(X_1+X_2+X_0)$ \underline{I}_{KA1} \underline{I}_{KA1}	$\underline{E}_A / j(X_1+X_2 \parallel X_0)$ $-\underline{I}_{KA1}X_0/(X_0+X_2)$ $\underline{I}_{KA1}X_2/(X_0+X_2)$
Полный ток КЗ а. В фазе А I_{KA} б. В фазе В I_{KB} в. В фазе С I_{KC}	0 $-j\sqrt{3}I_{KA1}$ $j\sqrt{3}I_{KA1}$	$3I_{KA1}$ 0 0	0 $\underline{I}_{KA1}((a^2 - (X_2+aX_0)/(X_2+X_0)))$ $\underline{I}_{KA1}((a - (X_2+a^2X_0)/(X_2+X_0)))$
Напряжения в месте КЗ а. Прямой последовательности \underline{U}_{KA1} б. Обратной последовательности \underline{U}_{KA2} в. Нулевой последовательности \underline{U}_{KA0} г. Фазы А \underline{U}_{KA} д. Фазы В \underline{U}_{KB} е. Фазы С \underline{U}_{KC}	$jI_{KA1}X_2$ $jI_{KA1}X_2$ 0 $2jI_{KA1}X_2$ $-jI_{KA1}X_2$ $-jI_{KA1}X_2$	$-jI_{KA1}(X_2 + X_0)$ $-jI_{KA1}X_2$ $-jI_{KA1}X_0$ 0 $\underline{I}_{KA1}j[(a^2-a)X_2+(a^2-1)X_0]$ $\underline{I}_{KA1}j[(a-a^2)X_2+(a-1)X_0]$	$jI_{KA1}X_2 \parallel X_0$ $jI_{KA1}X_2 \parallel X_0$ $jI_{KA1}X_2 \parallel X_0$ $3jI_{KA1}X_2 \parallel X_0$ 0 0
Дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$	X_2	X_2+X_0	$X_2 \parallel X_0$
Коэффициент $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	3	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_2 X_0}{X_2 + X_0}}$

Обобщенная запись выражения (8.10) позволила Н.Н. Щедрину впервые сформулировать важное положение, которое называют правилом эквивалентности прямой последовательности.

Ток прямой последовательности любого несимметричного КЗ может быть определен как ток при трехфазном КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$, которое не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида КЗ определяется результирующими сопротивлениями обратной последовательности $X_{2\Sigma}$ и нулевой последовательности $X_{0\Sigma}$ относительно рассматриваемой точки схемы.

Сопоставляя множители перед током $\underline{I}_{\kappa I}$ в выражениях для напряжения прямой последовательности $\underline{U}_{\kappa 1}$ со значениями $\Delta X^{(n)}$ можно записать в общем виде:

$$U_{\kappa 1}^{(n)} = j\Delta X^{(n)} I_{\kappa A1}^{(n)}. \quad (8.18)$$

Установленная идентичность между токами прямой последовательности (табл.8.1) несимметричного КЗ и током при некотором эквивалентном трехфазном КЗ указывает, что все полученные ранее выражения для тока трехфазного КЗ и практические методы его расчета можно распространить на случаи несимметричных КЗ, т. е. для расчета последних не нужно создавать какие-либо специальные методы.

8.6. Указания к расчету переходного процесса при однократной поперечной несимметрии

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

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

Порядок расчета токов несимметричных КЗ следующий.

1. Составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

2. Рассчитываются параметры элементов схем замещения, приводятся к одной ступени трансформации точным или приближенным приведением и определяются результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно точки КЗ, а также результирующая ЭДС из схемы замещения прямой последовательности. Из схемы замещения определяется ток прямой последовательности, а затем – полный ток в поврежденных фазах в месте КЗ (табл. 8.1).

4. Если при КЗ требуется определить токи и напряжения в других точках схемы, то симметричные составляющие токов и напряжений распределяются в схемах замещения соответствующих последовательностей. При этом необходимо учитывать группы соединения обмоток трансформаторов, т. к. при переходе через них симметричные составляющие изменяются как по величине, так и по фазе.

Контрольные вопросы

1. Как определить токи и напряжения при различных видах поперечной несимметрии?
2. Правило эквивалентности прямой последовательности.
3. Какова последовательность расчётов поперечной несимметрии?

Тема 6. Однократная продольная несимметрия

Лекция 9. Содержание лекции

1. Общие положения при расчете однократной продольной несимметрии
2. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.
3. Разрыв одной фазы. Основные соотношения.
4. Разрыв двух фаз. Основные соотношения.
5. Правило эквивалентности прямой последовательности при однократной продольной несимметрии
6. Аналитический метод расчета переходного процесса при однократной продольной несимметрии
7. Сложные виды повреждений. Общие замечания
8. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью
9. Однофазное КЗ с разрывом фазы

9.1. Общие положения при расчете однократной продольной несимметрии

В трехфазной системе возможны разрывы и отключения одной или двух фаз. Такой режим работы СЭС называют неполнофазным и называется продольной несимметрией. Расчеты для каждого вида продольной несимметрии проводят, используя метод симметричных составляющих и характеризующие его граничные условия.

Режим работы системы с одной или двумя отключенными фазами является несимметричным и связан с дополнительными потерями мощности, опасным перегревом двигателей и генераторов при длительной их работе в неполнофазном режиме. Линии электропередачи при неполнофазном режиме оказывают значительное мешающее и опасное электромагнитное влияние на коммуникации при сближении их с ЛЭП. Вследствие этого возникает необходимость в количественной оценке фазных токов и напряжений при всех возможных видах продольной несимметрии (разрывах или отключении одной или двух фаз).

Расчет переходных процессов при продольной несимметрии производится с помощью метода симметричных составляющих. При этом предполагается, что несимметрия имеет местный характер, а внешняя система продолжает оставаться симметричной (рис. 9.1). Тогда для симметричной части схемы, составленной по параметрам трех последовательностей, могут быть записаны уравнения:

$$\begin{aligned}\Delta \underline{U}_{n1} &= \underline{E}_1 - \underline{I}_{n1} \cdot jZ_{1\Sigma}, \\ \Delta \underline{U}_{n2} &= 0 - \underline{I}_{n2} \cdot jZ_{2\Sigma}, \\ \Delta \underline{U}_{n0} &= 0 - \underline{I}_{n0} \cdot jZ_{0\Sigma}\end{aligned}\tag{9.1}$$

где $\Delta \underline{U}_{n1}$, $\Delta \underline{U}_{n2}$, $\Delta \underline{U}_{n0}$ – симметричные составляющие падений напряжений по месту несимметрии, т. е. напряжения между точками H_1 и H_2 (рис.9.1). Индекс n является признаком продольной несимметрии;

$Z_{1\Sigma}$, $Z_{2\Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ – полные результирующие сопротивления соответствующих последовательностей относительно места продольной несимметрии, т. е. относительно точек H_1 и H_2 .

Уравнения (9.1) содержат неизвестные величины: ΔU_{H1} , ΔU_{H2} , ΔU_{H0} , I_{H1} , I_{H2} , I_{H0} , для определения которых следует иметь еще три уравнения, которые получают из граничных условий по месту несимметрии для заданного вида продольной несимметрии.

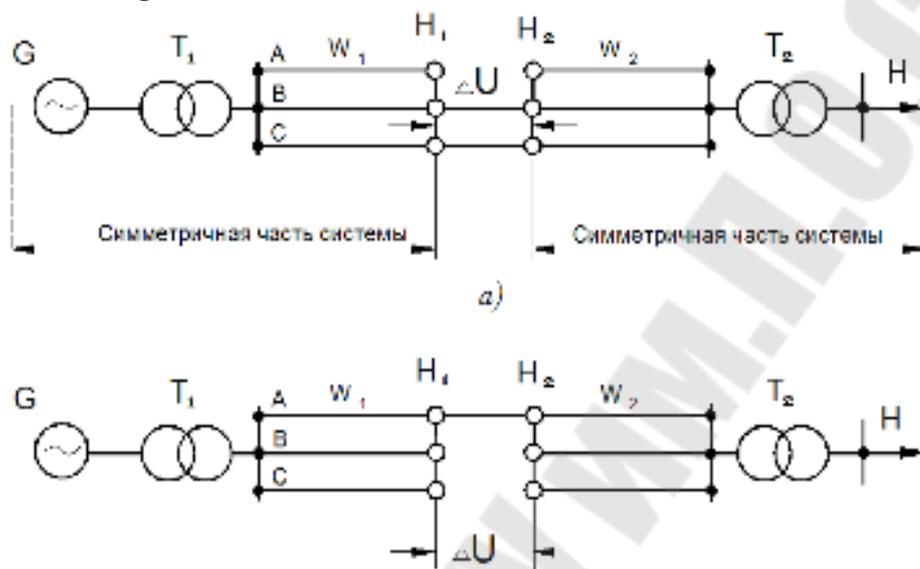


Рис. 9.1. Продольная несимметрия в трехфазной системе: при разрыве фазы А (а) и при разрыве фаз В и С (б).

9.2. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей

Схема замещения прямой последовательности является такой же схемой, которую составляют для любого симметричного трехфазного режима. В зависимости от применяемого метода расчета и момента времени в нее вводят генераторы и нагрузки соответствующими сопротивлениями и ЭДС, а все остальные элементы вводят в схему замещения неизменными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности. Различие между ними состоит в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей условно принимают равными нулю, а реактивные сопротивления обратной последовательности синхронных машин и нагрузок считают практически постоянными и не зависящими от вида возникшей несимметрии. Началом схем прямой и обратной последовательностей (точка нулевого потенциала схемы) считают точку, в которой объединены свободные концы всех генерирующих и нагрузочных ветвей.

При продольной несимметрии схемы прямой и обратной последовательностей имеют два конца – ими являются две точки H_1 и H_2 , между которыми расположена продольная несимметрия. Между концами схем отдельных последовательностей приложены напряжения соответствующих последовательностей, возникшие в месте несимметрии (рис.9.2, а, б).

Составление схемы нулевой последовательности начинают от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко (рис. 9.2, в) и напряжение нулевой последовательности ΔU_0 приложено в рассечку фазных проводов.

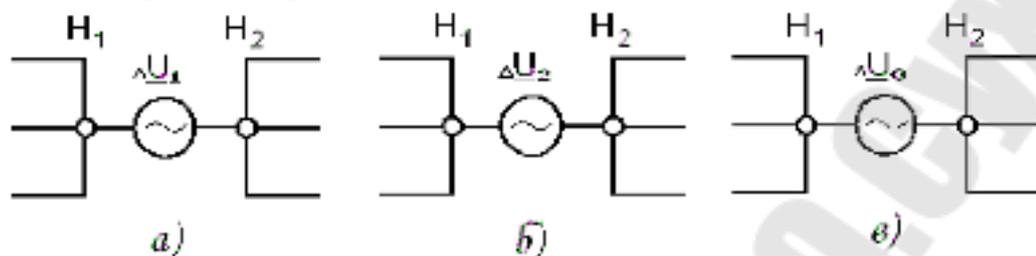


Рис. 9.2. Включение источника при продольной несимметрии: прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности.

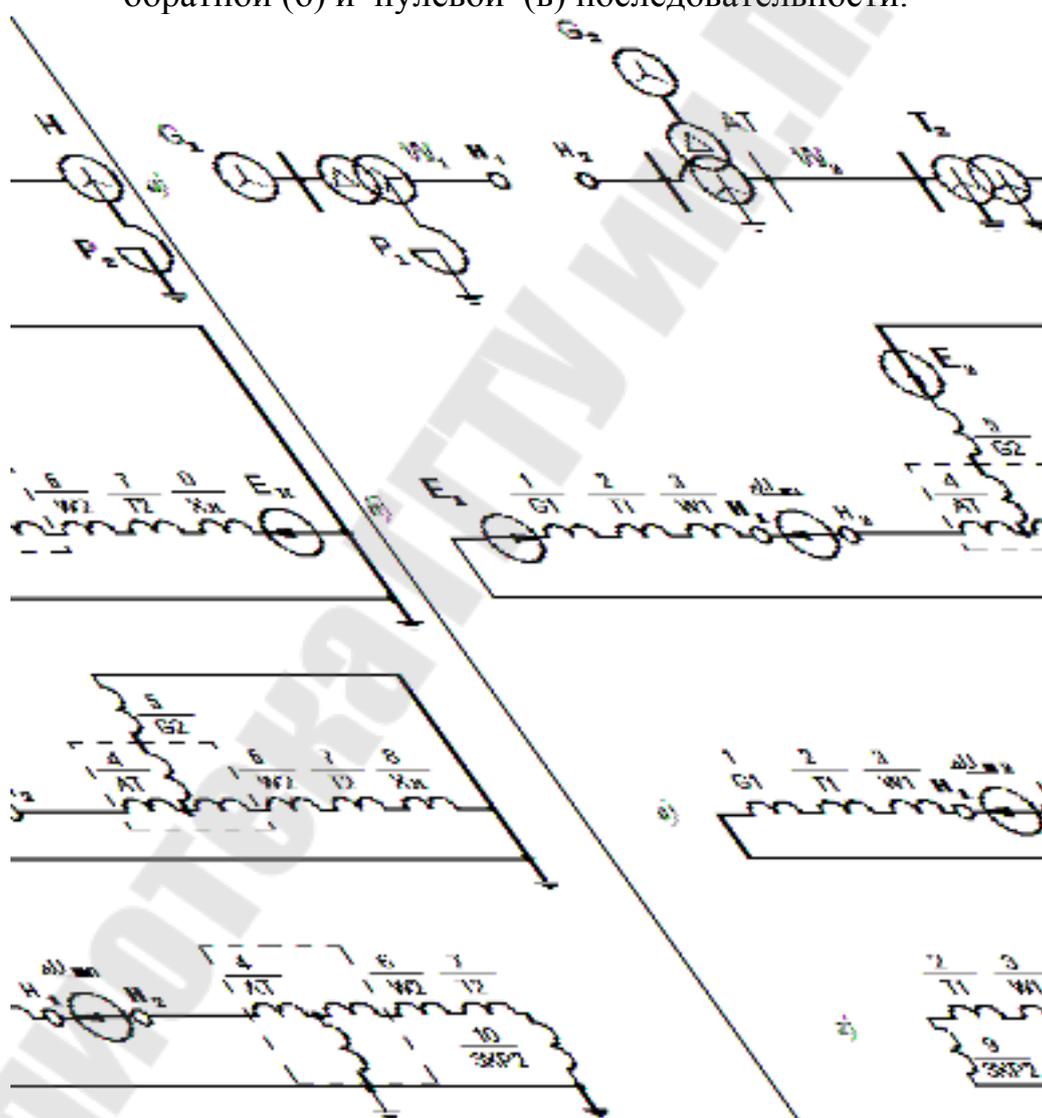


Рис. 9.3. Пример составления схем отдельных последовательностей при продольной несимметрии: а – расчётная схема; б, в, г – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Далее выявляются в пределах каждой электрически связанной цепи возможные пути протекания токов нулевой последовательности.

Сопротивление, через которое заземлены нейтрали трансформатора, генератора и т. д., должно быть введено в схему нулевой последовательности утроенной величиной. Это обусловлено тем, что схему нулевой последовательности составляют для одной фазы, а через указанное сопротивление протекает сумма токов нулевой последовательности трех фаз.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей элементов систем электроснабжения рассчитываются также, как и при поперечной несимметрии.

Исходная схема и пример составления схем отдельных последовательностей показаны на рис. 9.3.

9.3. Разрыв одной фазы

Основные уравнения падений напряжений в схемах каждой последовательности, составленные для симметричной части системы, при чисто индуктивной цепи можно представить в виде:

$$\begin{aligned}\Delta \underline{U}_{n1} &= \underline{E}_a - jX_{1\Sigma} \cdot \underline{I}_{n1}; \\ \Delta \underline{U}_{n2} &= 0 - jX_{2\Sigma} \cdot \underline{I}_{n2}; \\ \Delta \underline{U}_{n0} &= 0 - jX_{0\Sigma} \cdot \underline{I}_{n0},\end{aligned}\quad (9.2)$$

где: $\Delta \underline{U}_{n1}$, $\Delta \underline{U}_{n2}$, $\Delta \underline{U}_{n0}$ – симметричные составляющие падения напряжения фазы А на несимметричном участке системы;

$X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – результирующие реактивности схем отдельных последовательностей относительно места продольной несимметрии.

На рис. 9.4 изображен несимметричный участок системы, в которой возникла продольная несимметрия при разрыве фазы А.

Полагая, что разрыв фазы А происходит на малом отрезке, можно считать, что падения напряжений фаз В и С на длине этого участка равны нулю. В этом случае по месту несимметрии имеем следующие граничные условия:

$$\underline{I}_{na} = 0, \quad \Delta \underline{U}_{nb} = 0, \quad \Delta \underline{U}_{nc} = 0. \quad (9.3)$$

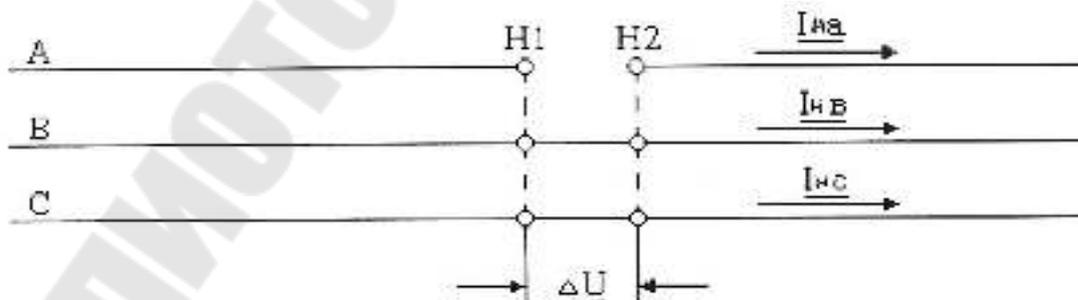


Рис. 9.4. Разрыв фазы А электрической цепи

При разложении падений напряжений на симметричные составляющие с учетом граничных условий (9.3) получим:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{na1} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{na} + a\Delta \underline{U}_{nb} + a^2\Delta \underline{U}_{nc}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{na}; \\ \Delta \underline{U}_{na2} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{na} + a^2\Delta \underline{U}_{nb} + a\Delta \underline{U}_{nc}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{na}; \\ \Delta \underline{U}_{na2} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{na} + a^2\Delta \underline{U}_{nb} + a\Delta \underline{U}_{nc}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{na}, \end{cases} \quad (9.4)$$

$$\text{т. е. } \Delta \underline{U}_{na1} = \Delta \underline{U}_{na2} = \Delta \underline{U}_{na0} = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{na} \quad (9.5)$$

Напряжение между точками H_1 и H_2 поврежденной фазы A из (9.4) будет:

$$\Delta \underline{U}_{na} = 3\Delta \underline{U}_{na1}. \quad (9.6)$$

Из основных уравнений (9.2) с учетом (9.5) для симметричных составляющих \underline{I}_{na2} и \underline{I}_{n0} имеем:

$$\underline{I}_{na2} = -\frac{\Delta \underline{U}_{na1}}{jX_{n2}}; \quad \underline{I}_{n0} = -\frac{\Delta \underline{U}_{na1}}{jX_{n0}}. \quad (9.7)$$

Расписав условие через симметричные составляющие тока и подставив вместо \underline{I}_{na2} и \underline{I}_{n0} их значения из (9.7), получим:

$$\underline{I}_{na1} - \frac{\Delta \underline{U}_{na1}}{jX_{n2}} - \frac{\Delta \underline{U}_{na1}}{jX_{n0}} = 0, \quad (9.8)$$

откуда найдем:

$$\Delta \underline{U}_{n01} = \underline{I}_{na1} \cdot j\Delta X_{(H)}, \quad (9.9)$$

где

$$\Delta X_{(H)} = \frac{X_{n2} \cdot X_{n0}}{X_{n2} + X_{n0}}.$$

Теперь из (9.2) и (9.7) определим:

$$\underline{I}_{na1} = \frac{E_1}{j(X_{n1} + \Delta X_{(H)})}. \quad (9.10)$$

Из выражений (9.7) с учетом (9.10) для токов обратной и нулевой последовательностей имеем:

$$\underline{I}_{na2} = -\underline{I}_{na1} \frac{\Delta X_{(H)}}{X_{n2}} \quad \text{или} \quad \underline{I}_{na2} = -\underline{I}_{na1} \frac{X_{n0}}{X_{n2} + X_{n0}}; \quad (9.11)$$

$$\underline{I}_{n0} = -\underline{I}_{na1} \frac{\Delta X_{(H)}}{X_{n0}} \quad \text{или} \quad \underline{I}_{n0} = -\underline{I}_{na1} \frac{X_{n2}}{X_{n2} + X_{n0}}. \quad (9.12)$$

Для определения напряжений с одной из сторон продольной несимметрии следует предварительно найти по схемам отдельных последовательностей симметричной части сети соответствующие составляющие этих напряжений. Прибавив к последним соответствующие напряжения $\Delta \underline{U}$, находим симметричные составляющие напряжений с другой стороны продольной несимметрии.

Зная все симметричные составляющие токов и напряжений, можно определить фазные величины токов и напряжений. В частности, для определения фазных токов в месте разрыва одной фазы могут быть использованы выражения:

$$\underline{I}_{нВ} = \underline{I}_{на1} \frac{(a^2 - (X_{н2} + aX_{н0}))}{(X_{н2} + X_{н0})}, \quad \underline{I}_{нС} = \underline{I}_{на1} \frac{(a - (X_{н2} + a^2X_{н0}))}{(X_{н2} + X_{н0})}. \quad (9.13)$$

Для нахождения модуля фазных токов при разрыве одной фазы может быть использован коэффициент, определяемый по выражению:

$$m_{(н1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{н2} \cdot X_{н0}}{(X_{н2} + X_{н0})^2}} \quad (9.14)$$

И модуль фазных токов неповрежденных фаз определится

$$\underline{I}_{кВ} = \underline{I}_{кС} = m_{(н1)} \cdot \underline{I}_{н1}.$$

9.4. Разрыв двух фаз

В случае разрыва фаз *B* и *C* в месте продольной несимметрии (рис. 9.5) имеем следующие граничные условия:

$$\Delta \underline{U}_{на} = 0, \quad \underline{I}_{нВ} = 0, \quad \underline{I}_{нС} = 0, \quad (9.15)$$

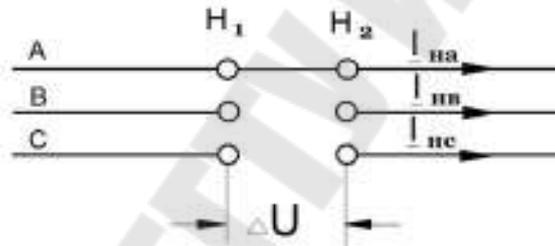


Рис. 9.5. Разрыв фаз В и С трехфазной цепи

Ток в поврежденной фазе *A*:

$$\underline{I}_{на} = 3 \cdot \underline{I}_{на1} \quad (9.16)$$

9.5. Правило эквивалентности прямой последовательности

Из структуры выражений для тока прямой последовательности при рассмотренных видах однократной продольной несимметрии следует, что этот ток можно определить как ток симметричного трехфазного режима в схеме, где несимметричный участок заменен симметричной цепью, величина сопротивления которой для каждого вида продольной несимметрии определяется сопротивлениями как самого несимметричного участка, так и схем обратной и нулевой последовательности относительно места несимметрии.

Изложенное положение представляет собой правило эквивалентности прямой последовательности применительно к условиям однократной продольной несимметрии. Оно аналогично этому правилу при однократной поперечной несимметрии и позволяет ток прямой последовательности в месте продольной несимметрии выразить в общем виде:

$$I_{nA1(n)} = \frac{\underline{E}_A}{(jX_{n1} + \Delta Z_{(n)})}, \quad (9.17)$$

9.6. Аналитический метод расчета переходного процесса

Последовательность расчета токов при возникновении однократной продольной несимметрии с использованием правила эквивалентности прямой последовательности следующий. Расчет проведем в относительных единицах.

1. Предварительно задаемся видом продольной несимметрии. Приводим полную информацию об исследуемой схеме электрической системы, выписывая из справочника данные об элементах системы, входящих в схему замещения.
2. Выбираем базисные условия. За базисную мощность $S_б$ источника питания при одном источнике питания принимаем номинальную мощность источника $S_{н}$; при двух или более источниках – кратную 10. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение $U_{ср.н}$ той ступени напряжения, на которой возникла несимметрия.
3. Составляем схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Все сопротивления приводим к выбранным базисным условиям.
4. Определяем результирующие сопротивления схем отдельных последовательностей относительно точки, где возникла та или иная несимметрия. На этом же этапе из схемы прямой последовательности находим также результирующую ЭДС относительно той же точки.
5. По сопротивлению обратной и нулевой последовательностей определяем дополнительное сопротивление $\Delta X_{(н)}$ что позволяет определить ток прямой последовательности $I_{нA1}$,

9.7. Сложные виды повреждений. Общие замечания

Сложные виды повреждений представляют собой совокупность нескольких несимметричных замыканий или нарушений продольной несимметрии отдельных участков системы. Возможны случаи, когда в системе одновременно возникают как поперечные, так и продольные несимметрии в самых различных комбинациях.

Практический интерес обычно представляет одновременное нарушение симметрии лишь в двух точках системы, так как более сложные повреждения являются редкими исключениями. Поэтому в дальнейшем рассмотрим лишь двухкратную несимметрию, причем будем предполагать, что обе несимметрии возникают практически одновременно.

Принципы расчета сложных видов повреждений рассмотрим на двух наиболее часто встречающихся случаях: при двойных замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью и при однофазном КЗ с одновременным разрывом фазы.

9.7. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

Предположим в произвольных точках M и N сети, работающей с изолированной или резонансно заземленной нейтралью, произошли одновременные замыкания на землю фаз B и C (рис. 9.6). При этом для упрощения примем, что

оба замыкания являются металлическими, а все элементы сети – чисто индуктивными. Граничные условия в точках замыкания будут:

$$\underline{I}_{MA} = 0, \quad \underline{I}_{MC} = 0, \quad \underline{U}_{MB} = 0, \quad \underline{I}_{NA} = 0, \quad \underline{I}_{NB} = 0, \quad \underline{U}_{NC} = 0. \quad (9.18)$$

Дополнительным условием является равенство:

$$\underline{I}_{MB} = -\underline{I}_{NC} \quad (9.19)$$

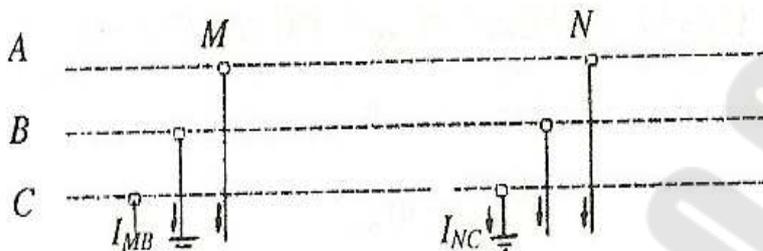


Рис. 9.6. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

9.8. Однофазное КЗ с разрывом фазы

Рассмотрим случай, когда одновременно возникают поперечная и продольная несимметрии.

Пусть на каком-либо участке сети, нейтраль которой заземлена, произошел разрыв одного провода, причем один конец провода заземлился, а другой остался изолированным (рис. 9.7). Питание данного участка предполагается с обеих его сторон. Граничные условия при однофазном КЗ с разрывом фазы будут:

$$\underline{I}_{kB} = 0; \quad \underline{I}_{LA} = 0; \quad \underline{I}_{kC} = 0; \quad \Delta \underline{U}_{LB} = 0; \quad U_{kA} = 0; \quad \Delta \underline{U}_{LC} = 0. \quad (9.20)$$

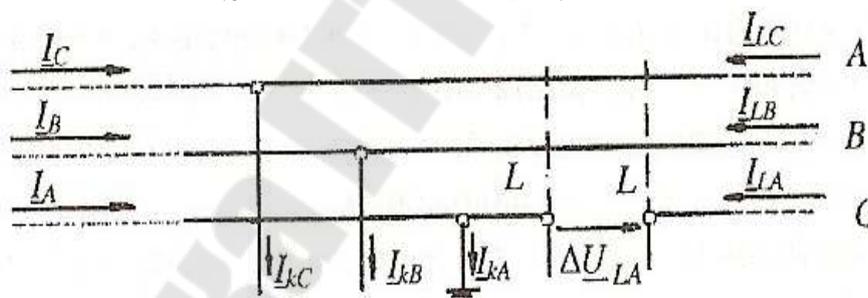


Рис. 9.7. Однофазное КЗ с одновременным разрывом той же фазы

Контрольные вопросы

1. Какие виды повреждений относят к продольной несимметрии?
2. Какой вид имеют схемы замещения при продольной несимметрии?
3. Как формулируется правило эквивалентности прямой последовательности при продольной несимметрии?
4. Какова последовательность расчёта токов в неповреждённых фазах при продольной несимметрии?
5. Какие виды повреждений называют сложными?
6. Какие сложные виды повреждений наиболее часто имеют место в трёхфазных СЭС?
7. Каковы граничные условия для двойного замыкания на землю?
8. Каковы граничные условия для однофазного КЗ с одновременным разрывом той же фазы?

Тема 7. Электромагнитные переходные процессы в распределительных сетях и в особых условиях

Лекция 10. Содержание лекции

1. Общие указания к выполнению расчетов
2. Схемы сетей напряжением 6-35 кВ
3. Порядок расчета токов коротких замыканий
4. Общие положения расчета токов КЗ в сетях 6-35 кВ
5. Определение параметров элементов расчетной схемы.
6. Учет активного сопротивления дуги в месте КЗ
7. Переходные процессы при КЗ на стороне выпрямителя
8. Общие положения. Промышленные схемы выпрямления тока.
9. Расчет тока КЗ на стороне выпрямленного тока.

10.10. Общие указания к выполнению расчетов

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ эксплуатируются с незаземленными (изолированными) нейтралями и в них могут возникать Многофазные короткие замыкания (КЗ): трехфазные $K^{(3)}$ и двухфазные $K^{(2)}$. При возникновении многофазных КЗ токи в поврежденных фазах значительно увеличивается. Поэтому требуется немедленное автоматическое отключение поврежденной линии релейной защитой. В настоящее время в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ находят все большее применение сети с резистивным заземлением нейтрали.

Замыкание одной фазы на землю в сетях с незаземленными нейтралями незначительно увеличивает ток в поврежденной фазе. Такие замыкания называют простыми замыканиями на землю и обозначается они $Z^{(10)}$.

При простых замыканиях на землю треугольник линейных напряжений не изменяется, все потребители могут продолжать нормально работать и быстрого отключения однофазного замыкания на землю не требуется. Автоматическое отключение требуется при замыкании на землю в обмотках генераторов и двигателей при токе замыкания более 5-10 А. Для сетей непосредственно связанных с генераторами и двигателями напряжением 6-10 кВ работа с замыканием на землю в сети допускается не более 2 часов и лишь в особых случаях – до 6 часов. Для всех остальных сетей допускается работа с замыканием на землю до устранения повреждения персоналом в минимально возможный срок [1, раздел 3].

Расчет токов КЗ в распределительных сетях может выполняться в именованных или в относительных единицах. Точность расчетов при этом одинаковая. Для распределительных сетей обычно приходится определять активные и индуктивные сопротивления линий и трансформаторов по справочникам или расчетным уравнениям. Все данные в справочниках чаще приводятся в именованных единицах, поэтому для уменьшения пересчетов расчеты для распределительных сетей целесообразно проводить в именованных единицах.

10.2. Схемы сетей напряжением 6-35 кВ

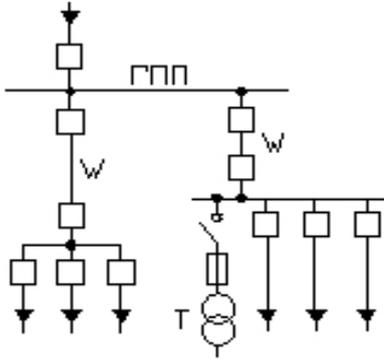
Построение первичных схем сетей 6-35 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения, технико-экономическими показателями, удобством обслуживания, а также требованиями релейной защиты и автоматики. Для сетей 6-35 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, коммутационных аппаратов и релейных защит. Схема защиты распределительных сетей напряжением 6-35 кВ выбирается в соответствии режимом работы сети и ее схемой, сложность которой обуславливает эксплуатационную готовность и инвестиционные затраты. Поэтому для каждого вида схем выбирается архитектура распределительной сети с учетом критерия оптимальных технико-экономических условий.

Схемы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ могут выполняться следующих видов (рис.10.1):

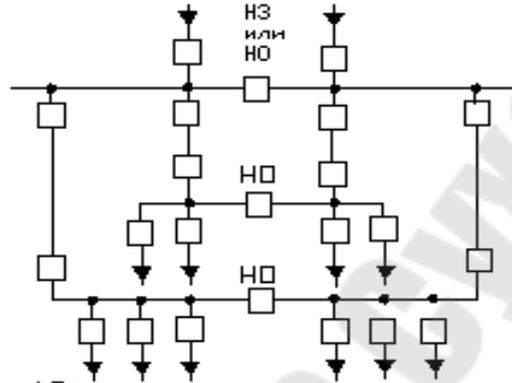
- Радиальные сети: простая радиальная схема, двойная радиальная схема, параллельная схема, схема с двойным питанием и с двойной системой сборных шин.
- Замкнутые сети: с разомкнутой кольцевой сетью, с замкнутой кольцевой сетью.
- Схемы, включающие источник внутреннего производства энергии: с агрегатом для местного производства, с резервным источником питания.

В таблицах 10.1, 10.2, 10.3 приведены основные характеристики каждой архитектуры схем.

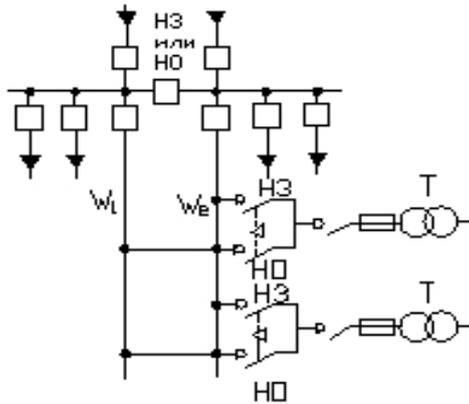
а) Простая радиальная схема



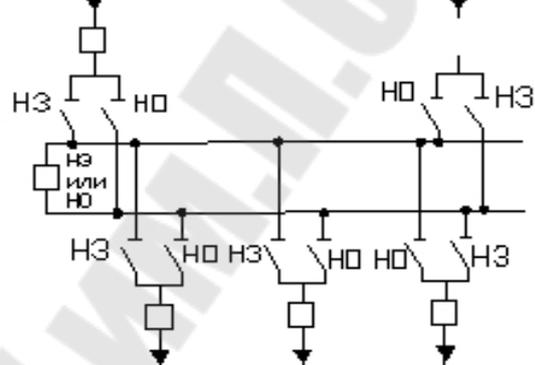
б) Двойная радиальная схема



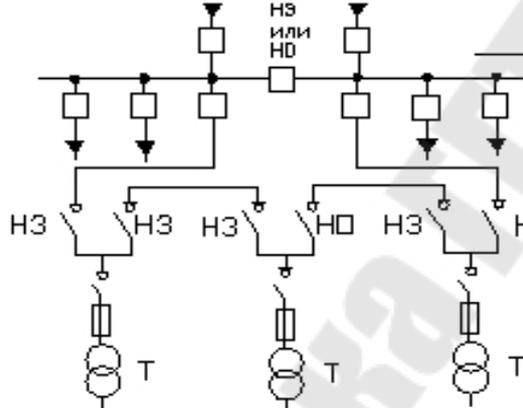
в) Параллельная схема



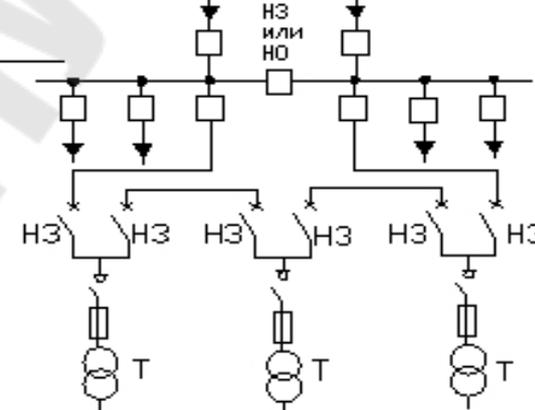
г) Сеть с двойным питанием и двойной системой сборных шин



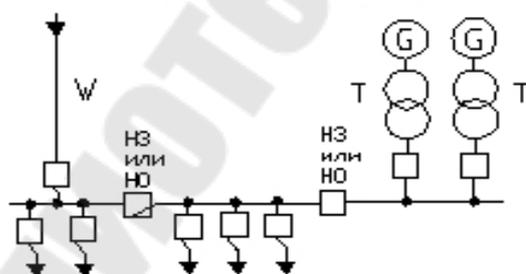
д) Разомкнутая кольцевая сеть



е) Замкнутая кольцевая сеть



х) Местное производство энергии



з) Резервные источники питания

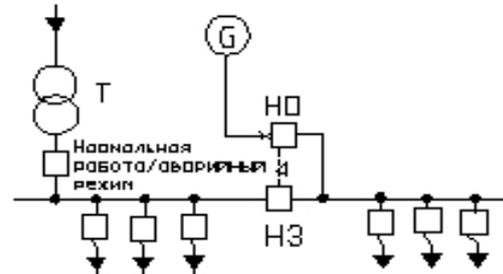


Рис.10.1. Схемы распределительных сетей напряжением 6-100-35 кВ. Условные обозначения для коммутационных аппаратов: НЗ - нормально замкнут, НО – нормально разомкнут. Все выключатели без условного обозначения находятся в нормально замкнутом положении.

Основные характеристики радиальных сетей

Таблица 10.1

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Простая радиальная схема (рис.10.10,а)	Процессы, не требующие постоянной подачи питания	Наиболее простая структура. Легкость в организации защиты. Минимальная стоимость защит	Низкая надежность. Длительное время отключения при возникновении повреждения. Только одно повреждение влечет за собой отключение питания радиальной сети.
Двойная радиальная схема (рис.10.10,б)	Непрерывные производственные процессы (черная металлургия, нефтехимия)	Надежность бесперебойного питания. Возможность проведения техн. обслуживания сборных шин с главного распредел. щита.	Дорогостоящий вариант организации сети. Частичное функционирование сборных шин в случае проведения техн. обслуживания
Параллельная схема (рис.10.10,в)	Разветвленные сети.	Надежность бесперебойного питания. Простота организации защиты	Необходимость использования функций автоматического управления. Дальнейшее расширение ограничено.
Сеть с двойным питанием и двойной системой шин (рис.10.10,г)	Процессы с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Процессы с большим изменением нагрузки.	Надежность бесперебойного питания. Гибкость использования: переключение с одной системы сборных шин на другую без отключения питания. Гибкость в техническом обслуживании	Дорогостоящий вариант организации сети. Необходимость использования функций автоматического управления.

Основные характеристики замкнутых сетей

Таблица 10.2

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Разомкнутая кольцевая сеть (рис.10.10,д)	Очень разветвленные сети. Значительное дальнейшее расширение. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта.	Более дешевый вариант по сравнению с замкнутой кольцевой сетью. Простота организации релейной защиты.	Отключение питания участка сети при возникновении повреждения на время восстановления конфигурации сети. Необходимость использования функций автоматического управления.
Замкнутая кольцевая сеть (рис.10.10,е)	Сети с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Очень разветвленные сети. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта.	Надежность бесперебойного питания. Отсутствие в необходимости использования функций автоматического управления.	Дорогостоящий вариант организации сети. Сложная система релейной защиты

Основные характеристики сетей внутреннего производства электроэнергии

Таблица 10.3

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Местное производство электроэнергии (рис.10.10,ж)	Промышленные объекты с использованием процесса производства энергии на собственной эл.станции	Надежность бесперебойного питания. Низкая стоимость электроэнергии.	Дорогостоящий вариант решения.
Резервные аварийные источники питания	Промышленные объекты и объекты обслуживания населения (на-	Надежность бесперебойного питания приоритетных потребителей.	Необходимость использования функций автоматического управления.

10.3. Порядок расчета токов коротких замыканий

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

1. Выбор расчетных условий КЗ в распределительных сетях.

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

3. Составление схемы замещения. Схемы замещения выполняются в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС отмечаются в числителе порядковыми номерами, а в знаменателе указываются их величины (рис.10.2)

4. Расчет режима КЗ. После составления схемы замещения и ее преобразования к простейшему виду расчет токов и напряжений КЗ представляет собой обычную задачу вычисления токов и напряжений в схеме с известными для нее сопротивлениями и приложенными ЭДС.

Расчетными условиями КЗ являются наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия КЗ. Расчетные условия КЗ формируются на основе опыта эксплуатации электроустановок, анализа отказов электрооборудования и последствий КЗ.

К расчетным условиям относятся: расчетная схема электроустановки, расчетный вид КЗ, выбор места расположения точки КЗ и выбор расчетной продолжительности КЗ.

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

При составлении расчетной схемы необходимо исходить из следующих условий:

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

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

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

– все источники, включенные в расчетную схему, работают одновременно, причем к моменту возникновения КЗ синхронные двигатели работают с номинальной нагрузкой и с номинальным напряжением, а асинхронные – с 50 %-ной нагрузкой. В расчетную схему электроустановки включаются все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели). Влияние

асинхронных двигателей допустимо не учитывать при мощности двигателя менее 100 кВт, если они отделены от точки КЗ токоограничивающим реактором или силовым трансформатором.

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

Таким образом, составленная расчетная схема в однофазном исполнении (рис. 10.2, а) должна включать участвующие в питании КЗ генераторы и все элементы их связей как с местом КЗ, так и между собой – линии, кабели, трансформаторы, реакторы. Дополнительные источники – синхронные компенсаторы, крупные двигатели, мелкие станции следует сводить в схему только в тех случаях, когда они сравнительно близко расположены к месту КЗ.

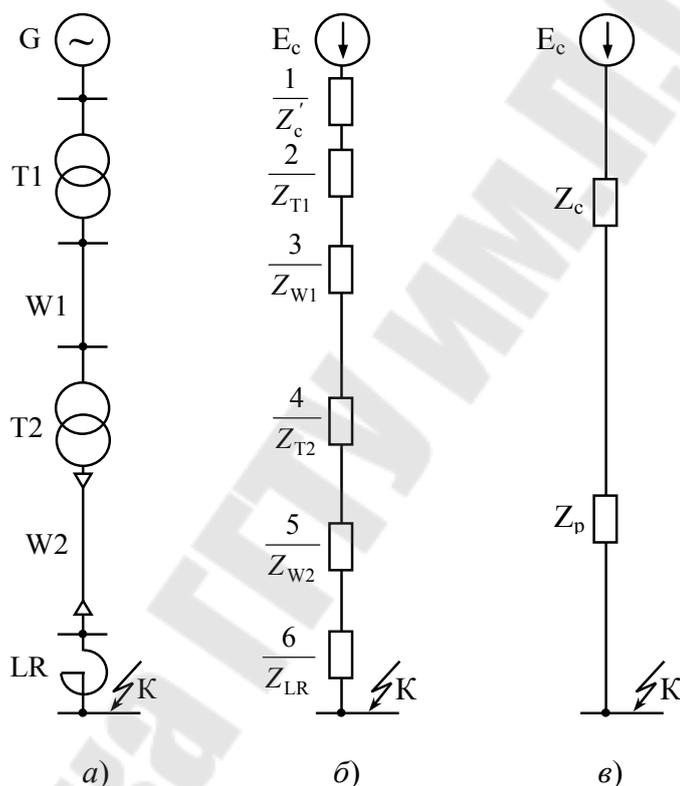


Рис.10.2. Расчетная схема (а), схема замещения (б) и преобразованная схема замещения (в) для расчета тока КЗ в распределительной сети

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

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

Составление схемы замещения. При расчете токов КЗ следует по расчетной схеме (рис. 10.2, а) составить соответствующую схему замещения (рис. 10.2, б).

Если известны фактические коэффициенты трансформации всех трансформаторов и автотрансформаторов расчетной схемы, то составление схемы замещения следует производить с учетом этих коэффициентов трансформации

(точное приведение). Если же фактические коэффициенты трансформации части трансформаторов и автотрансформаторов неизвестны, то допускается при составлении схемы замещения указанные коэффициенты учитывать приближенно при средних значениях напряжений (приближенное приведение).

Выбор расчетного вида КЗ зависит от назначения расчета.

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

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

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

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное КЗ.

Выбор расчетной точки КЗ. Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для этого элемента создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

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

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

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

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

10.4. Общие положения расчета токов КЗ в сетях 6-35 кВ

Основной особенностью распределительных сетей 6-35 кВ является их значительная электрическая удаленность от генераторов ЭЭС (рис. 10.2, а). Путем преобразования схемы генераторы и сети ЭЭС (рис. 10.2, б) приводят к простейшей схеме замещения (рис. 10.2, в). В этой схеме все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с ЭДС E_c . Сопротивления всех питающих линий, трансформаторов и генераторов до шин подстанции распреде-

лительной сети заменяются сопротивлением системы Z_c . Сопротивление распределительной сети Z_{pc} определяется для каждого случая по данным рассчитываемой сети: длине, сечению проводов линий, паспортным данным трансформаторов, длине, сечению и конструкции кабелей и т. п.

Одним из основных требований при расчетах токов КЗ является обязательный учет активных сопротивлений сети. В этом случае расчетное уравнение приводится к виду

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \sqrt{(X_c + X_{pc})^2 + R_{pc}^2}}. \quad (10.1)$$

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

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{ПО}}^{(3)} = 0,866 \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}. \quad (10.2)$$

Приведение к расчетному напряжению.

Если отдельные участки распределительных сетей связаны между собой трансформаторами, то при составлении схемы замещения необходимо привести все сопротивления, находящиеся на разных ступенях трансформации, к одному напряжению, которое называют базисным. За базисное напряжение обычно принимается то напряжение, на котором расположена расчетная точка КЗ.

10.5. Учет активного сопротивления дуги в месте КЗ

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

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d , величина которого определяется по выражению (2.12).

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

10.6. Токи замыкания на землю в сетях 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали.

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

При однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в сетях с заземленной через резистор нейтралью во всех присоединениях протекают собственные емкостные токи, однако в поврежденном присоединении, кроме суммарного емкостного тока, протекает активный ток, обусловленный включением в цепь тока нулевой последовательности активного сопротивления резистора.

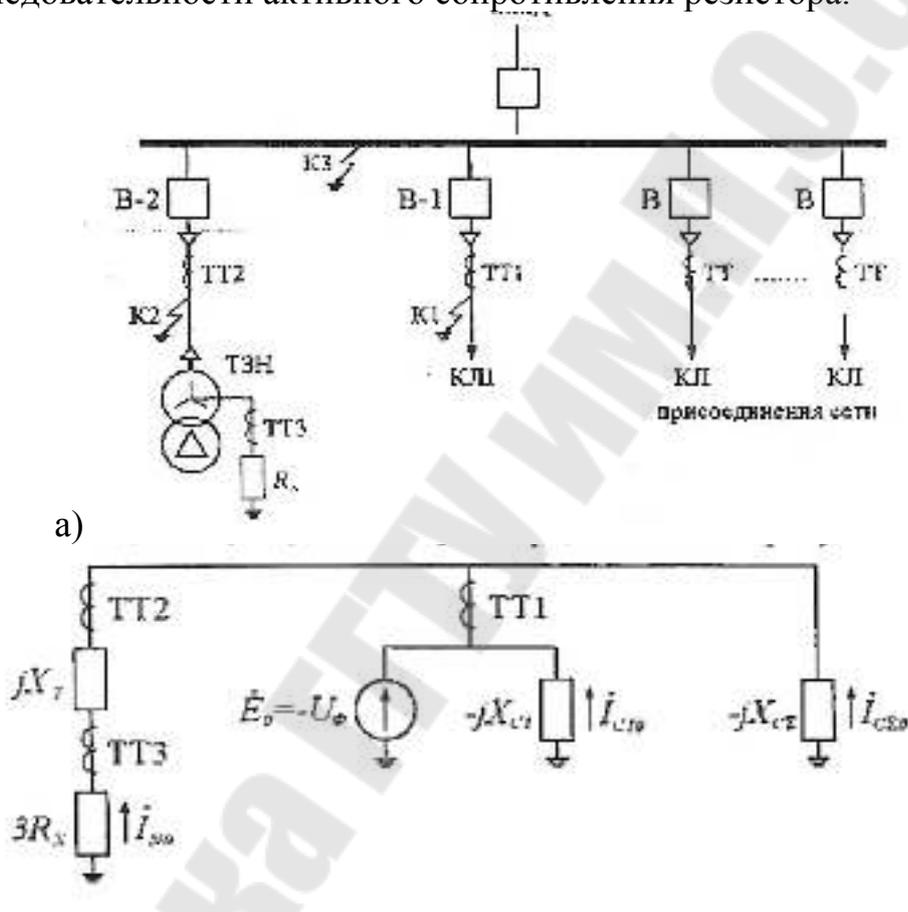


Рис.10.3. Расчетная схема сети (а) и схема замещения (б) при замыкании на землю на отходящем присоединении

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

- представляется возможным определить поврежденное присоединение и незамедлительно принять меры по устранению повреждения;
- создаются предпосылки для выбора простой токовой релейной защиты, действующей либо на сигнал, либо на отключение поврежденного присоединения.

Кроме того, заземление нейтрали через резистор позволяет снижать уровень дуговых, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений. При этом появляется возможность защиты оборудования подстанций с помощью

ОПН СА более низким остаточным напряжением при коммутационном импульсе. Заземление нейтрали через резистор способствует повышению уровня электробезопасности для людей и животных в результате быстрого отключения поврежденного присоединения.

Токи замыкания на землю определим для случая повреждения на отходящем присоединении (рис. 10.3,а) в точке К10,.

Полный ток в точке повреждения будет равен

$$I_3^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_{0\Sigma}}, \quad (10.3)$$

где $Z_{0\Sigma}$ – результирующее сопротивление нулевой последовательности относительно точки замыкания, Ом.

Полный ток замыкания на землю состоит из слагаемых

$$\underline{I}_3^{(1)} = 3\underline{I}_0 = 3(\underline{I}_{N0} + \underline{I}_{C\Sigma 0} + \underline{I}_{C10}) = \underline{I}_N + \underline{I}_{C\Sigma} + \underline{I}_{C1}, A, \quad (10.4)$$

где $\underline{I}_N; \underline{I}_{C\Sigma}; \underline{I}_{C1}$ – составляющие тока замыкания на землю от ветвей резистора, емкости всей сети за исключением поврежденного присоединения и емкости поврежденного присоединения, соответственно, А.

Емкостные токи замыкания на землю для отдельных присоединений и для всей сети могут быть найдены в соответствии с методикой, приведенной ранее.

Токи в трансформаторах тока ТТ10, ТТ2 и ТТ3 равны

$$\underline{I}_{ТТ1} = \underline{I}_N + \underline{I}_{C\Sigma}, A; \quad (10.5)$$

$$\underline{I}_{ТТ2} = \underline{I}_{ТТ3} = \underline{I}_N, A. \quad (10.6)$$

Рассмотрим выражения для расчета составляющих токов $\underline{I}_N; \underline{I}_{C\Sigma}; \underline{I}_{C1}$.

Ток замыкания на землю от ветви резистора в соответствии с (10.3) будет

$$I_3^{(1)} = \frac{3U_\phi}{3R_N + jX_T} = \frac{U_\phi}{Z_N}, \quad (10.7)$$

где R_N – активное сопротивление заземляющего резистора, Ом; X_T – индуктивное сопротивление трансформатора заземления нейтрали, Ом; $Z_N = R_N + jX_T/3$ – полное сопротивление нейтрали, Ом.

Действующее значение тока от ветви резистора

$$I_3^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_N}. \quad (10.8)$$

Ток замыкания на землю от емкости неповрежденной сети и от емкости поврежденного присоединения определяется по выражению (10.7).

Для расчета тока замыкания на землю и токов в отдельных трансформаторах тока принимают вид:

$$\underline{I}_3^{(1)} = U_\phi \left(\frac{1}{Z_N} + j3\omega C_\Sigma + j3\omega C_1 \right), A;$$

$$\underline{I}_{ТТ1}^{(1)} = U_\phi \left(\frac{1}{Z_N} + j3\omega C_\Sigma \right), A;$$

$$I_{TT2}^{(1)} = I_{TT3} = U_{\phi} \frac{1}{Z_N}, A. \quad (10.9)$$

10.7. Переходные процессы при КЗ на стороне выпрямителя. Промышленные схемы выпрямления тока.

Потребителям необходим постоянный ток по двум причинам:

1. Многие энергоемкие технологические процессы требуют постоянного тока (электролиз, электрохимические процессы и т. д.);
2. Постоянный ток обеспечивает большие удобства в управлении электродвигателями в тяговом и промышленном электроприводе.

По этим причинам около 30 % всей вырабатываемой электроэнергии используется потребителями постоянного тока. Ранее для выпрямления тока применялись электромеханические преобразователи, а с 30-х годов – вентильные преобразователи.

При анализе наиболее часто применяемых схем выпрямления приняты следующие обозначения:

m – число фаз выпрямления;

U_d – среднее значение выпрямленного напряжения;

I_d – среднее значение выпрямленного тока;

$U_{обр.макс.}$ – максимальное значение обратного напряжения;

U_{10}, U_2, I_{10}, I_2 – действующие значения фазных напряжений и токов трансформатора;

S_{10}, S_2, S_T – расчетные – первичная, вторичная и типовая мощности трансформатора;

P_d – мощность на стороне выпрямленного тока;

R_d – сопротивление, включенное в цепь анода.

В промышленном электроснабжении применяют следующие трехфазные схемы выпрямления.

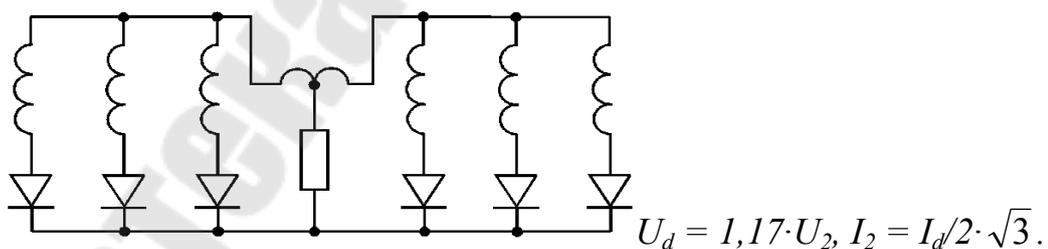
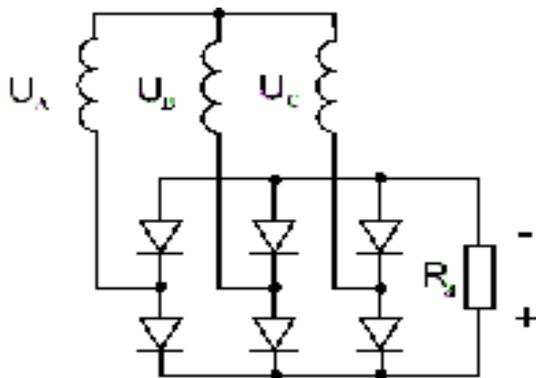


Рис.10.4.Схема с уравнительным реактором



$$U_d = 2,34 \cdot U_2, U_2 = 0,427 \cdot U_d, I_2 = 2/3 \cdot I_d.$$

Рис.10.5. Мостовая схема (схема инж. Ларионова)

Для удобства использования основные соотношения для промышленных схем выпрямления сведены в табл. 10.2

Таблица 10.2

Расчетные соотношения при чисто активной нагрузке и идеальных вентилях

Схема выпрямления	Трехфазная мостовая	Трехфазная с уравни- тельным реактором
m	6	6
U_d/U_2	2,34	1,17
$U_{обр-макс}/U_d$	1,045	2,09
I_2/I_d	0,816	0,289
S_2/P_d	1,045	1,485

10.8. Расчет тока КЗ на стороне выпрямленного тока. Для расчета принимается наиболее тяжелый режим, когда угол управления при КЗ равен нулю.

Среднее значение установившегося тока КЗ равно сумме средних значений токов в n вентилях, питающих место КЗ:

$$I_{dk} = \frac{n}{2\pi} \int_0^{\pi} \frac{\sqrt{2}U_2}{x_2} \sin \theta d\theta = \frac{n\sqrt{2}U_2}{\pi x_2}, \quad (10.10)$$

где U_2 – фазное напряжение активной цепи;

X_2 – индуктивное сопротивление цепи коммутации.

Для схемы с уравнительным реактором $n = 6$

$$I_{dk} = 6 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi x_2} = 2,7 \frac{U_2}{x_2}. \quad (10.11)$$

Для трехфазной мостовой схемы $n = 3$

$$I_{dk} = 3 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi X_2} = 1,35 \frac{U_2}{X_2}. \quad (10.12)$$

С учетом активных сопротивлений

$$I_{\text{dk ур}} = 2,7 \frac{U_2}{\sqrt{R_{\text{к}}^2 + X_{\text{к}}^2}}, \quad (10.13)$$

$$I_{\text{dk мост}} = 1,35 \frac{U_2}{\sqrt{R_{\text{к}}^2 + X_{\text{к}}^2}}. \quad (10.14)$$

Контрольные вопросы

1. Каковы особенности расчетов токов КЗ в распределительных сетях напряжением 6-35 кВ?
2. Как определяются расчетные сопротивления воздушных и кабельных линий, проводов, шинопроводов, реакторов и трансформаторов?
3. В какой последовательности производится расчет начального значения периодической составляющей и ударного тока КЗ в распределительных сетях?
4. Каковы методы расчета периодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени в распределительных сетях?
5. Перечислите основные методы расчетов несимметричных КЗ в распределительных сетях?
6. Как производится учет сопротивления дуги в месте КЗ?
7. Почему в промышленных электроустановках применяют выпрямленный ток?
8. Какие трёхфазные схемы выпрямления наиболее распространены в промышленных установках?
9. Укажите последовательность расчёта тока КЗ на стороне выпрямленного тока при трёхфазных схемах выпрямления.

Тема 7. Электромагнитные переходные процессы в распределительных сетях

Лекция 11. Расчет токов КЗ в электроустановках напряжением до 1000 В

Содержание лекции

1. Принимаемые допущения при расчете токов КЗ.
2. Расчет сверхпереходного тока трехфазного КЗ
3. Особенности расчета несимметричных КЗ
4. Расчет токов однофазного КЗ.
5. Особенности расчета токов двухфазного КЗ
6. Расчет ударного тока КЗ.
7. Учет синхронных и асинхронных электродвигателей при расчете токов КЗ
8. Несимметричные КЗ за трансформатором.
9. Учёт РПН и ПБВ трансформаторов при расчётах токов КЗ

11.1. Принимаемые допущения при расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1000 В. При расчете токов трехфазного и двухфазного КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать не только активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, но и активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов, переходные сопротивления в контактах рубильников, выключателей, предохранителей и сопротивление дуги в месте КЗ), а также сопротивления катушек расцепителей автоматов, первичных обмоток трансформаторов тока, активные и индуктивные сопротивления шин и т. д. Точные данные для некоторых конструкций можно найти только в каталогах заводов-изготовителей, а для приближенных вычислений можно пользоваться средними значениями сопротивлений по каталогам.

Испытания показали, что реально имеющие место величины токов при КЗ меньше на 60...80 % расчетных величин токов, найденных без учета сопротивлений контактных соединений.

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВ·А включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления:

1. Для распределительных устройств на станциях и подстанциях – 0,015 Ом;
2. Для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или от главных магистралей – 0,02 Ом;
3. Для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных – 0,025 Ом;
4. Для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов – 0,03 Ом.

При определении сопротивления необходимо учитывать сопротивление дуги в месте КЗ, значения которого принимается 0,01 Ом при приближенных расчетах.

Сопротивления трансформаторов, кабелей, шинопроводов аппаратов берутся из справочников.

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается следующее:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10 %;
- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 0,4; 0,23 кВ;
- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

11.2. Расчет сверхпереходного тока трехфазного КЗ. При составлении схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

Методика расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электропитания - от энергосистемы или от автономного источника.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через индуктивное сопротивление. Значение этого сопротивления (X_c), мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.ВН}} U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_{\text{к}}} 10^{-3}, \quad (11.1)$$

где $U_{\text{ср.НН}}$ - среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{ср. ВН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{к. ВН}}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА;

$S_{\text{к}}$ – мощность КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВ·А.

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы в миллиомах допускается рассчитывать по формуле:

$$X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл. ном}} U_{\text{ср.ВН}}}, \quad (11.2)$$

где $I_{\text{откл. ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

В случаях, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию (длиной более 1 км), необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{\text{п0}}$) в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (11.3)$$

где $U_{\text{ср. НН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$\begin{aligned} R_{1\Sigma} &= R_{\text{Т}} + R_{\text{ТА}} + R_{\text{КВ}} + R_{\text{Ш}} + R_{\text{К}} + R_{\text{КБ}} + R_{\text{ВЛ}} + R_{\text{Д}}; \\ X_{1\Sigma} &= X_{\text{с}} + X_{\text{Т}} + X_{\text{ТА}} + X_{\text{КВ}} + X_{\text{Ш}} + X_{\text{КБ}} + X_{\text{ВЛ}}, \end{aligned} \quad (11.4)$$

где $X_{\text{с}}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения;

$R_{\text{Т}}$ и $X_{\text{Т}}$ – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, их рассчитывают по формулам:

$$R_{\text{Т}} = \frac{P_{\text{к. ном}} U_{\text{НН ном}}^2}{S_{\text{Т ном}}^2} 10^6; \quad X_{\text{Т}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{\text{к. ном}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2} \frac{U_{\text{НН ном}}^2}{S_{\text{Т ном}}} 10^4, \quad (11.5)$$

где $S_{\text{Т ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$P_{\text{к. ном}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{НН ном}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

R_{TA} и X_{TA} - активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, мОм,

R_{KB} и X_{KB} - активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм;

$R_{ш}$ и $X_{ш}$ - активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм,

R_K - суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений.

При приближенном учете сопротивлений контактов следует принимать: $R_K = 0,1$ мОм - для контактных соединений кабелей; $R_K = 0,01$ мОм - для шинопроводов; $R_K = 1,0$ мОм - для коммутационных аппаратов;

$R_{1кл}$ и $X_{1кл}$ - активное и индуктивное сопротивления кабелей;

$R_{вл}$ и $X_{вл}$ - активное и индуктивное сопротивления воздушных линий;

R_d - активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм, рассчитываемое в зависимости от условий КЗ.

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, то начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей или комплексной нагрузки следует определять как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

11.3. Особенности расчета несимметричных КЗ. Расчет токов несимметричных КЗ следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих. При этом предварительно следует составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы. Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин — принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

11.4. Расчет токов однофазного КЗ. Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы следует рассчитывать по формуле:

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (11.6)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм;

$R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

Эти сопротивления равны:

$$\begin{aligned} R_{0\Sigma} &= R_{0Т} + R_{ТА} + R_{КВ} + R_{К} + R_{0Ш} + R_{0КБ} + R_{1ВЛ} + R_{Д}; \\ X_{0\Sigma} &= X_{0Т} + X_{ТА} + X_{КВ} + X_{0Ш} + X_{0КБ} + X_{0ВЛ} \end{aligned} \quad (11.7)$$

где $R_{0Т}$ и $X_{0Т}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y_0 , при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями изготовителей;

$R_{0Ш}$ и $X_{0Ш}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода;

$R_{0КБ}$ и $X_{0КБ}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля;

$R_{0ВЛ}$ и $X_{0ВЛ}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии:

$$R_{0ВЛ} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0,15 \text{ мОм/м}; X_{0ВЛ} \approx 3X_{1ВЛ}$$

11.5. Особенности расчета токов двухфазного КЗ. При электроснабжении электроустановок напряжением до 1 кВ от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ $I_{п0}^{(2)}$ следует определять по формуле:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (11.8)$$

где $R_{1\Sigma} = R_{Т} + R_{ТА} + R_{КВ} + R_{Ш} + R_{К} + R_{1КБ} + R_{1ВЛ} + R_{Д}/2$;

$X_{1\Sigma} = X_{С} + X_{Т} + X_{ТА} + X_{КВ} + X_{Ш} + X_{1КБ} + X_{1ВЛ}$.

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом асинхронных электродвигателей $I_{п0АД}^{(2)}$ следует определять по формуле:

$$I_{п0АД}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\phi\Sigma}''}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА} \quad (11.9)$$

где $E_{\phi\Sigma}''$ - эквивалентная фазная сверхпереходная ЭДС асинхронных электродвигателей и источника электроэнергии, В;

$R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - соответственно, суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности относительно точки КЗ (с учетом параметров асинхронных электродвигателей), мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом синхронных электродвигателей определяют аналогично.

11.6. Расчет ударного тока КЗ. Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии (энергосистема или автономный источник) рассчитывают по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \left(1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{уд}, \quad (11.10)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент

$t_{уд}$ - время от начала КЗ до появления ударного тока, с:

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки ударный ток КЗ следует определять как сумму ударных токов от автономных источников и от электродвигателей или от комплексной нагрузки.

Если точка КЗ делит расчетную схему на радиальные, независимые друг от друга ветви, то ударный ток КЗ допустимо определять как сумму ударных токов отдельных ветвей.

11.7. Учет синхронных и асинхронных электродвигателей при расчете токов КЗ. При расчете начального значения периодической составляющей тока КЗ синхронные электродвигатели следует учитывать сверхпереходным сопротивлением по продольной оси ротора X_d'' , а при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ - индуктивным сопротивлением для токов обратной последовательности X_2 и активным сопротивлением обмотки статора $R_{сд}$. При приближенных расчетах допустимо принимать в ОЕ:

$$X_{dH}'' = 0,15, X_2 = X_d'', R_{сд} = 0,15 X_{dH}''.$$

В радиальной схеме начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от синхронных электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{n0сд} = \frac{E''_{ф.сд}}{\sqrt{(X''_d + X_{1\Sigma})^2 + (R_{сд} + R_{1\Sigma})^2}}, \quad (11.11)$$

где $E''_{ф.сд}$ - сверхпереходная фазная ЭДС синхронного электродвигателя, В;
 X''_d и $R_{сд}$ - соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм;
 $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарные индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм.

Для синхронных электродвигателей, которые до КЗ работали с перевозбуждением, сверхпереходную ЭДС следует рассчитывать по формуле:

$$E''_{ф.сд} = \sqrt{(U_{ф0} \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \sin \varphi_0 + I_0 X''_d)^2}, \text{ В.} \quad (11.12)$$

Для синхронных электродвигателей, работавших до КЗ с недозвозбуждением, сверхпереходную ЭДС следует определять по формуле:

$$E''_{ф.сд} = \sqrt{(U_{ф0} \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \sin \varphi_0 - I_0 X''_d)^2}, \text{ В.} \quad (11.13)$$

При расчетах начального значения периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей последние следует вводить в схему замещения сверхпереходным индуктивным сопротивлением. При необходимости проведения уточненных расчетов следует также учитывать активное сопротивление асинхронного электродвигателя.

Суммарное активное сопротивление, характеризующее асинхронный электродвигатель в начальный момент КЗ, допустимо рассчитывать по формуле:

$$R_{АД} = R_1 + 0,96 R_2, \text{ мОм,} \quad (11.14)$$

Активное сопротивление статора электродвигателя, если оно не задано заводом-изготовителем, допускается определять по формуле:

$$R_1 = \frac{s_{НОМ}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2 \cos \varphi \eta_{НОМ}}{P_{НОМ}}, \text{ мОм,} \quad (11.15)$$

где $s_{НОМ}$ – номинальное скольжение асинхронного электродвигателя, %.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя равно:

$$X''_{АД} = \sqrt{\left(\frac{U_{ф.НОМ}}{I_{п} I_{НОМ}} 10^3 \right)^2 - R_{АД}^2}, \text{ мОм,} \quad (11.16)$$

где $U_{ф.НОМ}$ - номинальное фазное напряжение электродвигателя, В.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей следует рассчитывать по формуле:

$$I_{n0АД} = \frac{E''_{\phi.АД}}{\sqrt{(X''_{АД} + X_{1\Sigma})^2 + (R_{АД} + R_{1\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (11.17)$$

где $X''_{АД}$ и $R_{АД}$ – соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм;

$R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарные индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм;

$E''_{\phi.АД}$ - сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя, которую можно рассчитать по формуле (11.13), заменив в ней $R_{сд}$ и X''_d соответственно на $R_{АД}$ и $X''_{АД}$.

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного электродвигателя следует рассчитывать так же, как и от автономного источника.

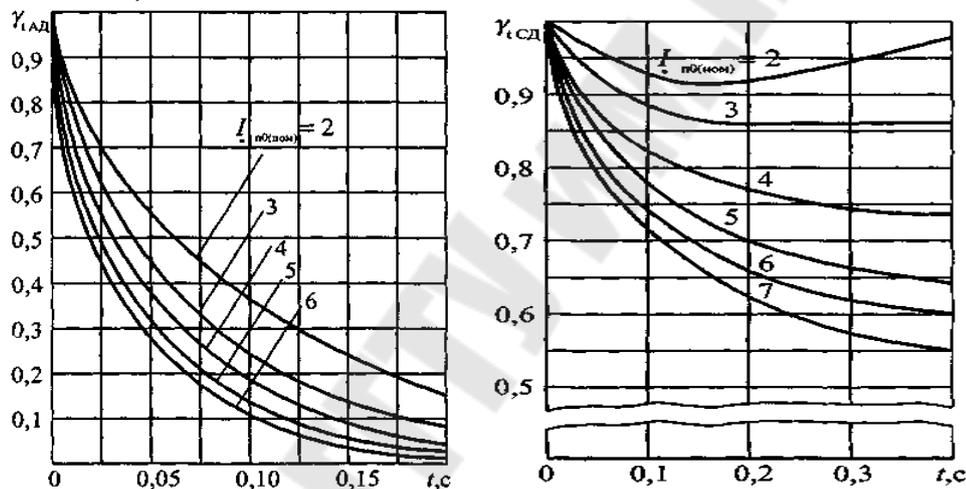


Рис. 11.1. Типовые кривые для асинхронного (а) и для синхронного (б) электродвигателя напряжением до 1000 В

Точный расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей в произвольный момент времени выполняют путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов и выделения периодической составляющей тока. При приближенных расчетах этой составляющей тока КЗ в радиальной схеме используют типовые кривые, приведенные на рис. 11.1.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от синхронного или асинхронного электродвигателя или нескольких электродвигателей, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ, следует рассчитывать соответственно по формулам:

$$\begin{aligned} I_{ntсд} &= \gamma_{tсд} \cdot I_{n0(ном)} \cdot I_{ном.сд} ; \\ I_{ntАД} &= \gamma_{tАД} \cdot I_{n0(ном)} \cdot I_{ном.АД} . \end{aligned} \quad (11.18)$$

Причем при нескольких электродвигателях под номинальным током следует понимать сумму номинальных токов всех электродвигателей.

11.8. Несимметричные КЗ за трансформатором

Для расчета защит трансформаторов необходимо знать значение и направление токов в первичной обмотке трансформатора при КЗ на его вторичной стороне. В табл. 11.1 приведены выражения для пересчета токов. Особенностью выражений в таблице является то, что за исключением однофазного КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y_0 все токи при разных видах КЗ и разных схемах соединений обмоток трансформатора выражены через ток трехфазного КЗ в той же точке $I_K^{(3)}$.

Таблица 11.1

Токи несимметричных КЗ при разных схемах соединений обмоток трансформаторов

Схема соединений обмоток	Вид КЗ	Ток КЗ на вторичной стороне при $U_1/U_2 = 1$		Колич. витков
		В месте КЗ	На первичной стороне	
Y/Y-0	a-o	$I_a = \sqrt{3} \cdot U_{\phi}/Z_{T1}$	$I_A = 2 I_B/3, I_B = I_C = I_a/3$	$W_y = W_{yn}$
	b-c	$I_b = I_c = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}/2$	$I_B = I_C = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}/2 = 0,866 \cdot I_K^{(3)}$	
$\Delta/Y-0$	a-o	$I_a = 3U_{\phi}/Z_{T1} = U_{\phi}/Z_T = I_K^{(3)}$	$I_A = I_B = I_a/\sqrt{3} = 0,58 I_K^{(3)}$	$W_d = \sqrt{3} W_y$
	b-c	$I_b = I_c = 3 \cdot I_K^{(3)}/2$	$I_B = 2I_b = I_K^{(3)}, I_A = I_C = I_b/2$	
	b-c	$I_b = I_c = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}/2$	$I_C = 2/\sqrt{3} \cdot I_b = I_K^{(3)}, I_B = I_A = I_C/2$	
Y/ Δ	b-c	$I_b = I_c = \sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}/2$	$I_A = I_C = I_b/2, I_B = 2/\sqrt{3} \cdot I_b = I_K^{(3)}$	$W_d = \sqrt{3} W_y$

При выводе выражений принято, что коэффициент трансформации трансформатора равен отношению линейных напряжений холостого хода U_{1x}/U_{2x} . Поэтому условию определены и соотношения чисел витков обмоток трансформатора.

Пользоваться выражениями, приведенными в табл. 11.1, можно любым из следующих способов:

1. Определить ток требуемого вида КЗ, приведенный к вторичному напряжению U_2 и пересчитать его по действительному коэффициенту трансформации на первичную сторону;
2. Вести расчет для трехфазного КЗ, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 , и по выражениям табл. 13.1 определить токи при рассчитываемом виде КЗ.

11.9. Учёт РПН и ПБВ трансформаторов при расчётах токов КЗ

Практически все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения на стороне обмотки высшего напряжения. В большинстве случаев изменение сопротивления трансформатора при регулировании напряжения, а следовательно, и изменение тока КЗ из-за этого не учитывается. Но в ряде случаев эти изменения приходится учитывать и возникает вопрос о вычислении сопротивления трансформатора при изменении числа витков его обмоток. В соответствии с ГОСТ 11677-75 требуется, чтобы все трансформаторы допускали длительную работу при напряжении питания, превышающем номинальное напряжение данного ответвления не более чем на 5 % при номинальной нагрузке и 10 % кратковременно (до 6 ч в сутки) или длительно при нагрузке 25 % номинальной. Для трансформаторов распределительных сетей с регулированием типов ПБВ или РПН с достаточной для практики точностью сопротивление трансформаторов для любого положения переключателя ответвлений Z_{TP} можно определить по формуле:

$$Z_{TP} = Z_{TH} (1 \pm \Delta N)^2, \quad (11.19)$$

где Z_{TH} – сопротивление трансформатора, определенное для номинального напряжения;

ΔN – количество ответвлений (изменение напряжения при переводе переключателя в одно следующее положение), ОЕ.

В соответствии с ГОСТ для трансформаторов распределительных сетей предусматриваются два основных предела регулирования: для регулирования типа ПБВ – обычно $\pm 2 \times 2,5$ %; для регулирования типа РПН у трансформаторов 25...630 кВ·А, 6–35 кВ $\pm 6 \times 1,67\% = \pm 10$ %. Для трансформаторов более высоких напряжений пределы регулирования доводят до ± 16 %.

Большинство трансформаторов в распределительных сетях имеют пределы регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5$ %. Сопротивление таких трансформаторов, определенное по выражению (13.1), будет изменяться в пределах

$$Z_{T1} = Z_{TH} (1 \pm 0,05)^2 = (1,1 \dots 0,91) Z_{TH}.$$

При неизменном напряжении питания, равном номинальному напряжению основного ответвления U_H , и питания от системы бесконечной мощности ток трехфазного КЗ на выводах низшего напряжения будет изменяться в следующих пределах:

$$I_K^{(3)} = U_H / ((1,1 \dots 0,91) Z_{TH}) = (0,91 \dots 1,1) U_H / Z_{TH}.$$

При регулировании типа РПН в пределах ± 10 % сопротивление трансформатора будет изменяться в пределах:

$$Z_{TP} = Z_{TH} (1 \pm 0,1)^2 = (1,21 \dots 0,81) Z_{TH},$$

а ток – в пределах $I_K^{(3)} = U_H / ((1,21 \dots 0,81) Z_{TH}) = (0,825 \dots 1,23) U_H / Z_{TH}$.

Допускается работа трансформаторов при напряжении на его вводе на 10 % превышающем номинальное напряжение.

Для трансформаторов с регулированием РПН в пределах $\pm 16\%$ применяется автоматическое регулирование напряжения.

Контрольные вопросы

1. Как определяются расчетные сопротивления воздушных и кабельных линий, проводов, шинпроводов, реакторов и трансформаторов?
2. Каковы особенности расчёта токов трёхфазных и однофазных КЗ в сетях с напряжением 0,4 кВ?
3. В какой последовательности производится расчет начального значения периодической составляющей и ударного тока КЗ в распределительных сетях?
4. Перечислите основные методы расчетов несимметричных КЗ в распределительных сетях?
5. Как производится учет двигателей при расчетах токов КЗ в распределительных сетях?
6. Как определяется максимальный и минимальный ток КЗ в сети 0,4 кВ?
7. Как влияет группа соединений трансформатора на токи симметричных и несимметричных КЗ?
8. Как влияет ПБВ и РПН на сопротивление трансформаторов?
9. Как наличие ПБВ и РПН влияет на ток КЗ?
10. Как влияет группа соединений трансформатора на токи симметричных и несимметричных КЗ?

Тема 8. Методы и средства ограничения токов КЗ

Лекция 12. Содержание лекции

1. Качество электромагнитных переходных процессов.
2. Классификация методов и средств ограничения токов КЗ.
3. Деление сети.
4. Общие требования к токоограничивающим устройствам.
5. Токоограничивающие реакторы с линейной характеристикой. Схемы включения.
6. Трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения
7. Токоограничивающие коммутационные аппараты
8. Ограничение токов КЗ на землю.
9. Оптимизация уровней токов КЗ.
10. Координация уровней токов КЗ.

12.1. Качество электромагнитных переходных процессов.

Качество переходных процессов, с точки зрения согласования с требованиями, предъявляемыми к ЭЭС и их элементам, характеризуется качественными и количественными показателями. Показатели качества электромагнитных переходных процессов, возникающих при переходе СЭС из нормального режима работы в аварийный, оценивают по следующим их свойствам, характеристикам и последствиям.

1. По длительности переходного процесса. Длительность переходного процесса - это интервал времени, в течение которого СЭС переходит из одного установившегося состояния работы в другое установившееся состояние.

Время существования аварийного режима при переходных процессах, возникающих вследствие внезапных нарушений нормального режима, обычно стремятся сократить, оценивая расчетную продолжительность аварийного режима. Этот интервал времени складывается из минимального времени действия релейной защиты $t_{р.з}$ и собственного времени отключения коммутационной аппаратуры:

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{откл.}$$

2. По характеру переходного процесса. Характер переходного процесса оценивается по изменению тока во времени, который зависит от мощности источников электрической энергии, параметров электрических сетей, наличия на генераторах средств АРВ, наличия в электрических сетях устройств АПВ.

3. По опасности последствий переходных процессов для оборудования ЭЭС, которые оцениваются следующими показателями изменения тока КЗ:

- электродинамической стойкостью элемента ЭЭС (проверяется по ударному току при трехфазном КЗ);
- термической стойкостью (оценивается по наибольшему тепловому импульсу тока при трехфазном или двухфазном КЗ).

4. По существенности влияния параметров аварийного переходного процесса на нормальные режимы работы ЭЭС и ее элементов. Для СЭС предприятий оценка этого влияния отражается в зависимостях показателей качества электрической энергии у электроприемников со сложным режимом потребления энергии от мощности КЗ.

5. По стоимости дополнительных мероприятий для улучшения характеристик переходного процесса в СЭС. Для СЭС крупных предприятий токи КЗ достигают на приемных пунктах электрической энергии таких значений, что без их ограничения обойтись нельзя. Решение и осуществление этой задачи требуют дополнительных капитальных вложений в СЭС.

С целью уменьшения воздействия токов КЗ на электрооборудование предложены и используются различные методы и средства ограничения токов КЗ и продолжительности КЗ.

В общем случае решение указанной задачи возможно следующими путями:

- повышением быстродействия коммутационной аппаратуры и устройств РЗА;
- созданием и использованием новых коммутационных аппаратов, способных безынерционно, т.е. в течение первого полупериода, ограничить и отключить ток КЗ;
- использованием токоограничивающих устройств (ТОУ).

12.2. Классификация методов и средств ограничения токов КЗ

Для ограничения токов КЗ на электростанциях и в сетях ЭЭС используются следующие методы:

- стационарного или автоматического деления сети;
- использования токоограничивающих устройств;
- оптимизации режима заземления нейтралей элементов электрических сетей;
- изменения схем электрических соединений обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

В качестве средств ограничения токов КЗ соответственно используются или могут быть использованы:

- устройства автоматического деления сети;
- токоограничивающие реакторы;
- трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;

- разземление нейтралей части трансформаторов;
- трансформаторы с повышенным напряжением короткого замыкания;
- токоограничивающие коммутационные аппараты;
- вставки постоянного тока и вставки переменного тока не промышленной частоты;
- заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства;

В настоящее время в ЭЭС для ограничения токов КЗ наиболее часто используются: стационарное и автоматическое деления сети, токоограничивающие реакторы и аппараты, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также разземление нейтралей части силовых трансформаторов сети.

12.3. Деление сети

Стационарное или автоматическое деление сетей выполняется обычно в системах внешнего электроснабжения в связи с увеличением числа и мощности источников электрической энергии как в ЭЭС, так и на собственных ТЭЦ. Необходимость деления сети получается в тех случаях, когда уровень токов КЗ в узлах нагрузки превышает допустимый уровень по параметрам электрооборудования.

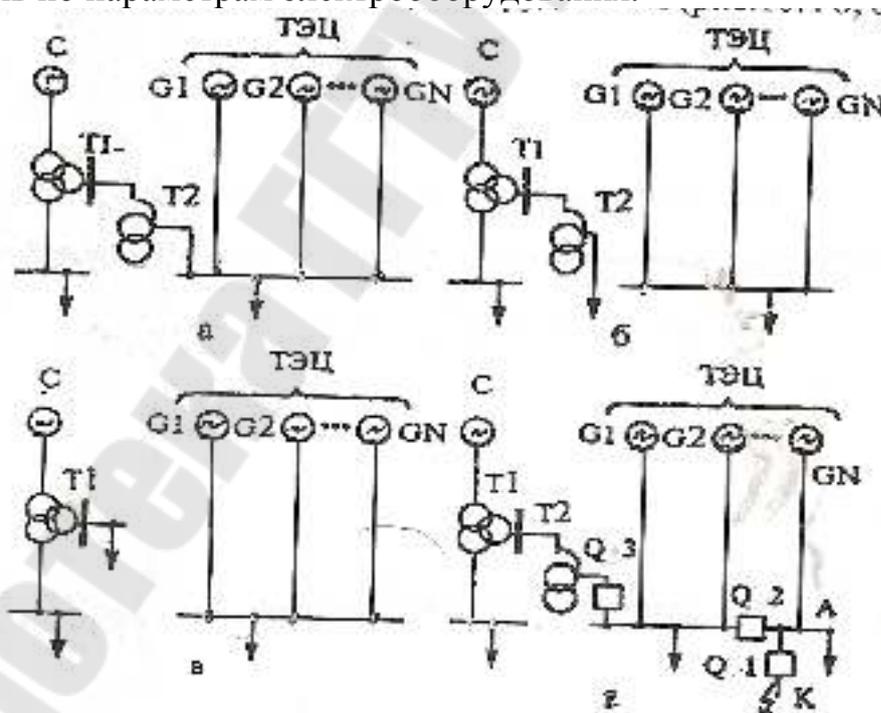


Рис.12.1. Деление исходной схемы сети (а) на стационарное (б,в) и автоматическое (г)

Возможность деления сети используют в процессе эксплуатации, когда требуется ограничить рост уровней токов КЗ при развитии энергосистем. Различают деление сети на стационарное (СДС) и автоматическое (АДС).

Стационарное деление исходной схемы сети (рис. 12.1 *а*) выполняются в нормальном режиме таким образом, чтобы максимальный уровень тока КЗ в любом узле нагрузки не превышал допустимый по параметрам установленного электрооборудования (рис. 12.1 *б, в*).

Автоматическое деление сети осуществляют в аварийных режимах последовательной локализацией места КЗ (рис. 12.1, *з*). При КЗ на присоединении *А* производится отключение части источников питания места повреждения (выключателем Q2, Q3), а затем выключателем Q1 отключается присоединение.

12.4. Общие требования к токоограничивающим устройствам

Короткие замыкания сопровождаются появлением значительных токов, снижением напряжения в узлах сети и сбросом активной нагрузки генераторов электростанций. С учетом этого к токоограничивающим устройствам (ТОУ) предъявляются следующие общие требования:

- ограничить значения токов КЗ;
- поддерживать на возможно более высоком уровне напряжение в узлах сети;
- уменьшить по возможности сброс активной нагрузки с генераторов электростанций;
- не оказывать существенного влияния на нормальный режим работы сети;
- обеспечить в аварийном режиме условия, необходимые для действия релейной защиты сети;
- не вносить существенных нелинейных искажений в параметры режима сети, особенно при нормальном режиме ее работы;
- иметь стабильные характеристики при изменении схемы сети.

12.5. Токоограничивающие реакторы

Общие сведения. Токоограничивающие реакторы представляют собой дополнительные реактивные сопротивления, включаемые в различных точках электрической сети напряжением 6-220 кВ. Их назначением является снижение тока КЗ за реактором и сохранение требуемого уровня остаточного напряжения в узловых точках сети перед реактором. В зависимости от места включения различают реактирование присоединений (рис. 12.9, *а*), вводов (рис. 12.9, *б*), секции (12.9, *в*) и их сочетания (рис. 12.9, *г*). По схеме включения различают одноцепные и сдвоенные (расщепленные) реакторы. Отличие сдвоенного реактора от одинарного заключается в наличии среднего вывода обмотки, поэтому возможны различные схемы его включения и использования.

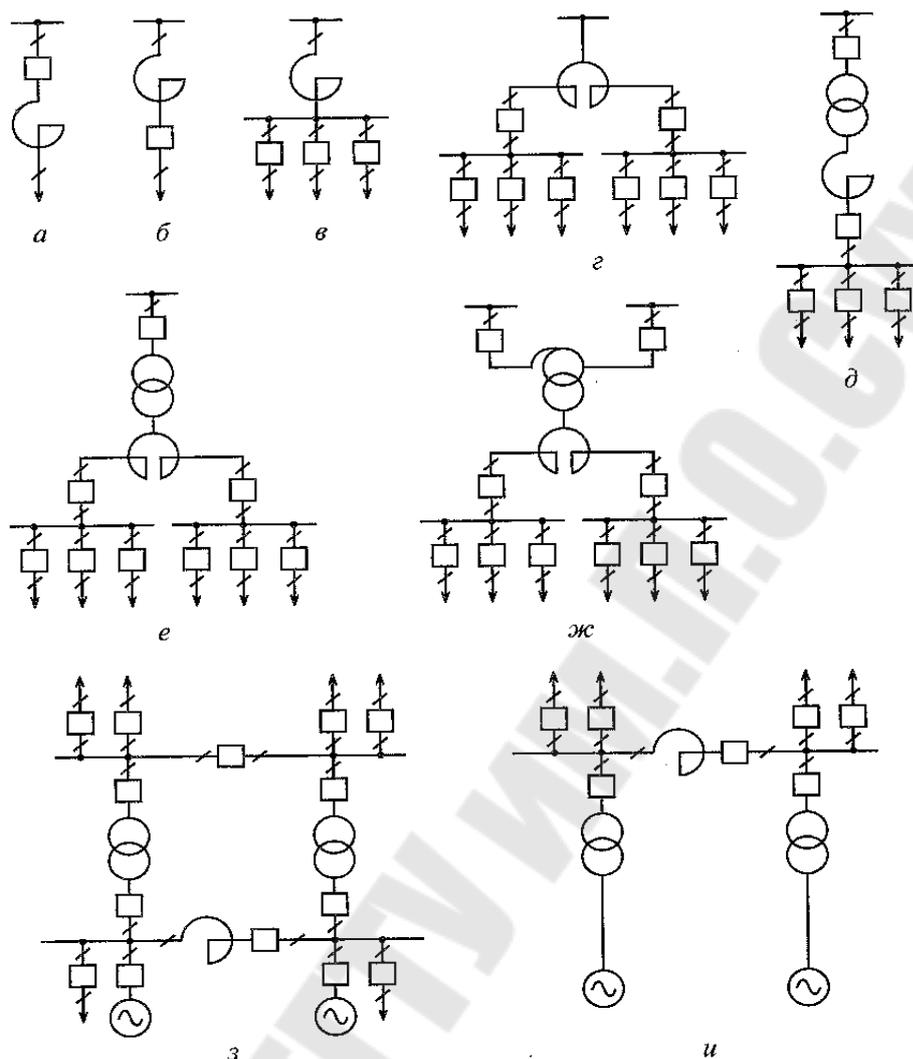


Рис. 12.2. Возможные схемы включения (а...и) линейных и секционных реакторов

Для уменьшения затрат следует стремиться к применению групповых реакторов вместо индивидуальных в цепях присоединений, вводов и схем ГПП.

В настоящее время в энергосистемах для ограничения токов КЗ используются только нерегулируемые реакторы с линейной характеристикой. В сетях 6(10) кВ применяются одинарные и сдвоенные бетонные реакторы, а в сетях 35-220 кВ - масляные реакторы.

По току, напряжению сети и индуктивному сопротивлению выбирают реактор с ближайшим большим стандартным значением x_p , который проверяют (при необходимости) по значению остаточного напряжения:

$$U_{\text{ост.}} \geq 0,6 U_c. \quad (12.1)$$

Преимуществом сдвоенного реактора является то, что в зависимости от схемы включения и направления токов в обмотках индуктивное сопротивление его может увеличиваться и уменьшаться. Это свойство

сдвоенного реактора обычно используется для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при КЗ.

Наличие сопротивления у токоограничивающих реакторов приводит к дополнительным потерям напряжения, мощности и энергии.

12.6. Трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения

На электрических станциях и подстанциях применяются силовые трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, так как это позволяет существенно снизить ток КЗ в сети низшего напряжения.

Снижение уровня мощности КЗ на выводах понижающих трансформаторов определяется выражениями:

- для двухобмоточных трансформаторов

$$S''_{k2} / S''_{k1} = 1 / (1 + U_k S''_{k1} / (100 S_{\text{тр.ном}})); \quad (12.2)$$

- для трехобмоточных трансформаторов

$$\begin{aligned} S''_{k2} / S''_{k1} &= 1 / (1 + 2U_{\text{гв-н}} S''_{k1} / (100 S_{\text{тр.ном}})); \\ S''_{k3} / S''_{k1} &= 1 / (1 + 2U_{\text{кв-с}} S''_{k1} / (100 S_{\text{тр.ном}})). \end{aligned} \quad (12.3)$$

Из (12.2)...(12.3) следует, что снижение мощности КЗ зависит от напряжения КЗ между соответствующими обмотками трансформатора, их единичной мощности и мощности КЗ, поступающей от ЭЭС.

Поэтому для ограничения токов КЗ на шинах вторичного напряжения, согласно (12.2)...(12.3), следует:

- выбирать трансформаторы с повышенным для соответствующих обмоток напряжением КЗ;
- разукрупнять по мощности понижающие подстанции на связях с мощными ЭЭС;
- использовать раздельную работу трансформаторов.

Для ограничения несимметричных токов КЗ существенную роль играет схема соединения фазных обмоток трансформаторов и автотрансформаторов. Так как в схему замещения нулевой последовательности включаются только те ветви, по которым циркулируют токи нулевой последовательности, то она не содержит участков электрической сети, находящихся за обмотками, соединенными в треугольник.

12.7. Токоограничивающие коммутационные аппараты совмещают функции ограничения наибольших значений токов КЗ и защиты от воздействия сверхтоков путем их отключения. К ним относятся быстродей-

ствующие токоограничивающие предохранители, ограничители ударного тока и специальные автоматические выключатели.

Токоограничивающие коммутационные аппараты ограничивают ток КЗ в течение первого полупериода его появления и далее без выдержки времени отключают КЗ.

Таким образом, токоограничивающие коммутационные аппараты, к которым, в частности, относятся токоограничивающие предохранители и ограничители ударного тока взрывного действия, ограничивают ударный ток КЗ, т.е. обладают свойством безынерционности действия.

Силовые токоограничивающие предохранители внутренней и наружной установок изготавливаются на напряжения 6 - 35 кВ (серий ПКТ и ПКН), на относительно небольшие номинальные токи.

Токоограничивающие предохранители отличаются простотой конструкции и, как следствие, относительно небольшой стоимостью. Однако они имеют ряд существенных недостатков:

- одноразовое действие;
- нестабильные токовременные характеристики;
- недостаточная эксплуатационная надежность;
- ограниченная зона использования по значениям номинальных токов и номинальных напряжений;
- неуправляемость от внешних устройств, в частности, от устройств релейной защиты;
- трудность осуществления цикла АПВ защищаемой цепи.

С учетом этого область применения токоограничивающих предохранителей существующих конструкций весьма ограничена.

12.8. Ограничение токов КЗ на землю

Для ограничения токов КЗ на землю в сетях напряжением 110 - 750 кВ целесообразно увеличивать эквивалентное сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ. При этом наиболее логичным представляется увеличение сопротивления тех ветвей, которые являются наиболее специфичными с точки зрения циркуляции токов нулевой последовательности. Такими ветвями являются цепи заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов. Изменение способа заземления нейтралей трансформаторов приводит к изменению режима заземления соответствующей сети и к изменению условий работы изоляции трансформаторов при коммутационных и атмосферных перенапряжениях, а также при возникновении в сети КЗ на землю.

При КЗ на землю одной или двух фаз трехфазной сети напряжение на неповрежденных фазах относительно земли возрастает.

Ограничение токов КЗ на землю путем разземления нейтралей части трансформаторов или включения в нейтрали трансформаторов токоограни-

чивающих устройств (в частности, реакторов или резисторов) является наиболее эффективным способом с экономической и с технической точек зрения.

По условиям работы изоляции электроустановок сети напряжением 110 кВ и выше должны быть эффективно заземлены, т.е. заземлены таким образом, чтобы у них напряжение на неповрежденных фазах при КЗ на землю в любой точке не превышало 80 % линейного напряжения сети или 1,4 номинального фазного напряжения. Данное требование определяется условиями надежной работы установленных в сетях 80%-х разрядников. Оно выполняется, если соотношение результирующих полных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей относительно точки КЗ удовлетворяет условию:

$$Z_{0\Sigma} / Z_{1\Sigma} \leq 3 \dots 4.$$

В сети, элементы которой имеют преимущественно индуктивное сопротивление, указанное требование выполняется, если $X_{0\Sigma} / X_{1\Sigma} \leq 5$.

Наиболее просто ограничения токов КЗ на землю можно достичь путем разземления нейтралей части трансформаторов сети, если это допустимо для изоляции их нейтралей и не приводит при отключении КЗ к выделению неэффективно заземленных или даже незаземленных участков сети с неустранимым КЗ на землю.

Типовая схема заземления нейтралей трансформаторов напряжением 110 и 220 кВ приведена на рис. 12.3, а. Здесь нейтраль может быть либо глухо заземлена, либо разземлена с помощью заземлителя или короткозамыкателя. В случае разземления нейтрали защита ее изоляции от перенапряжений осуществляется вентильным разрядником или ограничителем перенапряжений. Опыт эксплуатации показал недостаточную надежность данного способа. Более совершенной является схема, показанная на рис. 12.3, б; при появлении в цепи разрядника значительного сопровождающего тока срабатывает быстродействующий короткозамыкатель QN , наглухо заземляя нейтраль. В схемах, приведенных на рис. 12.3, в, г, нейтраль трансформаторов нормально изолирована; при возникновении КЗ на землю быстродействующим выключателем или другим быстродействующим аппаратом в нее вводится реактор или резистор. Разрядник или ограничитель перенапряжений служит для защиты нейтрали от перенапряжений.

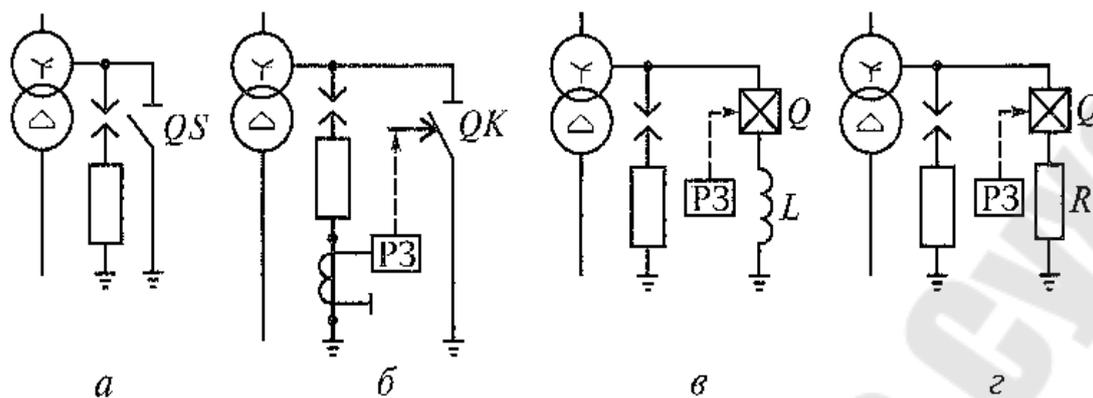


Рис. 12.3. Схемы способов ограничения (а...г) тока КЗ на землю

12.9. Оптимизация уровней токов КЗ

Система электроснабжения является частью ЭЭС, где происходит формирование исходного уровня токов КЗ.

Уровни токов КЗ в узлах нагрузки зависят от структуры СЭС, параметров ее сетей и состава электроприемников. При проектировании установление оптимального уровня токов КЗ в каждом узле СЭС предусматривает анализ более широкого ряда показателей, к которым относятся:

- технические и стоимостные показатели выпускаемого электрооборудования, проводников и токоограничивающих устройств;
- категория бесперебойности электроснабжения и его надежность;
- устойчивость двигательной нагрузки;
- работоспособность релейной защиты;
- качество напряжения у потребителей;
- пуск и самозапуск мощных электродвигателей;
- потеря мощности и электроэнергии в сетях;
- ущерб от перерывов в электроснабжении.

Учет действия факторов, определяющих оптимальный уровень токов КЗ, является противоречивым. С одной стороны, снижение наибольших значений мощности КЗ в узлах нагрузки позволяет устанавливать более простое и дешевое электрооборудование, уменьшать сечение проводников, применять простые решения по схемам распределения электрической энергии с использованием систем АВР, АПВ и уменьшать ущерб от воздействия токов КЗ за счет их локализации. Однако при этом возрастают затраты на дополнительно устанавливаемое специальное оборудование и токоограничивающие устройства, а также возрастает ущерб от возможных перерывов в электроснабжении.

С другой стороны, обеспечение уровня напряжения для пуска и самозапуска электродвигателей, ограничение колебаний и отклонений напряжения в узлах электроснабжения с резкопеременной ударной на-

грузкой, ограничение синусоидальности напряжения, снижение влияния несимметрии нагрузки, обеспечение надежности работы релейной защиты требуют сохранения больших значений мощности КЗ.

Таким образом, при проектировании СЭС может ставиться технико-экономическая задача снижения уровней токов КЗ в конкретных узлах до оптимальных.

Критерием оптимальных уровней мощности КЗ является минимум приведенных затрат. Для минимизации целевой функции приведенных затрат целесообразно использовать метод дискретной оптимизации.

Оптимальное значение расчетного тока КЗ в сетях промышленных предприятий должно определяться в основном с учетом двух факторов:

- обеспечения возможности применения электрических аппаратов с более легкими параметрами проводников возможно меньших сечений;
- сохранения значений показателей качества электрической энергии в нормируемых пределах.

12.10. Координация уровней токов КЗ

Координация уровней токов КЗ - это согласование их значений в различных узлах СЭС. По своей постановке она представляет собой важную технико-экономическую задачу, от решения которой зависят энергетические и стоимостные характеристики СЭС.

Что касается централизованного электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства, то эта задача возникает при значительных токах КЗ на границе раздела с питающей ЭЭС. Ее решение заключается в ступенчатом снижении токов КЗ при проектировании СЭС, ее эксплуатации и дальнейшем развитии или реконструкции.

При проектировании СЭС исходными данными для решения задачи координации токов КЗ являются сведения об источниках питания и о составе электроприемников. На основе намеченного территориального размещения потребителей известными считаются предполагаемые источники энергии и их характеристики для узла подключения СЭС:

- установление мощности генерирующих источников промышленного района с перспективой их развития на 8-12 лет;
- мощности или токи КЗ, генерируемые источниками с учетом их развития не менее чем на 5 лет с момента ввода в эксплуатацию СЭС;
- рабочее напряжение районной ЭЭС;
- параметры ЛЭП между ЭЭС и СЭС.

Состав электроприемников обуславливает требования к бесперебойности электроснабжения, качеству электрической энергии, допустимой продолжительности в электропитании и др. По этим исходным данным могут быть сформулированы необходимые свойства проектируемой СЭС по надежности, потерям напряжения, мощности и энергии, безо-

пасности, гибкости, жесткости и устойчивости, а также намечены варианты и параметры предполагаемого к применению электрооборудования.

На основе количественных показателей этих свойств и характеристик электрооборудования для узлов распределения электрической энергии могут быть определены оптимальные значения токов КЗ. С их учетом следует обосновывать структуру схемы электроснабжения – число приемных пунктов связи с ЭЭС, размещение подстанций глубокого ввода, выбор рабочих напряжений и количества ступеней распределения энергии.

На этапе эксплуатации СЭС необходимость решения вопросов координации токов КЗ возникает при изменениях схемы электроснабжения, повышении мощности генерирующих источников, мощности или пропускной способности основных элементов, при введении ограничений на режим работы основного электрооборудования, увеличении плотности нагрузки и сетей. При этом новые уровни токов КЗ должны быть согласованы с параметрами установленного оборудования и сетей.

Координация достигается:

- стационарным или автоматическим делением сети;
- установкой токоограничивающих одноцепных и сдвоенных реакторов;
- применением различных токоограничивающих устройств;
- установкой коммутационных аппаратов повышенной стойкости к воздействию токов КЗ;
- разукрупнением трансформаторных подстанций по мощности трансформаторов и секций путем установки трансформаторов с расщепленными обмотками или сдвоенных реакторов;
- изменением режима нейтрали сети путем разземления части нейтралей трансформаторов, заземления нейтралей через резисторы, реакторы и токоограничивающие устройства;
- электрическим делением сети путем установки разделительных трансформаторов.

В условиях последующего расширения и развития СЭС согласованием токов КЗ преследуют такие же цели, как при эксплуатации СЭС. Дополнительной рациональной мерой здесь является строительство новых приемных пунктов связи с ЭЭС и подстанции глубокого ввода для покрытия увеличения электрических нагрузок с использованием разделения сетей.

На всех этапах координации токов КЗ анализ их на разных ступенях распределения энергии используется для обоснования технической необходимости создания нового и модернизации существующего электрооборудования. Контроль токов КЗ в узлах нагрузки и анализ динами-

ки их изменения являются важным фактором обеспечения надежности электроснабжения.

Контрольные вопросы

1. За счет чего происходит ограничение токов КЗ при использовании трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения?
2. Перечислите виды токоограничивающих коммутационных аппаратов и области их применения.
3. Перечислите основные способы ограничения токов КЗ на землю.
4. Как влияют мощность и ток КЗ на технико-экономические показатели элементов СЭС и качество электрической энергии?
5. Укажите причины необходимости ограничения токов КЗ.
6. В чем разница между методами и средствами ограничения токов КЗ? Какие способы ограничения мощностей и токов КЗ можно использовать при проектировании ЭЭС?
7. Какими факторами и условиями предопределяются уровни мощностей и токов КЗ в ЭЭС?
8. На каких этапах состояния электроустановок используют деление сети?
9. Какие технические средства применяются для ограничения токов КЗ?
10. Каковы общие требования к токоограничивающим устройствам?
11. Какова эффективность различных видов токоограничивающих устройств?
12. В чем состоит отличие одноцепных и сдвоенных реакторов и какова область их применения?
13. Как включаются токоограничивающие реакторы (одинарные и сдвоенные) СЭС?
14. В чем суть оптимизации уровня токов КЗ при проектировании и эксплуатации СЭС? Какие технические средства и способы ограничения токов КЗ при этом используются?

Тема 9. Общие сведения о режимах и электромеханических переходных процессах.

Лекция 13. Содержание лекции

1. Классификация режимов. Общие сведения о режимах и электромеханических переходных процессах.
2. Требования, предъявляемые к режимам.
3. Осуществимость режима.
4. Условия существования режима.
5. Классификация переходных процессов.
6. Условия и причины нарушения устойчивости
7. Характеристика мощности простейшей электрической системы.
8. Статическая устойчивость системы.

13.1. Классификация режимов. Общие сведения о режимах и электромеханических переходных процессах.

Различают следующие основные виды режимов электрических систем:

- **нормальный установившийся режим**, при котором обеспечивается снабжение всех потребителей электроэнергией надлежащего качества, а параметры режима могут приниматься неизменными;

- **нормальный переходный режим**, во время которого энергосистема переходит от одного нормального рабочего состояния к другому;

- **аварийный переходный режим** обусловлен возникновением аварийных ситуаций, при которых скорости изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при эксплуатации энергосистем;

- **аварийный установившийся режим**, при котором не обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей или (и) параметры режима не находятся в установленных допустимых пределах. В таких режимах требуется устранение аварийных условий;

- **длительный переходный режим** обусловлен возмущениями; при нем вступает в действие автоматика турбин, котлов электростанций, противоаварийная автоматика энергосистем, предпринимаются меры диспетчером по предотвращению развития аварии;

При любом переходном процессе происходит изменение электромагнитного состояния элементов системы и нарушение баланса между механическим моментом на валу каждой вращающейся машины и электромагнитным моментом, в результате чего изменяется частота вращения машин, т. е. некоторые электрические машины испытывают торможение, в то время как другие – ускорение. Из сказанного следует, что переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и электромеханических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны и представляют единое целое.

13.2. Требования, предъявляемые к режимам

После нормального переходного или аварийного режима, благополучно заканчивающегося, система возвращается к установившемуся режиму, исходному или практически близкому к нему. Режимы электрических систем, как установившиеся, так и переходные, должны отвечать определенным требованиям, которые необходимо учитывать при проведении расчетов.

Так, в нормальном рабочем режиме системы быть обеспечены:

1. **Качество** - снабжение потребителей качественной энергией, отвечающей установленным нормативам по всем показателям;

2. **Надежность** - снабжение потребителей энергией без длительных перерывов и без снижения ее качества, причем длительность перерыва или вообще его отсутствие, возможность отклонения от заданного качества определяются соответствующими нормативами для данной системы и данного вида потребителей. Надежность системы обеспечивается безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью ее элементов. Надежная система должна длительно сохранять эксплуатационные показатели, такие, как производительность, экономичность, рентабельность;

3. **Живучесть** - способность противостоять воздействию внешних сил и длительное время сохранять это состояние. В энергетике под живучестью понимается способность системы так противостоять любым возмущениям, чтобы они не вызвали каскадного развития аварии с массовым нарушением питания потребителей. В качестве показателей живучести используют отключившуюся нагрузку, недоотпуск продукции потребителям и т. д.;

4. **Экономичность** - надежное снабжение потребителей энергией удовлетворительного качества при возможно меньших затратах средств на ее производство и передачу (экономия топливно-энергетических ресурсов и снижение потерь).

13.3. Осуществимость режима.

Для осуществления исходного режима, предшествующего переходному, и режима, который должен установиться после возмущения и вызванного им переходного процесса, необходим баланс мощности. Так, передача мощности P от генераторов, турбины которых развивают мощность P_T , возможна только в том случае, если $P_T = P$, где P - электрическая мощность электропередачи.

Также необходимо, чтобы активная мощность, вырабатываемая генераторами системы, была равна мощности, поглощаемой в нагрузках и теряемой во всех элементах системы:

$$P_T = P_H + \Delta P. \quad (1.1)$$

Аналогичное условие существует и для реактивной мощности:

$$Q_T = Q_H + \Delta Q. \quad (1.2)$$

Регулирование частоты и поддержание ее заданного значения обеспечивается регулированием активной мощности генераторов. Уровень напряжения в сети (на нагрузке) связан с балансом реактивной мощности.

Следовательно, для осуществимости заданного режима необходимо воздействовать на баланс реактивных мощностей (осуществить регулирование возбуждения) и активных мощностей (осуществить регулирование турбины станций).

13.4. Условия существования режима.

Переходные режимы электрических систем практически всегда должны заканчиваться некоторым желательным установившимся режимом. Режим должен быть осуществим при параметрах, принятых в расчете, и если осуществим, то был бы устойчив и достаточно надежен для того, чтобы система могла длительно работать.

Переходный режим и входящие в него наиболее важные для данной инженерной задачи процессы также должны отвечать определенным требованиям, которые определяют **качество переходных процессов**. При оценке качества переходных процессов необходимо, чтобы мероприятия, предпринимаемые для улучшения качества, были экономичны, а происходящие изменения параметров режима не могли существенно снизить качество энергоснабжения потребителей.

Для этого, прежде всего, необходимо, чтобы рассматриваемые переходные процессы заканчивались достаточно быстро.

Переходный процесс считается неудовлетворительным, если после его окончания система будет иметь малый запас устойчивости. Переходные процессы, составляющие в совокупности переходный режим, должны быть такими, чтобы после их завершения установился режим, отвечающий определенным требованиям. Особенно важно их соблюдение для послеаварийного режима, который устанавливается после ликвидации аварии.

13.5. Классификация переходных процессов.

Причины, вызывающие изменение параметров режима системы, называются **возмущающими воздействиями**.

При любом переходном процессе происходит изменение электромагнитного состояния элементов системы и нарушение баланса между механическим моментом на валу каждой вращающейся машины и электромагнитным моментом, в результате чего изменяется частота вращения машин, т. е. некоторые электрические машины испытывают торможение, в то время как другие – ускорение. Из сказанного следует, что переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и электромеханических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны и представляют единое целое.

Следует отметить, что строго неизменного режима в электроэнергетической системе не существует, поэтому установившимся режим можно назвать

только условно, так как в силу своих особенностей энергосистема подвержена воздействию непрерывного потока возмущений. Они связаны, в первую очередь, со случайным изменением нагрузки и реакцией на них регулирующих органов электростанций. Поэтому в реальной энергосистеме всегда имеют малые (слабые) возмущения, которые не должны вызывать нарушения устойчивости системы, т. е. не должны приводить к прогрессирующему возрастающему изменению параметров ее исходного режима. Электроэнергетическая система должна быть устойчива при малых возмущениях. Применительно к малым возмущениям введено понятие статической устойчивости.

Статическая устойчивость - это способность электроэнергетической системы самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим, если возмущение снято или режим, весьма близкий к исходному, если возмущение не снято.

Аварийные режимы в электроэнергетической системе возникают также и при больших возмущениях, например, при КЗ на электрооборудовании с последующим отключением линий, трансформаторов, генераторов. При этом возникают значительные и резкие отклонения параметров режима от их исходного состояния. По отношению к большим возмущениям введено понятие динамической устойчивости.

Динамическая устойчивость - это способность электроэнергетической системы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или практически близкое к нему.

13.5. Условия и причины нарушения устойчивости

Современные электроэнергетические системы характеризуются тем, что все источники и потребители электрической энергии подключаются к общей электрической сети. В электроэнергетической системе имеет место неразрывность процесса производства, распределения и потребления электрической энергии. Поэтому в электроэнергетических системах изменение режима работы какого-то ее отдельного элемента сказывается на режиме работы других элементов.

Для устойчивости энергосистем весьма важным является режим работы электрических машин. Несмотря на существенные отличия в конструкции и системе питающих напряжений, все электрические машины объединяет одно общее - они являются электромеханическими преобразователями. В двигателях происходит преобразование электрической энергии в механическую, а в генераторах механическая энергия преобразуется в электрическую. Поэтому в каждой электрической машине имеет место взаимодействие электрической и механической мощностей и соответственно моментов.

Механический момент генератора определяется турбиной и зависит от расхода энергоносителя. Механический момент двигателей определяется характеристиками и режимом работы приводных механизмов.

Электромагнитный момент генератора или двигателя определяется взаимодействием трех статорных контуров, контура ротора и ряда других контуров. Значение электромагнитного момента зависит от характеристик самой машины (ЭДС, токов и т. д.), а также параметров электрической сети (напряжения, частоты, активного и реактивного сопротивлений и т. д.).

При исследовании движения электрических машин, работающих параллельно в энергосистеме, необходимо учитывать все силы и моменты, действующие в переходных режимах.

При движении движущая сила F_d всегда уравновешивается силой сопротивления машины F_c и инерционной силой $m \frac{dv}{dt}$, возникающей при изменении частоты вращения. Поэтому уравнение равновесия сил в переходном режиме при поступательном движении будет:

$$F_d - F_c = m \frac{dv}{dt},$$

где m - масса тела; v - скорость.

Аналогично уравнение равновесия моментов для вращательного движения электрической машины:

$$M_d - M_c = J \frac{d\omega}{dt},$$

где M_d - вращающий момент электрической машины; M_c - момент сопротивления машины; J - момент инерции вращающихся частей электрической машины, приводного механизма или первичного двигателя; ω - угловая скорость вращения ротора.

Для генератора моментом сопротивления является электромагнитный момент машины, для двигателя - механический момент приводного механизма. Движущим или вращающим моментом для генератора является механический момент турбины, для двигателя - электромагнитный момент.

Из анализа уравнения движения ротора электрической машины видно:

1. При $M_d = M_c, \frac{d\omega}{dt} = 0$, момент на валу машины уравновешивается электромагнитным моментом и электрическая машина работает в установившемся режиме с неизменной частотой вращения ротора. В таком режиме и отдельная машина, и электроэнергетическая система находятся в положении равновесия под влиянием, как движущих сил, так и сил сопротивления;

2. При $M_d > M_c, \frac{d\omega}{dt} > 0$, имеет место ускорение ротора электрической машины;

3. При $M_d < M_c, \frac{d\omega}{dt} < 0$, имеет место торможение ротора электрической машины.

Таким образом, в двух последних случаях имеет место нарушение положения равновесия. В электроэнергетической системе нарушение положения равновесия связано с множеством факторов:

- отключения или включения нагрузки,
- отключения генерирующих источников,
- изменения режима работы приводных механизмов или первичных двигателей,
- изменения архитектуры сети и т. д.

Если в результате таких возмущений энергосистема через определенное время приходит к положению равновесия, т. е. к установившемуся режиму с допустимыми по условиям эксплуатации параметрами, то такая система устойчива. В противном случае - система неустойчива.

Первичными причинами, вызывающими возникновение и развитие аварийных ситуаций, сопровождающихся нарушением устойчивости, являются следующие:

1. Отключение линий электропередачи, из-за коротких замыканий при грозе, дожде, сильном ветре, пожаре, в результате наброса постороннего предмета, перекрытия изоляции на посторонний предмет, из-за обрыва провода;
2. Повреждения или отказ оборудования из-за разрушения опор, изоляторов, обрыва гирлянд изоляторов, повреждения выключателей;
3. Отказ или неправильные действия релейной защиты и автоматики;
4. Отключение или снижение мощности блока, котла, собственных нужд электростанций;
5. Отключение трансформаторов или автотрансформаторов;
6. Превышение предела передаваемой мощности из-за увеличения нагрузки;
7. Неправильные действия оперативного и ремонтного персонала энергосистем;
8. Потеря возбуждения генераторов.

13.6. Статическая устойчивость электроэнергетических систем Характеристика мощности простейшей электрической системы

Рассмотрим одну из типовых схем (рис.13.1, а), в которой синхронный генератор G , через трансформаторы $T1$ и $T2$ и линии электропередачи $L-1$ и $L-2$ подключен к шинам мощной энергосистемы, которые можно назвать шинами бесконечной мощности с параметрами:

$$U_{C*} = 1 = \text{const}, S_{KC} = \infty, X_C = 0, R_C = 0.$$

Если синхронный генератор представить реактансом X_G и ЭДС E , а трансформатор и линию – только их индуктивными сопротивлениями, то схема замещения системы будет иметь вид, показанный на рисунке 13.1,б.

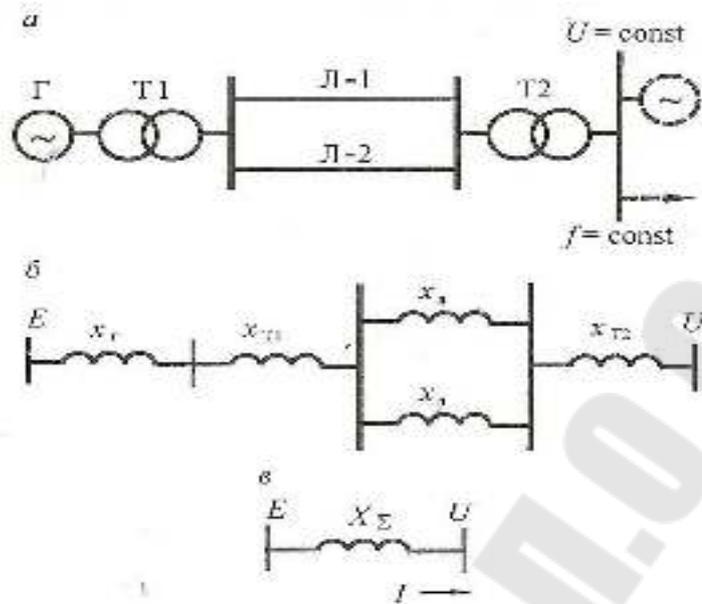


Рисунок 13.1 - Схема простейшей электрической системы: а – расчетная схема; б – схема замещения; в - преобразованная схема замещения

Сумма индуктивных сопротивлений X_{Σ} синхронной машины, трансформаторов и линий дает результирующее индуктивное сопротивление цепи генератор – система (рис. 13.1,в):

$$X_{\Sigma} = x_r + x_{T1} + 0,5x_l + x_{T2}.$$

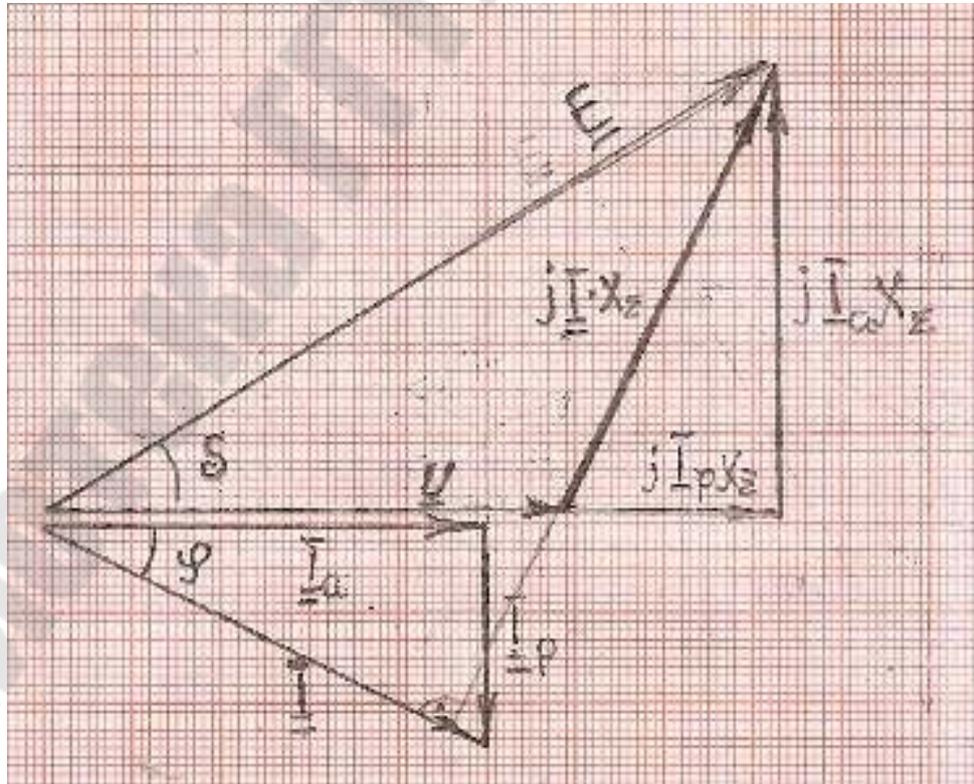


Рисунок 13.2 – Векторная диаграмма нормального установившегося режима простейшей электрической системы

Исходя из известных величин напряжения U , тока I и сопротивления X_Σ , может быть построена векторная диаграмма для нормального установившегося режима работы генератора, представленная на рисунке 13.2.

Из векторной диаграммы вытекает соотношение

$$I_a X_\Sigma = E \sin \delta,$$

где: I_a – активная составляющая тока; δ - угол сдвига вектора ЭДС E относительно вектора напряжения системы U .

Умножим левую и правую части последнего выражения на U / X_Σ :

$$I_a U = \frac{EU}{X_\Sigma} \sin \delta, \quad \text{т.е.}$$

$$P = \frac{EU}{X_\Sigma} \sin \delta, \quad (13.1)$$

где P – активная мощность, передаваемая от генератора Γ в систему.

Полученная формула (13.1) справедлива для трехфазной сети, если в нее подставить линейные значения напряжения и ЭДС. Поскольку принято постоянство напряжения U на шинах системы, а при отсутствии АРВ синхронной машины E также будет постоянной величиной, то при таких условиях изменение активной мощности P обусловлено изменением величины угла δ .

Формулу (13.1) принято называть угловой характеристикой мощности. Если $\delta=0$, то $\sin \delta = 0$ активная мощность, отдаваемая в систему P равна нулю. Представим уравнение (13.1) в виде

$$P = P_m \sin \delta,$$

$$P_m = EU / X_\Sigma \quad (13.2)$$

Построим характеристику мощности (5.1) в диапазоне изменения угла δ от -180° до $+180^\circ$ (рис.13.3).

Как видно из рисунка 13.3, зависимость активной мощности от угла имеет синусоидальный характер, при этом, если угол то синхронная машина работает в режиме генератора, при угле – в режиме двигателя.

Рассмотрим установившийся режим работы генератора, когда скорость вращения его ротора, то является величиной постоянной. Такой режим будет возможен, когда вращающий момент со стороны первичного двигателя (тепловой или гидравлической турбины) уравновешивается электромагнитным моментом M_Γ , создаваемым генератором при выдаче мощности P в сеть, т. е. при

$$M_G = M_{\text{турбины}}$$

Умножая обе части этого равенства на ω , получим условие существования установившегося режима генератора

$$P_G = P_{\text{турбины}} \quad (13.3)$$

где $P_{\text{турбины}} = M_{\text{турбины}} \omega$ - мощность, развиваемая первичным двигателем (турбиной), $P_G = M_G \omega$ - активная мощность генератора

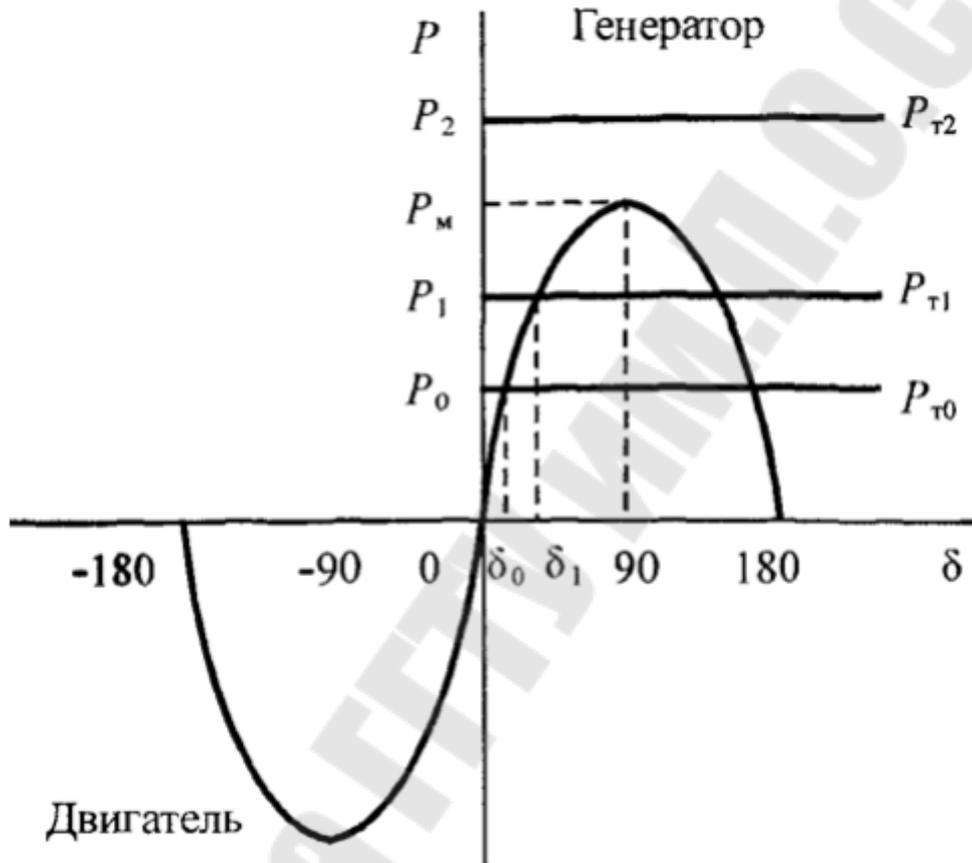


Рисунок 13.3 – Зависимость активной мощности от угла δ

Мощность первичного двигателя $P_{\text{турбины}}$ определяется величиной впуска энергоносителя (пара) в единицу времени. Если предположить, что первичный двигатель не имеет регулирующих органов турбины, то впуск энергоносителя будет постоянным и независимым от режима работы генератора и, следовательно, его мощность не зависит от угла δ , т. е. $P_{\text{турбины}} = const$.

Наличие соответствующих регуляторов на турбине, позволяет автоматически изменять ее мощность с изменением режима работы генератора. Однако необходимо учитывать, что здесь рассматриваются режимы, когда скорость вращения ротора генератора ω равна синхронной или незначительно отличается от нее. В таких случаях, учитывая инерционность регулятора турбины и относительно небольшое время переходного процесса, можно считать, что мощность турбины не зависит от угла δ , т. е. $P_{\text{турбины}} = const$. Поэтому на рисунке 13.3 изобразим зависимость мощности от угла прямой линией.

В нормальном режиме мощность турбины и мощность генератора уравновешивают друг друга и установившийся режим характеризуется углом δ (рисунок 13.3).

Если возникает необходимость в увеличении мощности, выдаваемой в сеть, то увеличивают выпуск пара в турбину, тем самым увеличивают мощность, например, с P_{m0} до P_{m1} . Поскольку в таком случае $P_{m1} > P_{m0}$, то на валу ротора генератора возникает избыточный вращающий момент и ротор начинает вращаться быстрее, следовательно, увеличивается скорость вращения вектора ЭДС генератора E . При этом вектор напряжения U вращается с постоянной скоростью, определяемой частотой мощной системы. Поэтому вектор ЭДС E будет перемещаться относительно вектора U . Связанное с этим увеличение угла и вызывает соответствующее увеличение мощности генератора. Эта мощность будет расти до тех пор, пока она не уравновесит увеличенную мощность турбины, и новый установившийся режим наступит при угле δ_1 . Следовательно, при увеличении мощности турбины угол сдвига фаз между векторами напряжения U и ЭДС E также увеличивается.

Предположим, что мощность турбины увеличилась до величины P_{m2} (рисунок 13.3). При этом не найдется такого значения активной мощности генератора, при котором выполнялось бы равенство $P = P_{m2}$. Следовательно, генератор не сможет создать момента уравновешивающего момент первичного двигателя, ротор генератора будет ускоряться под действием избыточного вращающего момента и генератор выйдет из синхронизма. Таким образом, при постоянных значениях ЭДС E генератора и напряжения шин системы U существует предельная величина мощности P_m , которую можно передать по данной электропередаче без нарушения синхронизма генератора с системой. Эта величина определяется по уравнению (13.3) и носит название «идеальный предел мощности». Установившийся режим работы генератора возможен лишь при значениях мощности, меньших P_m .

С электрической точки зрения угол δ – это угловой сдвиг во времени синусоид напряжения на шинах бесконечной мощности и ЭДС генератора. Эта же величина имеет вполне определенный механический смысл, что позволяет связать в единых уравнениях как электрические, так и механические величины, характеризующие электромеханические переходные процессы. Следовательно, угол δ может рассматриваться как один из наиболее важных и информативных параметров режима системы.

13.7. Понятие о статической устойчивости системы

Для осуществления установившегося режима в электрической системе необходимо соблюдение баланса мощностей. Например, для нормальной работы генератора необходимо, чтобы было равновесие его электрической P и механической P_m мощностей, то есть выполнялось равенство (13.2). Однако принципиальная возможность существования режима еще не означает, что этот ре-

жим сможет длительно существовать. В системах любой природы различают два типа равновесия: устойчивое и неустойчивое.

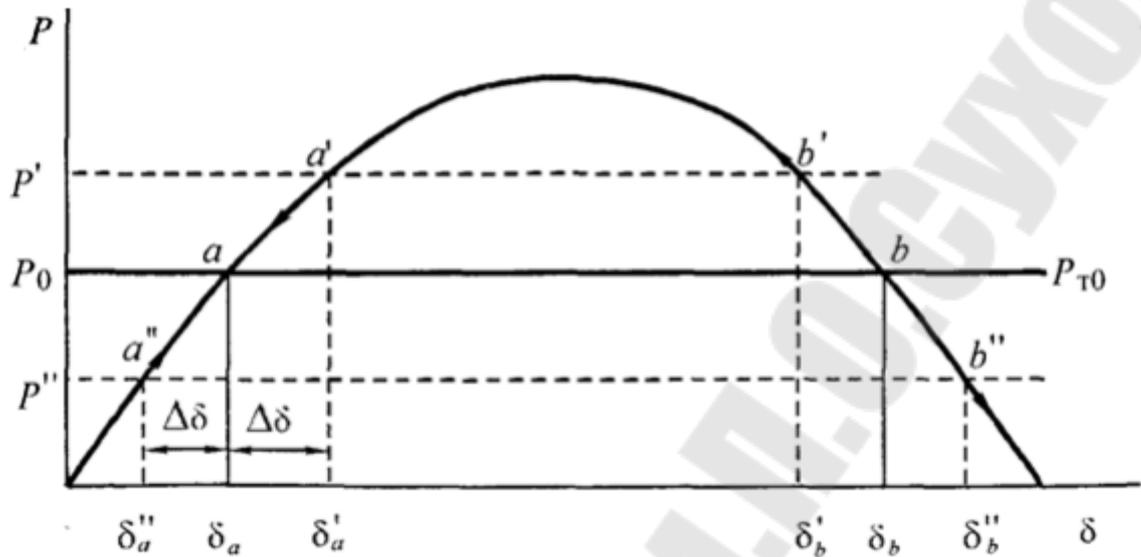


Рисунок 13.4 – Зависимость активной мощности от угла δ

В нормальных режимах эксплуатации энергосистем имеются некоторые малые возмущающие воздействия, например изменения нагрузки, отклоняющие систему и в том числе работающие в ней генераторы от положения равновесия. Однако такие малые возмущения не должны вызывать нарушения устойчивости системы, т. е. не должны приводить к прогрессивно возрастающему изменению параметров ее исходного состояния. Для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей система должна быть устойчивой при этих малых возмущениях.

Способность системы самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим при малых возмущениях или режим весьма близкий к исходному режиму, если возмущение не снято, принято называть **статической устойчивостью** или устойчивостью «в малом».

Рассмотрим статическую устойчивость простейшей электрической системы. Для этого рассмотрим угловую характеристику мощности (рисунок 13.4), из которой видно, что равновесие мощностей машины, а следовательно, и ее установившийся режим возможны в двух точках a и b . Предположим, что нормальный режим системы характеризуется точкой a , следовательно, углом δ_a .

Далее допустим, что в результате какого-либо возмущения угол увеличился на величину $\Delta\delta$ и составляет определенный угол δ_a' . Как видно из характеристики мощности, это вызовет увеличение активной мощности генератора с P_0 до значения P' , определяемого углом δ_a' и точкой a' . При этом мощность турбины останется постоянной и равной P_0 , так как при принятых нами допущениях она не зависит от угла δ . В результате равновесие мощностей генератора и

турбины оказывается нарушенным. В этом случае скорость вращения ротора ω можно определить из уравнения

$$J \frac{d\omega}{dt} = P_0 - P'. \quad (13.4)$$

Поскольку $P' > P$ то на валу машины возникает тормозящий момент и, согласно (13.4), ротор начинает тормозиться, а его скорость будет уменьшаться, так как $d\omega/dt < 0$. Это обуславливает уменьшение угла δ .

В результате уменьшения угла δ режим работы из точки a' возвращается к точке a . Если угол δ_a уменьшается на величину $\Delta\delta$, то это вызовет уменьшение мощности генератора до значения P'' . Поскольку $P'' < P_0$, то на валу генератора образуется избыточный ускоряющий момент и скорость ротора увеличивается, так как $d\omega/dt > 0$. В результате будет также увеличиваться угол δ , который снова получит свое исходное значение. Таким образом, при отклонении параметров системы от нормальных условий она снова вернулась в исходное состояние. Следовательно, режим работы системы в точке a является устойчивым.

Совершенно иное поведение системы имеет место, если генераторы системы работают с углом δ_b , которому соответствует точка b на характеристике мощности. Увеличение угла δ_b на величину $\Delta\delta$ сопровождается не увеличением, а уменьшением мощности генератора до значения P'' , при этом $P' < P$. Это вызывает появление на валу ротора генератора избыточного момента ускоряющего характера, что приводит к увеличению скорости ($d\omega/dt > 0$) и соответственно угла ($d\delta/dt > 0$). С ростом угла мощность генератора продолжает уменьшаться, что обуславливает дальнейшее увеличение угла δ , т. е. режим системы перемещается в противоположную сторону от точки b . Таким образом, при даже небольших отклонениях режима от точки b возврата в исходное положение равновесия не будет. Следовательно, такой режим работы статически неустойчив и практически не осуществим. Очевидно, что все сказанное выше относительно точки a относится ко всем точкам установившегося режима на восходящей части характеристики мощности, а положение с точкой b относится ко всем точкам нисходящей части характеристики мощности.

Поэтому устойчивым режимам соответствует восходящая ветвь угловой характеристики, где производная активной мощности по углу положительная: $dP/d\delta > 0$. Следовательно, математическое условие устойчивости простейшей электрической системы может быть записано в виде:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (13.5)$$

Величина $dP/d\delta$ называется синхронизирующей мощностью. Следовательно, можно сказать, что критерием статической устойчивости является положительный знак синхронизирующей мощности. С учетом (13.5) значение синхронизирующей мощности $P_{\text{синхр}}$, определяется из выражения

$$P_{\text{синхр}} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_q U}{X_\Sigma} \cos \delta = P_m \cos \delta. \quad (13.6)$$

Синхронизирующая мощность положительна при $\delta < 90^\circ$ (рисунок 13.4). В этой области и возможны устойчивые установившиеся режимы работы системы. Критическим, с точки зрения устойчивости рассматриваемой системы, является значение угла $\delta=90^\circ$, когда синхронизирующая мощность $P_{\text{синхр}}=0$. За этой точкой начинается зона неустойчивости, так как $P_{\text{синхр}} > 0$.

Следует иметь в виду, что записанный критерий статической устойчивости справедлив лишь для простейших случаев. На устойчивость электрической системы влияет ряд других факторов, например параметры регуляторов. Однако часто их влияние не особенно значительно, поэтому в большинстве практических случаев пользуются критерием синхронизирующей мощности. Статическая устойчивость является необходимым условием физической реализуемости установившегося режима. Поэтому при планировании режимов обязательной является оценка статической устойчивости такого режима. Для надежного существования режима он должен иметь определенный запас статической устойчивости. Теоретически запас статической устойчивости можно характеризовать величиной синхронизирующей мощности. Практически он определяется путем расчета так называемого коэффициента запаса статической устойчивости

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - P_0}{P_0}, \quad (13.7)$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельная передаваемая мощность в системе по условию статической устойчивости; в рассматриваемом случае такой величиной является идеальный предел мощности $P_{\text{пр}}=P_m$; P_0 – действительная передаваемая мощность в систему. Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальных режимах должен быть больше нормативно минимального, значение которого составляет величину 0,2.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные этапы возникновения и решения проблемы устойчивости электроэнергетических систем?
2. Что следует из анализа уравнения движения ротора электрической машины?

3. Какие основные причины вызывают нарушение устойчивости в электроэнергетических системах?
4. Что такое электроэнергетическая система и из каких элементов она состоит?
5. Каково различие между понятиями «параметры режима» и «параметры системы»?
6. Какие виды режимов имеют место в электроэнергетических системах?
7. Что считается возмущением режима электроэнергетической системы?
8. Что такое «пропускная способность» элемента системы?
9. Что понимается под статической и динамической устойчивостью системы?
10. Что такое «шины бесконечной мощности»?
11. Что принято называть угловой характеристикой мощности?
12. Что понимается под «идеальным пределом мощности»?
13. Каков физический смысл угла δ ?
14. В чем состоит основное условие устойчивости простейшей электрической системы?
15. Какова суть использования понятия «синхронизирующая мощность» для оценки статической устойчивости режима?
16. Как влияют параметры схемы на характеристики мощности?
17. Как строится внешняя характеристика мощности?
18. Что понимается под «внутренним пределом мощности»?
19. Что понимается под «действительным пределом мощности»?
20. Как представляются генераторы в упрощенных расчетах статической устойчивости?

Тема 9. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем

Лекция 14. Содержание лекции.

1. Понятие о динамической устойчивости системы
2. Основные допущения упрощенного анализа динамической устойчивости
3. Схемы замещения системы при коротком замыкании
4. Оценка динамической устойчивости системы методом площадей
5. Определение предельного угла отключения КЗ

14.1 Понятие о динамической устойчивости системы

Способность системы сохранять статическую устойчивость в установившемся режиме работы не означает, что она будет продолжать устойчиво работать и при больших возмущениях режима. Появление больших возмущений в электроэнергетических системах вызвано короткими замыканиями, отключением или включением мощных нагрузок, генераторов, трансформаторов или линий электропередач. Для больших возмущений характерно резкое нарушение режима, приводящее к значительным отклонениям его параметров от исходного состояния. Поэтому для оценки поведения системы при резких изменениях режима введено понятие динамической устойчивости. Существует несколько определений динамической устойчивости, приведем только три из них.

Динамическая устойчивость – это способность системы придти после большого возмущения к такому установившемуся режиму работы, при котором значения параметров режима являются допустимыми по условиям эксплуатации системы и электроснабжения потребителей.

Динамическая устойчивость – это способность системы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или практически близкое к нему.

Рассмотрим основные положения динамической устойчивости на примере простейшей системы (рисунок 14.1,а) при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей линии электропередачи (рисунок 14.1,б). Исходя из схемы замещения такой системы (рисунок 14.1, б, в) , построим, согласно (2.1), угловую характеристику мощности в исходном режиме (рисунок 14.1, а).

В этих условиях индуктивное сопротивление системы в предшествующем режиме равно

$$X_{\Sigma 1} = X_G + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2}$$

Величина индуктивного сопротивления $X_{\Sigma 1}$ определяет амплитуду характеристики мощности $P_{MAX}^1 = \frac{EU}{X_{\Sigma 1}}$

Индуктивное сопротивление системы при отключении линии Л2 равно

$$X_{\Sigma 1}^* = X_G + X_{T1} + X_{L1} + X_{T2}$$

Величина индуктивного сопротивления $X_{\Sigma 1}^*$ определяет амплитуду характеристики мощности $P_{MAX}^{11} = \frac{EU}{X_{\Sigma 1}^*}$

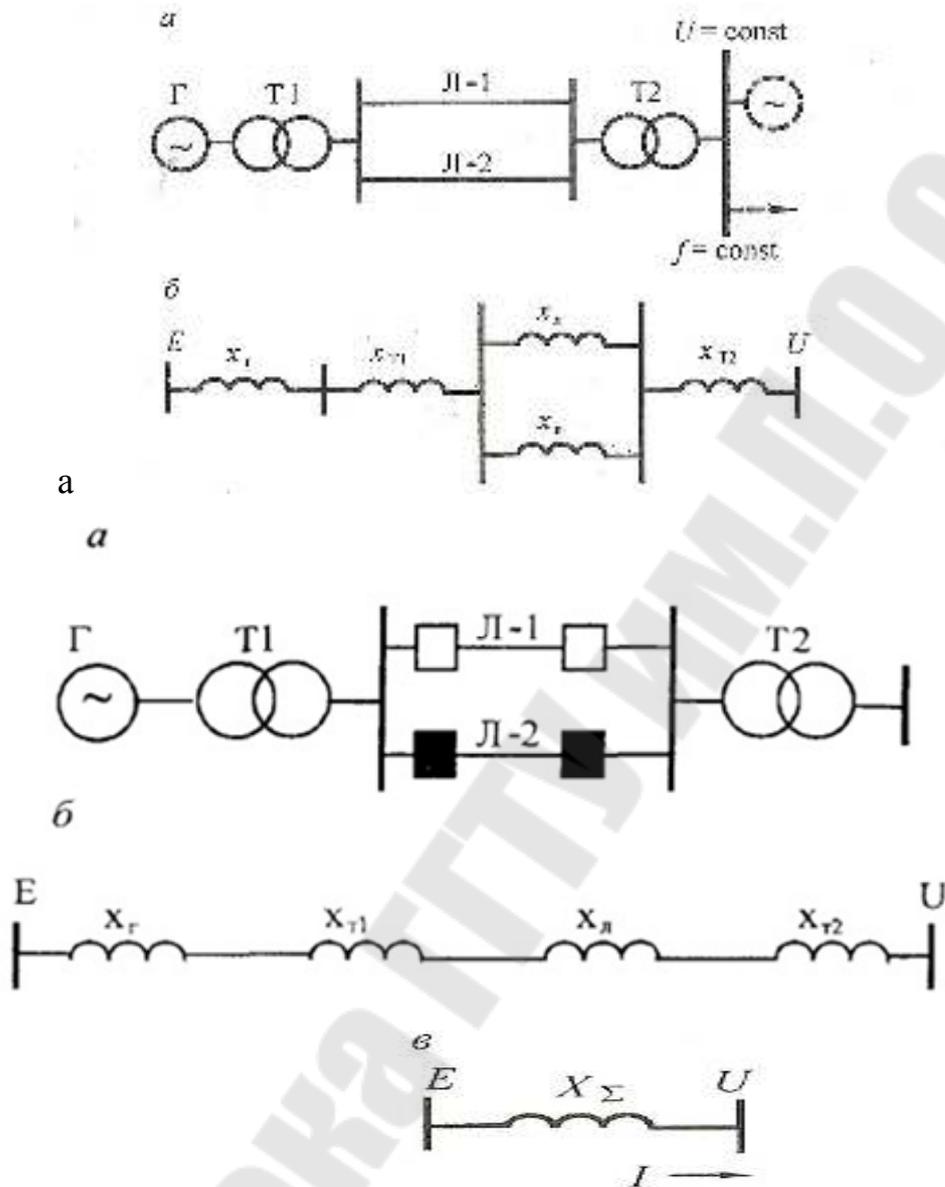


Рис. 14.1. Схема простейшей системы (а) – исходное состояние и схема замещения, (б) отключение линии Л2 и схема замещения, (в) – упрощенная схема замещения.

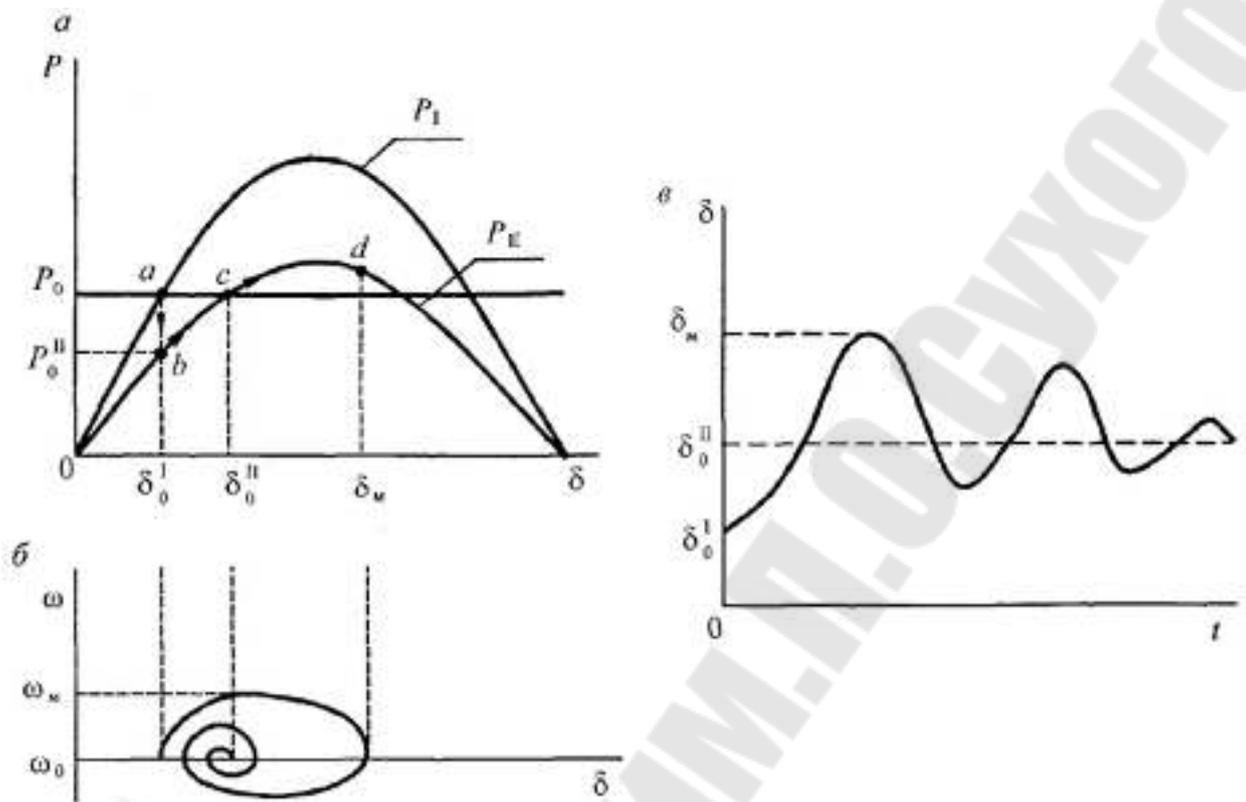


Рисунок 14.2 – Характеристика устойчивого переходного процесса при отключении одной параллельной цепи линии электропередачи: *a* – характеристики мощности; *б* – зависимость изменения скорости вращения $\omega = f(\delta)$; *в* – изменение угла δ от времени

При отключении одной из цепей линии электропередачи схема рассматриваемой системы принимает вид, показанный на рисунке 14.2.

Отключение цепи электропередачи приводит к увеличению индуктивного сопротивления системы поскольку индуктивное сопротивление линии при такой схеме возрастает вдвое с $0,5x_{л}$ до $x_{л}$. Что касается ЭДС E генератора, то при больших возмущениях режима она не будет оставаться неизменной, как это принималось ранее при рассмотрении статической устойчивости. Однако в первом приближении можно полагать, что переходная ЭДС генератора при резких изменениях режима остается постоянной. Следовательно, анализ устойчивости можно проводить, принимая $E = E' = const$. Это значит, что характеристику мощности системы при отключении цепи можно записать в виде

$$P_{II} = \frac{EU}{X_{\Sigma II}} = P_M^{\prime\prime} \sin \delta.$$

Угловая характеристика мощности P_{II} приведена на рисунке 14.2, где ее амплитуда P_M^{II} меньше амплитуды P_M^I в исходном режиме, так как $X_{\Sigma I} < X_{\Sigma II}$.

Предположим, что исходный режим работы характеризуется передаваемой мощностью P_0 , что соответствует углу и точке a на характеристике мощности P_I . После отключения цепи линии режим работы переходит на характеристику мощности P_{II} . В связи с наличием механической инерции у ротора генератора скорость его вращения в первый момент после отключения цепи остается неизменной. Следовательно, угол δ_0^I как механическая величина сохраняет свое значение δ_0^I в первый момент после отключения. Новый режим будет характеризоваться точкой b на характеристике P_{II} . Таким образом, при отключении цепи система перейдет в другой режим, определяемый характеристикой P_{II} , при неизменном угле $\delta = \delta_0^I$, что вызывает внезапное снижение мощности генератора до значения P_0^{II} . Мощность первичного двигателя остается при этом неизменной и равной P_0 . Появившийся небаланс мощностей приводит к тому, что ротор генератора начинает изменять скорость. Поскольку $P_0^{II} < P_0$, то это

вызывает ускорение вращения ротора машины $\left(\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_0 - P_0^{II}}{T_j} \right)$, скорость которого будет увеличиваться по сравнению с исходной синхронной $\omega > \omega_0$.

Увеличение скорости ротора приводит к увеличению угла δ ($\delta = \delta_0^I + \Delta\delta$), так как $\Delta\delta = (\omega - \omega_0)\Delta t > 0$. Поэтому в с характеристикой P_{II} мощность соответствия генератора будет возрастать.

В точке c мощности уравниваются: $P_0 = P_{II}$, а ускорение $\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 0$. Однако процесс не останавливается в этой точке, так как скорость вращения ротора здесь больше синхронной $\omega > \omega_0$ и достигает наибольшего значения ω_m (рисунок 14.2, б). Поэтому ротор по инерции проходит точку c и угол δ продолжает возрастать. Режим работы переходит правее точки c , при этом мощность генератора становится больше мощности турбины и на валу ротора возникает избыточный тормозящий момент.

Поскольку $P_0 < P_{II}$, то ускорение $\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2} < 0$, и скорость ротора начинает уменьшаться, так как $\Delta\omega = (P_0 - P_{II})\Delta t / T_j < 0$. Поскольку $\omega > \omega_0$, то угол δ продолжает возрастать. Увеличение угла будет продолжаться до тех пор, пока скорость ротора не уменьшится до синхронной ($\omega = \omega_0$). Предположим, что это произошло в точке d . Это означает, что в этой точке вектор ЭДС E вращается с такой же скоростью, что и вектор напряжения U . Однако возникший переход-

ный процесс на этом не заканчивается. Поскольку на валу машины продолжает существовать избыточный тормозящий момент, то скорость ротора будет продолжать уменьшаться и станет меньше синхронной ($\delta < \delta_0$). При этом угол начнет уменьшаться, и процесс по характеристике мощности P_{II} будет протекать в обратном направлении к точке c . Эту точку ротор вновь проходит по инерции, и около точки b угол δ достигает своего минимального значения, после чего вновь начинает возрастать.

Построенные характеристики и рассмотренный процесс основан на предположении, что в системе нет рассеяния энергии (нет демпфирования). В таких системах ротор генератора, сохранив устойчивость после большого возмущения, будет находиться в режиме незатухающих колебаний. Если в системе есть демпфирование, то качания ротора генератора будут затухать. Поэтому для рассмотренного случая после ряда постепенно затухающих колебаний (рисунок 14.2, *в*) в точке c устанавливается новый стационарный режим с прежним значением передаваемой мощности P_0 и новым значением угла δ_0 .

Рассмотрение характера данного переходного процесса показывает, что при отключении линии (т. е. при большом возмущении) генератор сохранил синхронную работу. Параметры как во время перехода, так и в новом установившемся режиме не вызывают серьезных осложнений при эксплуатации системы и электроснабжении потребителей. Следовательно, рассмотренную систему при данном возмущении можно считать динамически устойчивой.

Предположим, что амплитуда характеристики мощности после отключения цепи меньше, чем в рассмотренном выше случае (рисунок 14.3). На рисунке 14.3, *а* ротор генератора из-за небольшого тормозящего момента не успевает до точки e уменьшить скорость до синхронной и по инерции проходит ее. При этом на валу машины после точки e вновь появляется ускоряющий вращающий момент, под влиянием которого угол δ начнет быстро возрастать и генераторы выйдут из синхронизма. В другом случае (рисунок 14.3, *б*) после отключения цепи на ротор генератора действует постоянно только избыточный ускоряющий момент, что также приводит к увеличению угла более 180° . Это означает, что генератор не сохранил синхронную работу и рассматриваемую систему при данном возмущении можно считать динамически неустойчивой.

Рассмотрение характера данного переходного процесса показывает, что при отключении линии (т. е. при большом возмущении) генератор сохранил синхронную работу. Параметры как во время перехода, так и в новом установившемся режиме не вызывают серьезных осложнений при эксплуатации системы и электроснабжении потребителей. Следовательно, рассмотренную систему при данном возмущении можно считать динамически устойчивой.

Предположим, что амплитуда характеристики мощности после отключения цепи меньше, чем в рассмотренном выше случае (рисунок 14.3). На рисунке 14.3, ротор генератора из-за небольшого тормозящего момента не успевает до точки e уменьшить скорость до синхронной и по инерции проходит ее. При этом на валу машины после точки e вновь появляется ускоряющий вращающий мо-

мент, под влиянием которого угол δ начнет быстро возрастать и генераторы выйдут из синхронизма. В другом случае (рисунок 14.3, б) после отключения цепи на ротор генератора действует постоянно только избыточный ускоряющий момент, что также приводит к увеличению угла более 180° . Это означает, что генератор не сохранил синхронную работу и рассматриваемую систему при данном возмущении можно считать динамически неустойчивой.

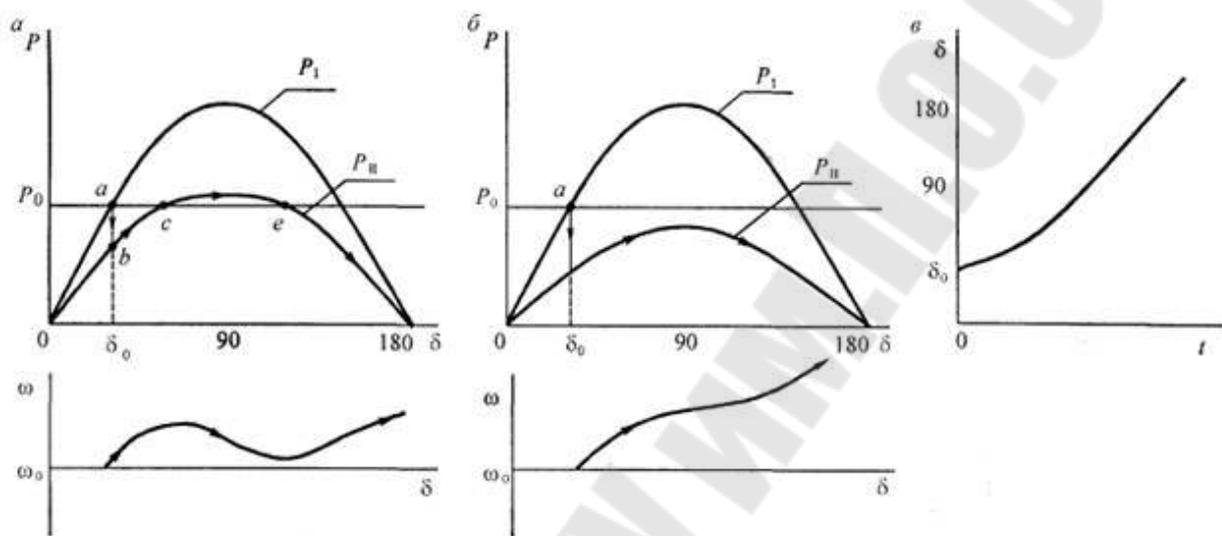


Рисунок 14.3 – Нарушение динамической устойчивости; *а* – при небольшом тормозящем моменте; *б* – при воздействии только ускоряющего момента; *в* – характер изменения угла

14.2. Основные допущения упрощенного анализа динамической устойчивости

Для того чтобы выполнить оценку динамической устойчивости системы, прежде всего необходимо уметь рассчитать изменения ее параметров в переходном электромеханическом процессе при большом возмущении. Если стремиться к наиболее точному решению такой задачи, то необходимо каждый из элементов системы описать наиболее полной математической моделью, например, с учетом электромагнитных переходных процессов в электрических машинах и переходных процессов в системах возбуждения, в первичных двигателях и регуляторах, в узлах нагрузки. Однако с точки зрения практических расчетов устойчивости далеко не всегда стремление к полному математическому описанию и учету наибольшего количества элементов системы является оправданным, так как это приводит к весьма сложной модели системы, требующей значительных затрат инженерного труда и разрешимой, как правило, только с помощью

современных программ на ЭВМ. Кроме того, при таких полных моделях весьма затруднено наглядное понимание происходящих явлений в энергосистемах.

Поэтому часто для оценки поведения системы при больших возмущениях применяют определенные упрощения, эквивалентируют или не учитывают определенные элементы системы. При этом электромагнитный переходный процесс также описывается упрощенно, однако это позволяет получить быстрое и наглядное решение.

Рассмотрим различные допущения, принимаемые при упрощенных расчетах динамической устойчивости.

1. Вращающий момент синхронной машины в относительных единицах может быть принят равным мощности. В связи с этим будет справедливо и соотношение

$$M_* = \frac{P_*}{\omega_* + \Delta\omega_*} = \frac{P_*}{1 + 0,01} \approx P_*$$

2. Изменения сопротивлений синхронных машин и трансформаторов, обусловленные насыщением стали, в расчетах не учитываются или учитываются приближенно путем уменьшения замещающего сопротивления.

3. В расчетах динамической устойчивости допускается не учитывать апериодического тока статора и периодического тока ротора синхронных машин. Это связано с тем, что они довольно быстро затухают с постоянной времени 0,1–0,15 с. Однако отказ от учета апериодической составляющей тока статора и периодической составляющей тока ротора означает, что в момент возмущения их значения не будут равны предшествующему доаварийному значению, а изменятся мгновенно. В соответствии с этим и другие электромагнитные параметры режима в момент КЗ также изменяются мгновенно, например, напряжение на шинах и активная мощность синхронной машины резко уменьшается.

4. Предполагается, что на ротор синхронной машины действует электромагнитный момент, обусловленный только токами прямой последовательности, протекающими по статору машины. Это связано с тем, что токи нулевой последовательности, например, через генератор вообще не протекают, так как при обычном соединении обмоток трансформаторов по схеме «треугольник–звезда» они замыкаются на землю через заземленную нейтраль трансформатора. Токи обратной последовательности создают вращающееся поле, направленное навстречу вращающемуся полю ротора. Возникающий при этом электромагнитный момент изменяется с частотой, в два раза большей нормальной частоты системы. Среднее значение этого момента близко к нулю. Поэтому можно пренебречь влиянием момента, обусловленного токами обратной последовательности, и считать, что они не оказывают заметного влияния на изменение движения ротора.

5. Простейшие расчеты устойчиво могут быть выполнены, исходя из постоянства ЭДС E_r . Это позволяет синхронную машину представить схемой замещения в виде переходного реактивного сопротивления и ЭДС E .

14.3. Схемы замещения системы при коротком замыкании

Исследование динамической устойчивости при возникновении КЗ, как указывалось ранее, можно проводить без учета моментов, связанных с токами обратной и нулевой последовательности. Это весьма важное положение позволяет от несимметричного режима работы системы перейти к симметричному режиму и упростить анализ динамической устойчивости. Однако такое допущение не означает, что параметры схем обратной и нулевой последовательности вообще не влияют на устойчивость систем при КЗ. Это влияние связано с тем, что токи и напряжения прямой последовательности зависят от сопротивлений и конфигурации схем не только прямой, но также обратной и нулевой последовательностей. Поэтому при исследовании переходных процессов схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей связываются между собой и образуют комплексные схемы замещения.

На рисунке 14.4 приведен пример составления схемы замещения простейшей системы при однофазном КЗ. Схема прямой последовательности является обычной схемой, которая составляется для расчета любого симметричного режима или процесса, где синхронные машины представлены соответствующими реактивностями и ЭДС. Схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности, так как пути протекания токов обратной последовательности те же, что и токов прямой последовательности.

Различие между ними состоит в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих источников условно принимаются равными нулю, а реактивности обратной последовательности, например, синхронных машин несколько отличаются от соответствующих значений прямой последовательности. При составлении схемы нулевой последовательности необходимо учитывать только те элементы схемы, по которым могут протекать токи нулевой последовательности. Поэтому схема замещения нулевой последовательности в значительной мере определяется соединением обмоток трансформаторов, определяющих пути циркуляции токов нулевой последовательности. Поскольку значения токов, протекающих в отдельных элементах схем обратной и нулевой последовательности, при решении задачи динамической устойчивости при любом виде КЗ несут существенны, то схемы обратной и нулевой последовательностей могут быть преобразованы в виде эквивалентных сопротивлений схем обратной и нулевой последовательностей X_2 и X_0 относительно места КЗ (рисунок 14.4, б). Таким образом, в общем случае схема замещения системы при любом виде КЗ при расчете динамической устойчивости отличается от схемы нормального режима работы системы лишь тем, что в месте КЗ включается попе-

речное сопротивление, так называемый аварийный шунт $X_{\text{ш}}$ (рисунок 14.4, в). Его значение зависит от вида КЗ:

- при однофазных КЗ – $X_{\text{ш}} = X_2 + X_0$;
- при двухфазных КЗ – $X_{\text{ш}} = X_2$;
- при двухфазных КЗ на землю – $X_{\text{ш}} = X_2 X_0 / (X_2 + X_0)$;
- при трехфазных КЗ – $X_{\text{ш}} = 0$.

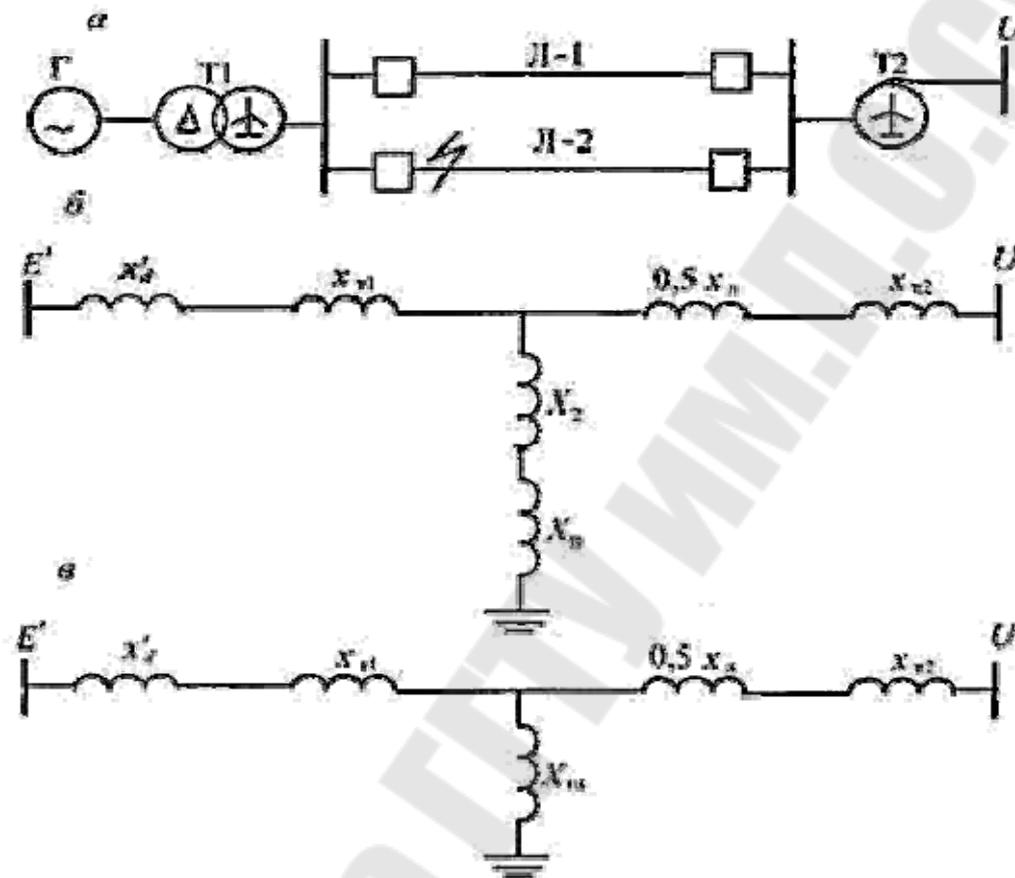


Рисунок 14.4 – Схемы замещения системы при коротком замыкании:

а – исходная схема; б – комплексная схема замещения для однофазного КЗ; в- преобразованная схема при однофазном КЗ; г - схема замещения

Величина и место включения аварийного шунта влияет назначения собственных и взаимных сопротивлений системы, определяющих в свою очередь характеристику электрической мощности. Для рассматриваемой системы (рисунок 14.4) взаимное сопротивление в аварийном режиме может быть определено по следующему выражению:

$$X_{d\Sigma}^{ав} = (x'_d + x_{m1}) + (0,5x_n + x_{m2}) + \frac{(x'_d + x_{m1})(0,5x_n + x_{m2})}{X_{\text{ш}}}$$

В этом случае характеристика мощности системы для аварийного режима рассчитывается по формуле (14.1), но с учетом изменившегося сопротивления

$$P_{ав} = \frac{E'U}{X_{d\Sigma}^{ав}} \sin\delta. \quad (14.1)$$

Следует отметить, что мы рассматривали пример замещения системы только реактивными сопротивлениями. Поэтому и аварийный шунт имеет только индуктивную составляющую сопротивления. Если в схеме замещения учитывать и активные сопротивления, то аварийный шунт представляет собой сопротивление $Z_{ш}$, имеющее активную и реактивную составляющие.

14.4. Оценка динамической устойчивости системы методом площадей

Ранее было установлено, что по характеру изменения угла во времени можно судить о том, будет ли система динамически устойчива после большого возмущения и последующего перехода от одного режима к другому (рисунок 14.2, 14.14). Для такой оценки динамической устойчивости необходимо иметь зависимость $\delta = f(t)$ во время переходного процесса, которую можно получить путем решения дифференциального уравнения движения ротора:

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P_M \sin\delta. \quad (14.2)$$

Однако даже в простейшем случае данное уравнение из-за нелинейной зависимости активной мощности генератора от величины представляет значительные трудности и в общем случае не может быть решено. Но иногда динамическую устойчивость системы можно проверить без решения дифференциальных уравнений, рассматривая энергетические соотношения, возникающие в переходном процессе, и применяя так называемый метод площадей. Сущность данного метода состоит в анализе совершаемой телом работы при его движении под действием силы, например F . Тогда, как известно из механики, работу, совершаемую при движении тела от точки l_0 до l_1 с начальной скоростью, равной нулю, можно определить из уравнения

$$A = \int_{l_0}^{l_1} F dl. \quad (14.3)$$

Рассмотрим основные положения метода площадей на примере простейшей системы.

При отключении одной из цепей линии электропередачи происходит изменение характеристик электрической мощности с P_I на P_{II} (рисунок 14.5, а), что приводит к появлению небаланса мощности:

$$\Delta P = P_0 - P_M^{II} \sin\delta.$$

Под действием этого небаланса (силы) происходит ускорение ротора турбогенератора, и его перемещение характеризуется изменением угла δ с δ_0

до некоторого δ_1 (рисунок 14.5). При этом работу, совершаемую ротором, по аналогии с (8.14) можно записать:

$$A_y = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \Delta P d\delta = f_{\text{аhca}}, \quad (14.4)$$

где $f_{\text{аhca}}$ представляет собой заштрихованную на рисунке 14.5 площадку соответствующую графическому изображению выполненной работы A_y . Вся эта работа A_y пошла на изменение кинетической энергии ротора. Поэтому величина $f_{\text{аhca}}$ отражает приращение кинетической энергии ротора генератора при его ускорении и перемещении от угла δ_0 до угла δ_1 . Площадку $f_{\text{аhca}}$ принято называть площадкой ускорения f_y .

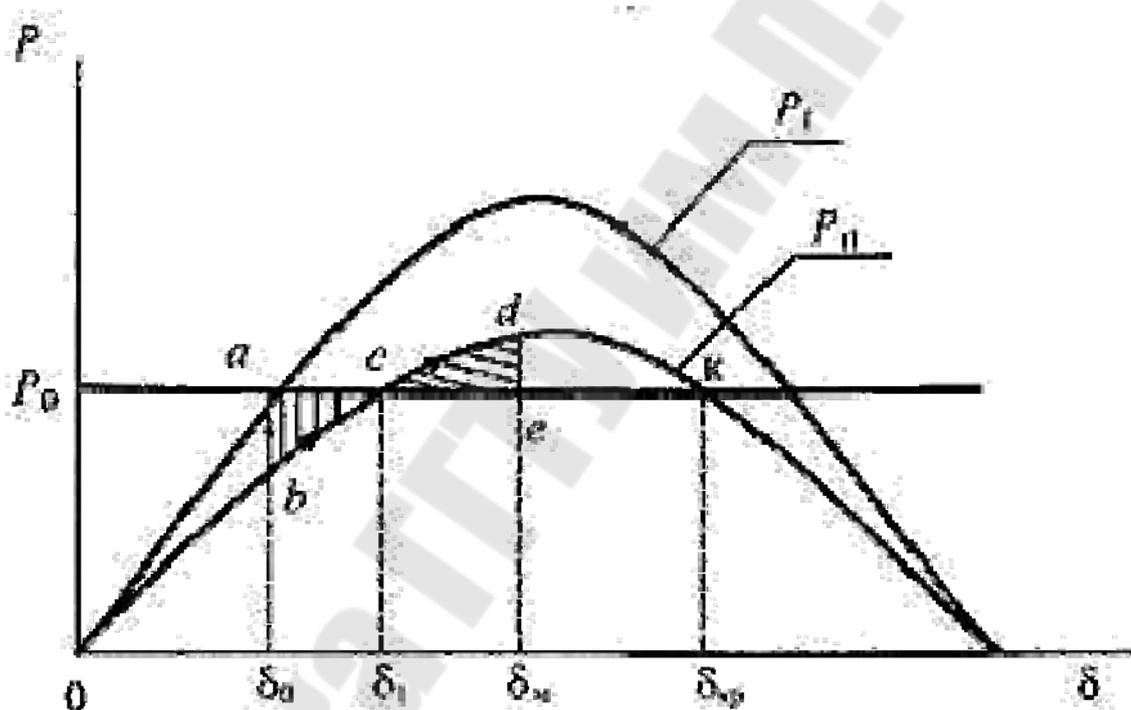


Рисунок 14.5 – Анализ устойчивости методом площадей

При угле $\delta = \delta_1$ электрическая и механическая мощности генератора оказываются равными. Однако наличие кинетической энергии A_y запасенной ротором в процессе его ускорения, приводит к тому, что ротор движется далее, проходя точку c и увеличивая угол δ . Однако под действием электрической мощности, которая стала больше механической, ротор затормаживается. При этом кинетическая энергия, полученная при ускорении, расходуется, т. е. переходит в потенциальную. При угле δ_M вся кинетическая энергия, запасенная при ускорении, израсходуется. Работа, выполненная ротором в период торможения, может быть записана в виде

$$A_T = \int_{\delta_1}^{\delta_M} (P_M^{II} \sin \delta - P_0) d\delta = f_{cdec}. \quad (14.5)$$

Площадка f_{cdec} может быть названа площадкой торможения. Поскольку при торможении израсходована вся энергия ускорения, то $A_T = A_y$ или

$$f_y = f_T. \quad (14.6)$$

Следовательно, для сохранения устойчивости необходимо, чтобы при максимальном угле отклонения δ_M площадка торможения была равна площадке ускорения. Очевидно, что это правило может быть выполнено при $\delta_M \leq \delta_{кр}$, т. е. при угле, где везде есть избыточный тормозящий момент. При $\delta > \delta_{кр}$, электрическая мощность генератора меньше механической и ротор не будет тормозиться, а получит ускорение. Величина угла $\delta_{кр}$ может быть определена из равенства

$$\delta_{кр} = \pi - \delta_1; P = P_M^{II} \sin \delta_1 = P_0,$$

откуда

$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_M^{II}}. \quad (14.6)$$

Таким образом, площадку $f_{cdkес}$ можно рассматривать как максимально возможную площадку торможения f_T^{BO3} . Если эта площадка будет меньше, чем площадка ускорения, то ротор не сумеет затормозиться, его скорость будет увеличиваться и угол δ будет неограниченно нарастать. Это приведет к выпадению генератора из синхронизма и нарушению динамической устойчивости. Поэтому условие сохранения динамической устойчивости может быть сформулировано в виде

$$f_y \leq f_m^{BO3}. \quad (14.7)$$

Следовательно, для сохранения динамической устойчивости необходимо, чтобы возможная площадка торможения была больше или хотя бы равна площадке ускорения. Поэтому запас динамической устойчивости в простейшей системе удобно характеризовать отношением

$$K_{\partial y} = \frac{f_m^{BO3} - f_y}{f_y}. \quad (14.8)$$

14.5. Определение предельного угла отключения КЗ

Рассмотрим переходный процесс в простейшей системе, возникающий при КЗ на одной из цепей линии электропередачи с последующим ее отключением релейной защитой. На рис.14.6 представлены три угловые характеристики мощности режимов: P_I – нормального; P_{II} – аварийного (КЗ на одной цепи линии); P_{III} – послеаварийного, то есть режима с отключенной одной цепью линии.

В нормальном режиме генератор работает с δ_0 в точке a . В момент КЗ сопротивление системы меняется и режим скачкообразно переходит на характеристику мощности P_{II} . Под воздействием избыточной механической мощности ротор генератора начинает ускоряться и соответственно увеличивать свой угол δ . Предположим далее, что в момент достижения ротором положения $отк$ сработала релейная защита и отключила поврежденную цепь линии (рисунок 14.6, a). Наступил послеаварийный режим, в котором мощность генератора резко изменилась от точки c до точки d . Под воздействием полученного ускорения угол δ будет продолжать увеличиваться. Поскольку при этом площадка торможения m слишком мала, то генератор не сумеет сохранить устойчивую работу. Если отключить КЗ при угле, например, $отк$ (рисунок 14.6, b), то в этом случае площадка торможения больше площадки ускорения и динамическая устойчивость системы обеспечивается. Однако для того, чтобы уменьшить угол отключения $\delta_{отк}$, в реальной системе требуются более быстродействующие высоковольтные выключатели.

Поэтому для практики эксплуатации систем представляет интерес определение наибольшего угла отключения КЗ, при котором динамическая устойчивость будет сохраняться. Такой угол называют предельным углом отключения КЗ.

Пользуясь правилом площадей, угол $\delta_{отк}$ можно найти графически (рисунок 14.6, b). Значение угла определяется равенством площадок ускорения и торможения. Предельный угол отключения может быть найден и аналитически из условия

$$f_y = f_t^{воз}$$

$$f_y = f_t^{воз}$$

Подставляя в равенство выражение интегралов с соответствующими мощностями, получим

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{отк}^{пр}} (P_0 - P_{II} \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{отк}^{пр}}^{\delta_{пр}} (P_{III} \sin \delta - P_0) d\delta.$$

(14.9)

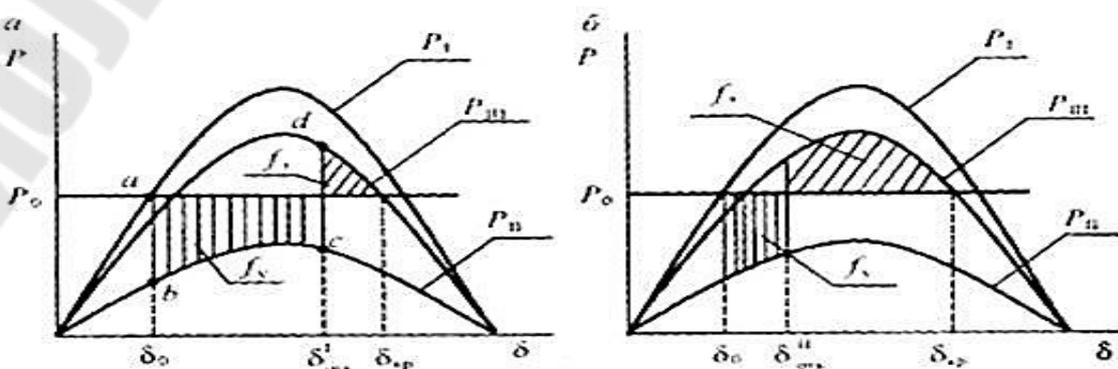


Рисунок 14.6– Влияние угла отключения КЗ на устойчивость

Проинтегрируем полученные выражения:

$$P_0(\delta_{отк}^{np} - \delta_0) + P_M^{II} (\cos \delta_{отк}^{np} - \cos \delta_0) = -P_M^{III} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{отк}^{np}) - P_0(\delta_{кр} - \delta_{отк}^{np}).$$

При трехфазном КЗ на шинах генератора или полном разрыве (отключении) линии в формуле (14.9) следует принять $P_M^{II} = 0$.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под динамической устойчивостью системы?
2. Какие основные допущения положены в основу упрощенного анализа динамической устойчивости?
3. Что представляет собой схема замещения системы при КЗ?
4. Какова сущность метода площадей?
5. Как оценивается динамическая устойчивость системы?
6. Как определяются предельный угол и предельное время отключения КЗ?
7. Как определить запас динамической устойчивости?
8. При каких условиях можно аналитически определить предельное время отключения КЗ?
9. Как проверить динамическую устойчивость системы при использовании АПВ линии?
10. Как оценивается динамическая устойчивость по изменению угла во времени?

Тема 10. Устойчивость нагрузки электроэнергетических систем

Лекция 15. Содержание лекции.

1. Общая характеристика узлов нагрузки
2. Характеристики синхронных двигателей
3. Характеристики асинхронных двигателей
4. Оценка статической устойчивости асинхронных и синхронных двигателей
5. Влияние конденсаторных батарей на устойчивость нагрузки
6. Лавина напряжения в узле нагрузки
7. Влияние больших возмущений на режим нагрузки
8. Динамическая устойчивость двигателей при изменении напряжения
9. Самозапуск двигателей

15.1. Общая характеристика узлов нагрузки

Часть электроэнергетической системы, осуществляющая снабжение электрической энергией потребителей, называется системой электроснабжения. Она содержит питающие и распределительные линии электропередачи, трансформаторы, компенсирующие устройства и непосредственно электроустановки потребителей электроэнергии. При анализе устойчивости можно исследовать поведение как отдельных электроприёмников, так и узлов нагрузки, под которыми понимают группы потребителей, присоединённых к шинам подстанции, линии электропередачи и т. д.

В состав узлов нагрузки, кроме асинхронных и синхронных двигателей, статической нагрузки могут входить синхронные компенсаторы и даже небольшие электростанции. Под статической нагрузкой обычно понимают электроприёмники, в которых отсутствует вращающееся магнитное поле: электрическое освещение, выпрямители, электропечи, потери в электрической сети, коммунально-бытовые приборы и другие электротехнологические установки. Состав потребителей в узле нагрузки может меняться в широких пределах и в основном зависит от района электроснабжения.

Исследование устойчивости и переходных процессов в узлах нагрузки весьма важно с двух позиций.

1. Обеспечение бесперебойной работы предприятий при кратковременных нарушениях в системах электроснабжения. Так, например, КЗ в питающих или распределительных сетях могут вызвать нарушение устойчивой работы двигательной нагрузки, что приводит к нарушению технологических процессов, браку продукции и т. д.

2. Влияние переходных процессов в нагрузке на режимы энергосистемы и устойчивость генераторов. Это связано с тем, что сами переходные процессы в нагрузке могут быть опасными для нормального функционирования энергосистемы.

Можно отметить три наиболее характерных воздействия на энергосистему:

- внезапные большие набросы или сбросы нагрузки, которые вызваны включением или отключением крупных потребителей, а также КЗ во внутренних сетях предприятий, вызывающих большие и резкие изменения потребляемой мощности;
- значительное увеличение реактивной мощности после нарушения устойчивости двигателей. Особенно большой наброс реактивной нагрузки имеет место при

нарушении синхронной работы двигателей. Это может вызвать настолько глубокие снижения напряжения, что возникает лавинообразный процесс нарушения устойчивости двигателей;

- самозапуск группы мощных асинхронных двигателей.

15.2 Характеристики синхронных двигателей

Амплитуда угловой характеристики мощности синхронного двигателя, согласно (2.33) и (2.56), зависит от величины подведенного к нему напряжения.

На рис. 15.1 приведены зависимости $P_{сд} = f(\delta)$ при уменьшении напряжения, при этом $U_0 > U_1 > U_2 > U_{кр}$. Из графиков видно, что при уменьшении напряжения увеличивается угол δ , но потребляемая активная мощность не изменяется (рис. 15.1). Это связано с тем, что частота вращения ротора не изменяется и приводной механизм не ощущает каких-либо изменений в работе двигателя. Это продолжается до снижения напряжения до критической величины напряжения ($U_{кр}$). При дальнейшем снижении напряжения механическая мощность становится больше электрической и устойчивая синхронная работа двигателя нарушается. Под критическим напряжением понимается предельное наименьшее напряжение в узле электроэнергетической системы по условиям статической устойчивости.

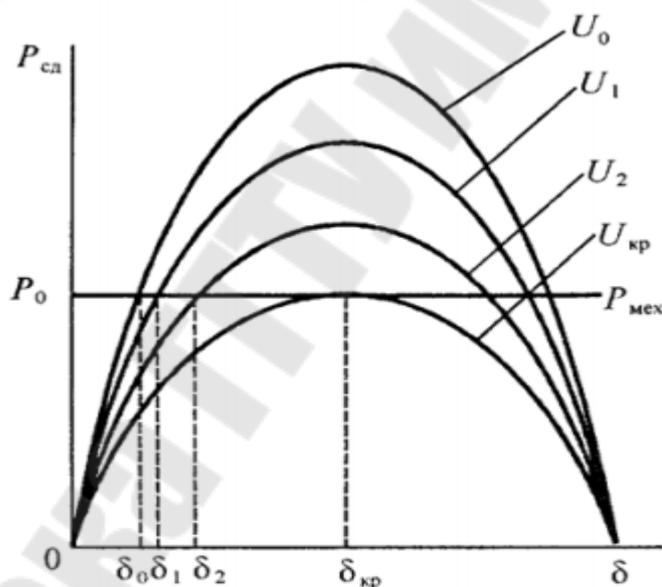


Рисунок 15.1 – Угловые характеристики мощности синхронного двигателя

При снижении частоты статические характеристики синхронных двигателей определяются в основном механической характеристикой приводного механизма в зависимости от скорости вращения ротора (n). В рассматриваемом случае n прямо пропорционально зависит от частоты f подведенного к двигателю напряжения. У приводных механизмов двигателей можно выделить три основных типа механических характеристик, т. е. зависимостей механического момента от скорости вращения (рисунок 15.2).

1. Постоянный механический момент характерен для подъемных и транспортных механизмов, прокатных станков, поршневых компрессоров:

$$M_{\text{мех}} = \text{const}; P_{\text{мех}} \equiv \omega.$$

2. Механический момент - примерно пропорциональный скорости, характерен для основных рабочих машин двигателей:

$$M_{\text{мех}} \equiv \omega; P_{\text{мех}} \equiv \omega^2.$$

3. Вентиляторный момент - примерно пропорциональный квадрату скорости:

$$M_{\text{мех}} \equiv \omega^2; P_{\text{мех}} \equiv \omega^3.$$

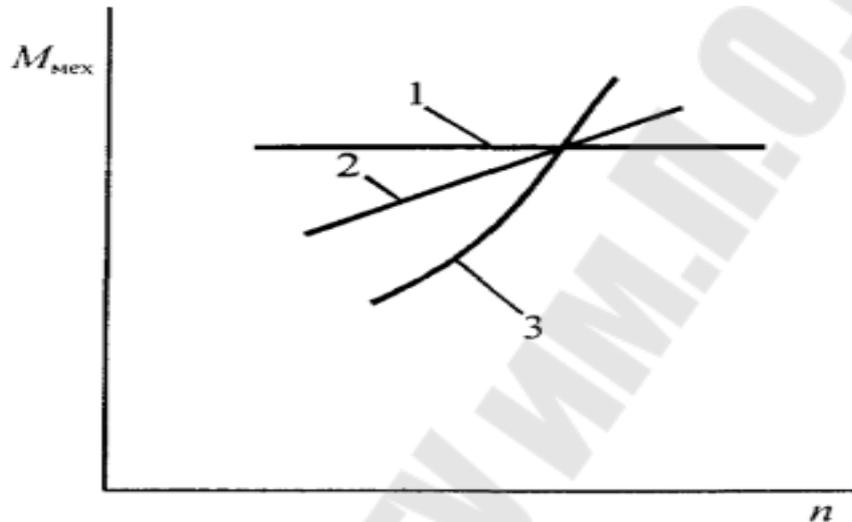


Рисунок 15.2 – Механические характеристики приводных механизмов:

$$1 - M_{\text{мех}} = \text{const}; 2 - M_{\text{мех}} \equiv \omega; 3 - M_{\text{мех}} \equiv \omega^2$$

В соответствии с этими характеристиками на рисунке 15.3 показан диапазон изменения активной мощности синхронных двигателей при изменении частоты в питающей сети. Следует отметить, что вид статических характеристик активной мощности практически не зависит от типа двигателей.

Статические характеристики реактивной мощности синхронных двигателей определяются их параметрами. Реактивная мощность синхронного двигателя описывается уравнением:

$$Q_{\text{сд}} = \sqrt{\left(\frac{E_q U}{x_d}\right)^2 - P_{\text{сд}}^2} - \frac{U^2}{x_d}, \quad (15.1)$$

где $P_{\text{сд}}$ - активная мощность синхронного двигателя.

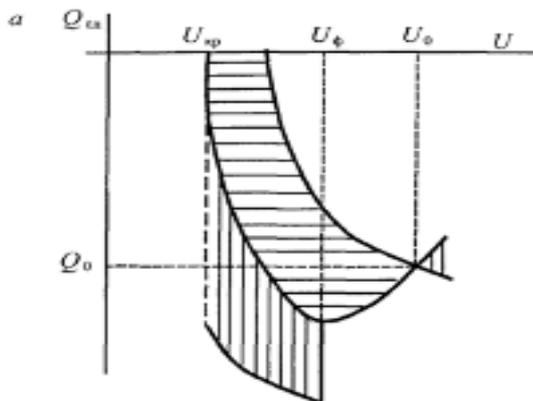


Рисунок 15.3 – Статические характеристики реактивной мощности синхронного двигателя по напряжению.

Исходный режим характеризуется генерацией реактивной мощности Q_0 и при снижении напряжения ее величина может как уменьшаться, так и увеличиваться в зависимости от значений x_d , текущей активной мощности $P_{сд}$ и параметров системы возбуждения E_q . При снижении напряжения до уставок срабатывания устройств форсировки возбуждения ($U_{ф}$), выдача реактивной мощности резко и значительно возрастает. Это связано с увеличением тока возбуждения и, соответственно, ЭДС E_q синхронного двигателя. Приведенные характеристики справедливы до достижения синхронным двигателем критического напряжения. При снижении напряжения ниже критической величины происходит выпадание двигателя из синхронизма. В таком режиме работы синхронный двигатель приобретает дополнительные свойства асинхронного двигателя со значительным потреблением реактивной мощности. В данном случае характеристики синхронного двигателя могут быть весьма разнообразны в зависимости от характера переходного процесса.

15.3 Характеристики асинхронных двигателей

Для установления основных характеристик асинхронных двигателей воспользуемся упрощённой Г-образной схемой замещения (рис.1.15, б). Тогда активная мощность, потребляемая двигателем, может быть определена из выражения

$$P = I_1^2 \frac{r_2}{s} = \frac{U^2 r_2 / s}{x_s^2 + (r_2 / s)^2} = \frac{U^2 r_2 s}{(x_s s)^2 + r_2^2}. \quad (15.2)$$

Эта зависимость даёт характеристику мощности или вращающего момента двигателя, показанную на рисунке 15.4,а. Предположим, что механическая мощность $P_{мех}$ не зависит от скольжения. В этом случае её характеристика будет параллельна оси абсцисс (прямая 1, рисунок 15.4, а). Установившийся режим работы двигателя наступает при пересечении характеристик электрической и механической мощностей. Например, при подведённом напряжении U_0 к двигателю установившийся режим характеризуется исходной мощностью P_0 и скольжением s_0 в точке а.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что значение активной мощности асинхронного двигателя, согласно (15.4), зависит от квадрата напряжения на его выводах. Поэтому при уменьшении напряжения на зажимах двигателя его скольжение будет увеличиваться для уравнивания тормозного и вращающего моментов. Так, например, при уменьшении напряжения, подводимого к двигателю, с U_0 до U_1 двигатель переходит в режим, характеризуемый точкой δ с увеличением скольжения с s_0 до s_1 . При этом активная мощность, потребляемая двигателем, практически не меняется в соответствии с рассматриваемой механической характеристикой $P_{\text{мех}} = \text{const}$. Такой процесс изменения режимов будет продолжаться до $U_{\text{кр}}$ (прямые а – в на рисунке 15.4). При дальнейшем снижении напряжения электрическая мощность становится меньше механической и ротор асинхронного двигателя будет тормозиться вплоть до его останова. Линии в – г на рисунке 15.5 соответствуют режиму торможения двигателя. При снижении напряжения у остановленного двигателя потребляемая им активная мощность находится из уравнения

$$P = \frac{U^2 r_2 s}{x_s^2 + r_2^2} \quad (15.3)$$

Данное выражение следует из (15.3) при $s = 1$. На рисунке 15.4, б изображена кривая г – 0, соответствующая режиму снижения напряжения при заторможенном двигателе. Однако такой вид статической характеристики асинхронного двигателя справедлив только для принятой механической мощности $P_{\text{мех}} = \text{const}$. В других случаях изменение активной мощности, потребляемой двигателем в условиях изменения напряжения на его выводах, будет определяться механическими характеристиками, приведёнными на рисунке 15.2. В качестве примера на рис. 15.4, б приведена зависимость 2, соответствующая примерно линейной зависимости механической мощности от скольжения. При этом предельный режим по устойчивости наступает в точке д при критическом напряжении $U_{\text{кр}2}$.

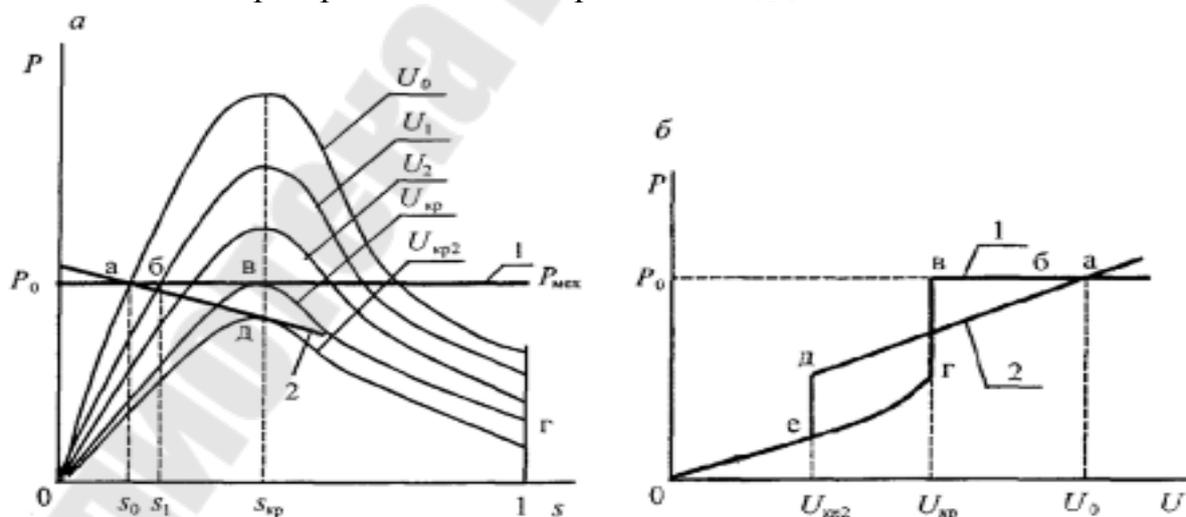


Рисунок 15.4 – Статические характеристики активной мощности асинхронного двигателя: а – по скольжению; б – по напряжению; 1 – $P = \text{const}$; 2 – $P = s$

15.4. Оценка статической устойчивости асинхронных и синхронных двигателей

Для анализа статической устойчивости асинхронного двигателя вновь построим зависимости электрической и механической мощностей от скольжения (рисунок 15.5). Из графиков видно, что установившийся режим работы двигателя возможен в двух точках пересечения характеристик: в точках *a* и *b*. Предположим, что исходный режим характеризуется мощностью P_0 и скольжением s_0 . Далее допустим, что скольжение увеличилось до значения s_1 в результате какого-либо малого возмущения. Это вызовет увеличение активной мощности двигателя с P_0 до значения P_1 . При этом механическая мощность останется постоянной и равной P_0 . В этом случае, и принимая в относительных единицах $P = M$, скольжение ротора будет определяться уравнением

$$T_j \frac{ds}{dt} = P_{MEX} - P_{\mathcal{E}} = P_0 - P \quad (15.4)$$

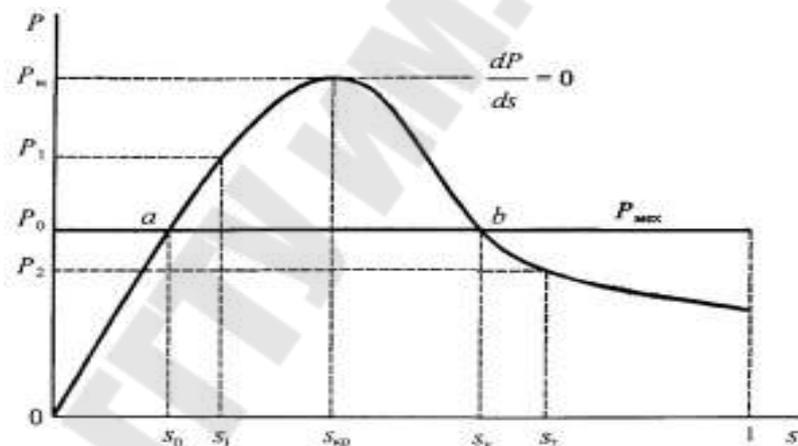


Рисунок 15.5 – К анализу статической устойчивости асинхронного двигателя

Поскольку в рассматриваемом случае $P = P_1 > P_0$ то на валу машины возникает ускоряющий электромагнитный момент, под влиянием которого скольжение начнет уменьшаться, а скорость увеличиваться. В результате этого устанавливается исходный режим работы двигателя в точке *a*. Иной исход процесса имеет место при работе двигателя в точке *b* со скольжением s_y . В этом случае при увеличении скольжения до значения s_2 электрическая мощность P_2 становится меньше механической P_0 , что, согласно (15.9), обуславливает дальнейший рост скольжения вплоть до остановки двигателя.

Сохранение статической устойчивости асинхронного двигателя будет осуществлено не только в точке *a*, но и на всей восходящей части характеристики активной мощности двигателя, для которой справедливо соотношение $ds \frac{dP}{ds} > 0$.

Следовательно, критерием статической устойчивости асинхронного двигателя является положительный знак производной

$$\frac{dP}{ds} > 0. \quad (15.5)$$

При этом предельный режим сохранения устойчивости имеет место при $ds/dP=0$ (рисунок 15.5) и характеризуется максимальной мощностью P_M и критическим скольжением $s_{кр}$.

Таким образом, у асинхронного двигателя имеется только одна область устойчивой работы – область, лежащая между синхронной скоростью и критическим скольжением. Область между критическим скольжением и скольжением, равным единице, оказывается неустойчивой. В нормальных условиях двигатель работает на устойчивой части своей характеристики при скольжении меньше критического и потребляемой мощности меньше P_M . Нарушение устойчивой работы может быть вызвано увеличением механической мощности или снижением напряжения. Напряжение, при котором электромагнитная мощность, развиваемая двигателем, становится равной механической мощности $P_M = P_0$, называют критическим (рисунок 15.4), а его значение, согласно (15.5), определяется выражением

$$U_{кр} = \sqrt{2P_0 x_S}. \quad (15.6)$$

Значения критического напряжения, критического скольжения и максимальной мощности характеризуют предельное состояние режима по устойчивости асинхронной нагрузки. Зная эти предельные параметры и параметры в исходном режиме, можно оценить запас статической устойчивости. Однако наблюдение за текущей величиной, например, скольжения не представляется возможным. Поэтому уровень статической устойчивости как асинхронного двигателя, так и узлов нагрузки оценивают путем расчета коэффициента запаса по напряжению:

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0}. \quad (15.7)$$

Для обеспечения устойчивости нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 0,15 в нормальных и 0,1 в аварийных режимах электроэнергетических систем.

Статическая устойчивость синхронного двигателя оценивается так же, как и синхронного генератора, критерием $dP/d\delta > 0$. При отсутствии АРВ максимальная мощность и критическое напряжение определяются выражениями.

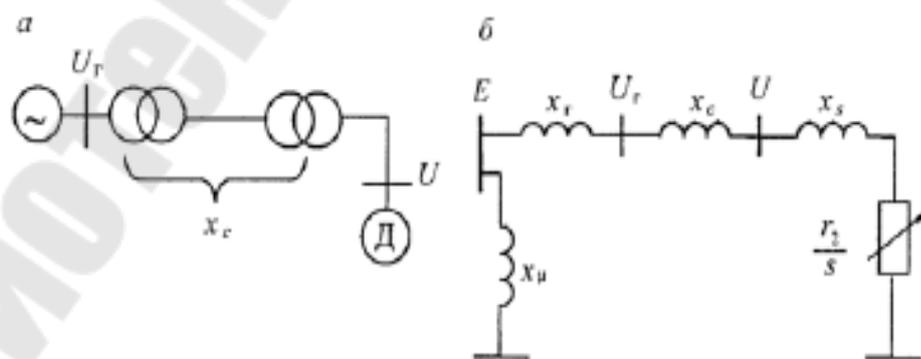
$$P_M = \frac{E_q U}{x_d}, \quad U_{кр} = \frac{P_0 x_d}{E_q}. \quad (15.8)$$

15.5. Лавина напряжения в узле нагрузки

В нормальных режимах работы асинхронных двигателей их рабочее скольжение значительно меньше критического, а максимальная мощность в (1,5-2,2) раза больше потребляемой. Исходя из этих параметров, большинство энергетиков предприятий обычно считают, что асинхронные двигатели работают с большим запасом устойчивости. Поэтому колебания напряжения не являются опасными с точки зрения устойчивой работы двигателей, и только весьма значительные снижения напряжения могут приводить к останову или, как иногда говорят, к опрокидыванию двигателей. Однако это справедливо только в том случае, если питание двигателей осуществляется от шин, напряжение на которых не зависит от режима их работы. В большинстве случаев напряжение на шинах двигателя зависит от режима двигателя (характерным примером является режим пуска двигателя, когда отклонение напряжения на его шинах может быть весьма значительным). Условия нарушения устойчивости двигателя в этом случае получаются существенно иными. Для оценки изменений условий устойчивости рассмотрим систему электроснабжения, приведенную на рисунке 15.15, а, где нагрузка представлена эквивалентным асинхронным двигателем. Для данной системы очевидно, что изменение нагрузки двигателя приведет к изменению напряжения на его шинах. В этих условиях характеристику мощности удобнее вычислять и строить не по изменяющемуся напряжению $U = U(s)$, а по неизменному значению ЭДС E . Максимальная мощность в этом случае будет

Данное выражение получено как приближенное, исходя из весьма упрощенной схемы замещения при вынесении ветви намагничивания на шины ЭДС (рисунок 15.6, б). Однако это обстоятельство не изменяет общих качественных закономерностей.

Величина P_{me} , определенная при $E = const$, будет значительно меньше P_m , определенной при $U = const$ по формуле (15.8). Критическое скольжение, также оказывается много меньше. Из этого следует (рис.15.6,в), что опрокидывание двигателей, получающих питание от системы соизмеримой мощности, может произойти при сравнительно небольших изменениях скольжения и небольших снижениях ЭДС в системе и тем более при небольших изменениях напряжения.



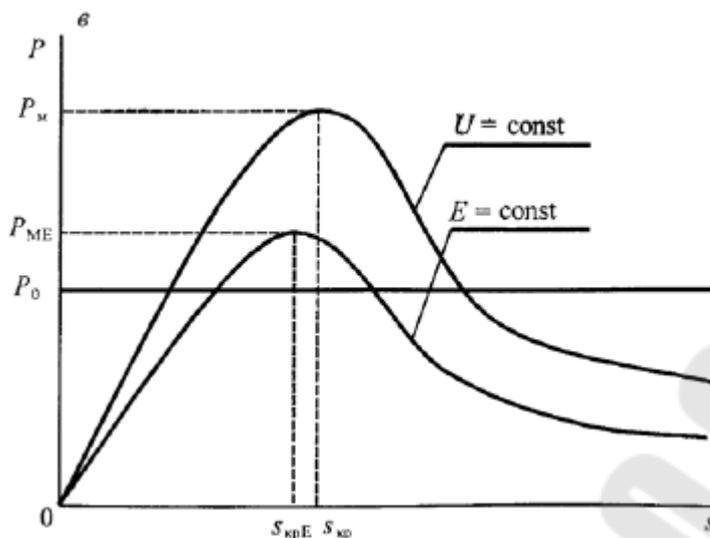


Рисунок 15.6 – Схема и характеристики системы электроснабжения: а – принципиальная схема системы; б – упрощенная схема замещения; в – характеристики мощности

Поэтому в общих случаях определение критических параметров следует проводить, исходя не из напряжения на зажимах двигателей, которое не является независимой переменной, а исходя из ЭДС генератора, которую можно считать не зависящей от изменений режима. Эта ЭДС в зависимости от способа регулирования возбуждения генератора будет различной.

15.6. Влияние больших возмущений на режим нагрузки

Большие возмущения в системе электроснабжения вызывают существенные и резкие изменения режима работы потребителей. К основным причинам, значительно влияющим на устойчивость двигательной нагрузки, следует отнести:

- отключение отдельных элементов в распределительных и питающих электрических сетях, когда напряжение резко уменьшается со значения U_0 до U_1 (рисунок 15.7, а);

- возникновение КЗ в системе электроснабжения, когда напряжение резко уменьшается с U до U_2 , а затем восстанавливается при его отключении;

- отключение питания узла нагрузки с последующим его включением, когда в течение времени от t_0 до t наступает перерыв в электроснабжении потребителей ($U=0$);

- изменение механического момента на валу двигателя при увеличении нагрузки на приводном механизме с M_0 до M_x или с M_0 до M_2 с последующим восстановлением прежнего момента (рисунок 15.7,б).

Значительные изменения параметров режима могут быть вызваны пуском крупных двигателей, резкими изменениями нагрузки при работе дуговых плавильных печей, прокатных и трубосварочных станков, мощных подъемных кранов, которые приводят к отклонениям и колебаниям напряжения. Исследование переходных процессов в системе электроснабжения, содержащей двигательную нагрузку, в общем случае сводится к решению системы нелинейных дифференциальных уравне-

ний. Для оценки устойчивости асинхронного двигателя при больших возмущениях необходимо решить уравнение движения его ротора

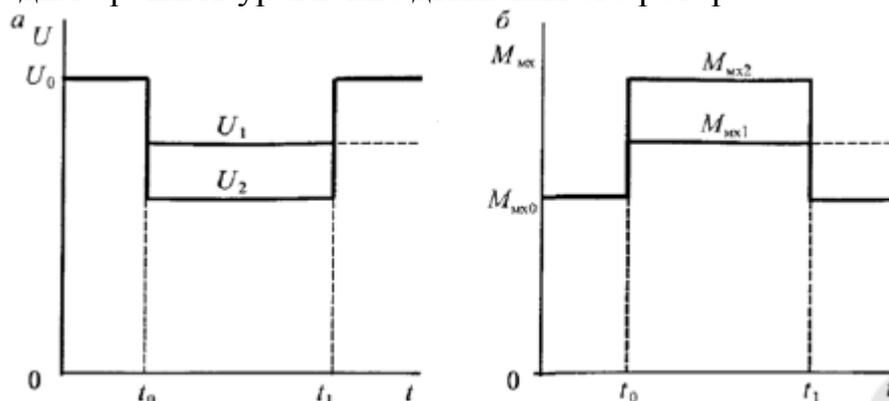


Рис.15.7.Изменение напряжения (а) на зажимах двигателя и изменение механического момента (б) на валу двигателя.

15.7. Динамическая устойчивость двигателей при изменении напряжения

В нормальном установившемся режиме при напряжении U_0 асинхронный двигатель работает со скольжением s_0 , а синхронный двигатель с углом θ (точка а на рис.15.8). Предположим, что произошло резкое снижение напряжения с U_0 до U (рисунок 15.8,а). Возникающий при этом переходный процесс будет определяться характеристиками M и $M_{мех}$, приведенными на рисунке 15.8. При снижении напряжения вращающий момент двигателей резко уменьшится (точка С на характеристиках M рисунка 15.8) и они начинают тормозиться, скольжение s асинхронного двигателя и угол синхронного двигателя возрастают. Если при этом максимальный электромагнитный момент окажется больше механического ($M > M_{мех}$), то в точке б возникает новый установившийся режим асинхронного двигателя со скольжением s_1 меньше критического $s_{кр}$ (рис. 15.8,а).

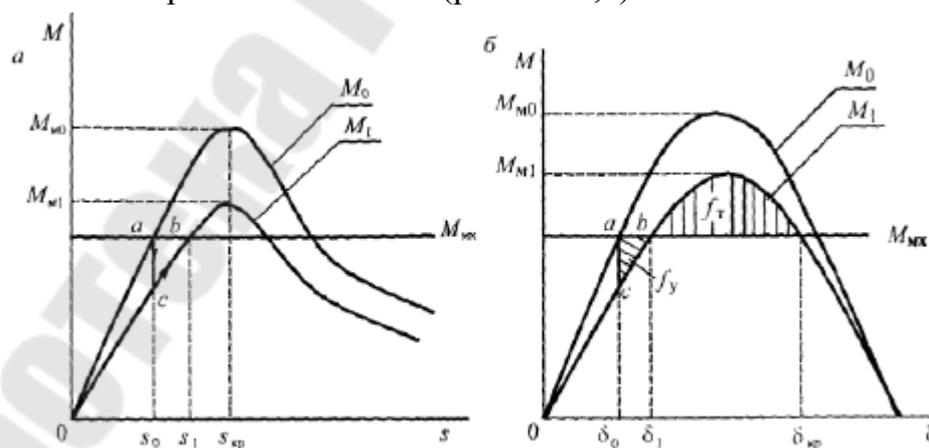


Рисунок 15.8 – Изменение режима работы при снижении напряжения: а – асинхронный двигатель; б – синхронный двигатель

Новый установившийся режим (точка б) синхронного двигателя наступает после цикла качаний с углом δ_1 , поскольку. Таким образом, при снижении напряжения до U_1 двигатели сохранили устойчивую работу, как бы долго ни продолжалось это снижение. При снижении напряжения до U_2 (рис. 15.8,а) картина переход-

ного процесса будет совершенно иная, поскольку она определяется характеристиками M_{M_2} , и M_{M_k} , приведенными на рисунке 15.9. В этом случае $M_{M_2} < M_{M_k}$ и асинхронный двигатель переходит в режим постоянного торможения, скольжение двигателя возрастает вплоть до значения $s = 1$, когда ротор его останавливается (рисунок 15.9,а). Синхронный двигатель в таком режиме выходит из синхронизма, так как площадка ускорения $abca$ больше площадки торможения $cdec$ (рисунок 15.9,б).

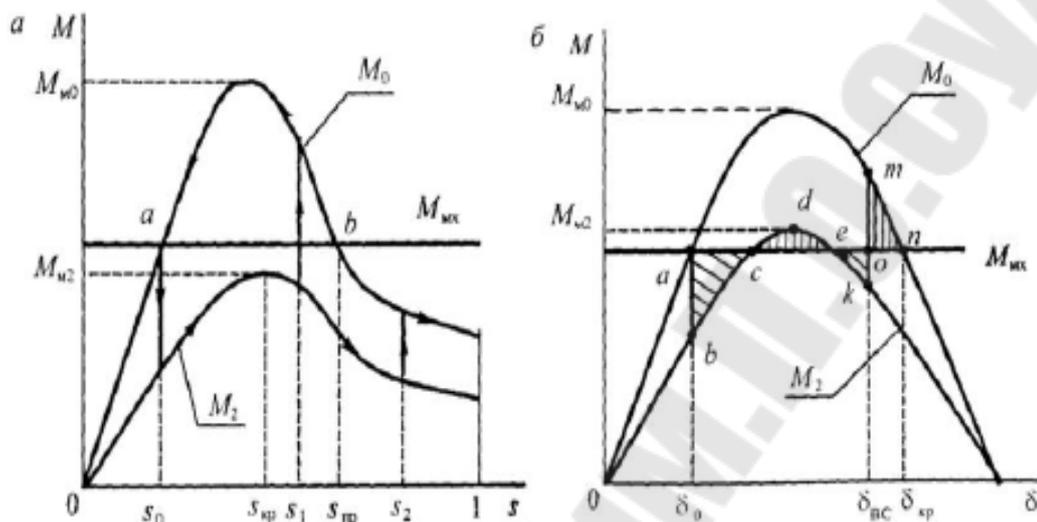


Рисунок 15.9 – Переходные процессы при больших изменениях напряжения: а – асинхронный двигатель; б – синхронный двигатель

Чтобы сохранить устойчивость двигателей, необходимо своевременно восстановить напряжение, например, до исходного значения U_u (рисунок 15.152, а). Для обеспечения устойчивой работы синхронного двигателя это должно произойти до угла $\delta_{вс}$, определяемого равенством площадок ускорения ($abca + екое$) и торможения ($cdec + отпо$). В общем случае предельный угол $\delta_{вс}$ при котором нужно восстановить напряжение.

Предельное время ($t_{вс}$), в течение которого необходимо восстановить напряжение, определяется решением уравнения движения ротора синхронного двигателя. Для сохранения устойчивости асинхронного двигателя восстановление напряжения должно произойти до достижения скольжением значения (рисунок 15.16, а). В этом случае при переходе с характеристики M_2 на характеристику M_0 электромагнитный момент становится больше механического, и двигатель под его воздействием возвращается к исходному режиму в точку а. При увеличении скольжения, например, до $s_2 >$ двигатель переходит на неустойчивую часть характеристики, и восстановление питающего напряжения уже не может прекратить его торможение и останов. Таким образом, критерий динамической устойчивости асинхронного двигателя можно записать в виде неравенства

$$sb \leq s_{пр}$$

где $s_{в}$ – скольжение выбега ротора к моменту восстановления напряжения. В общем случае значение скольжения ротора во время выбега (торможения) может быть определено численными методами.

15.8. Самозапуск двигателей

Для повышения надежности работы ответственных электроустановок при кратковременных понижениях или отключениях напряжения в питающей сети используется самозапуск электродвигателей. Самозапуск – это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания или снижения напряжения. Основная задача самозапуска заключается в том, чтобы не допустить останова ответственных рабочих механизмов и тем самым предотвратить нарушение технологического процесса. Переходный электромеханический процесс при кратковременных нарушениях электроснабжения потребителей с учетом самозапуска может быть условно представлен тремя периодами:

- групповой выбег, характеризующийся затормаживанием двигателей, увеличением их скольжения. При этом между двигателями, подключенными к общим шинам, происходит переток мощностей за счет запасенной кинетической и электромагнитной энергии;

- индивидуальный выбег, наступающий после того как напряжение на общих шинах снизится ниже 50% от номинального или станет равным нулю. Двигатели при этом продолжают затормаживаться в основном в соответствии с индивидуальными механическими характеристиками;

- самозапуск, наступающий после восстановления напряжения на питающих шинах. По условиям самозапуска приводные механизмы двигателей делятся на две группы:

- механизмы, имеющие постоянный момент сопротивления, которые при кратковременном нарушении электроснабжения быстро теряют скорость, а при восстановлении напряжения медленно разгоняются (шаровые мельницы, конвейеры, прокатные станы и т.п.);

- механизмы, имеющие вентиляторные характеристики момента (вентиляторы, центрифуги, дымососы и др.). Самозапуск этой группы происходит легче, чем для механизмов первой группы, так как их моменты сопротивления значительно снижаются при уменьшении скорости. Самозапуск можно считать обеспеченным, если при пониженном напряжении избыточный электромагнитный момент двигателей достаточен для доведения их до номинальной скорости и если за то время нагрев обмоток не превысит максимально допустимой величины. Самозапуск иногда бывает трудно осуществим. Это связано с тем, что самозапуск большой группы двигателей вызывает такое глубокое снижение напряжения на их шинах, что вращающий момент становится меньше момента сопротивления приводного механизма. Поэтому для облегчения режима самозапуска оставляются включенными только электродвигатели наиболее ответственных рабочих механизмов. Электродвигатели с механизмами, внезапная остановка которых не вызывает повреждения оборудования и не связана со значительной недовыработкой и браком продукции, отключаются. Также обязательно отключаются электродвигатели агрегатов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности. Расчет самозапуска асинхронных двигателей заключается в проверке условий возможности самозапуска. Для этого необходимо определить:

1. Выбег (увеличение скольжения за время нарушения электроснабжения);
2. Величину напряжения и избыточного момента электродвигателей;

3. Время самозапуска;
4. Температуру нагрева за время разгона агрегата – рабочий механизм;
5. Влияние самозапуска на режим работы энергосистемы и других потребителей, находящихся в электрической близости.

Наиболее характерная схема питания нагрузки, при которой осуществляется самозапуск, показана на рисунке 15.10. Скольжение двигателя к моменту самозапуска может быть найдено путем численного интегрирования или упрощено при перерыве питания. Из схемы замещения (рисунок 15.10, б) приближенно можно считать, что напряжение на шинах нагрузки при самозапуске должно быть

$$U \geq E_c \frac{z_n}{z_n + x}$$

где E_c – эквивалентная ЭДС системы электроснабжения; r_n , x_n – эквивалентные активные и реактивные сопротивления двигателей при скольжении, соответствующем началу самозапуска.

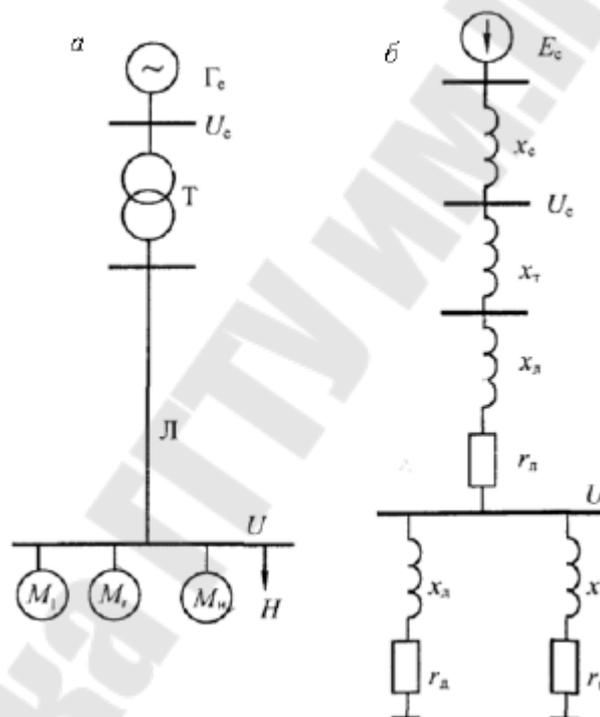


Рисунок 15.10 – Схема питания нагрузки: а – принципиальная схема; б – расчетная схема

Зная минимально допустимое значение напряжения для обеспечения самозапуска ($U = U_{\text{мм}}$), можно определить допустимую величину неотключаемой мощности двигателей.

По характеру протекания переходных процессов самозапуски синхронных двигателей могут быть двух видов:

- при сохранении динамической устойчивости двигателей;
- при нарушении устойчивости, т. е. выпадении синхронного двигателя из синхронизма.

В первом случае самозапуск синхронного двигателя может быть обеспечен, если за время нарушения нормального электроснабжения значение угла β , характе-

ризирующего положение ротора, не превысит критического значения $\beta_{кр}$ 150-160°. Для сохранения динамической устойчивости синхронного двигателя необходимо, чтобы время $t_{нс}$ и угол $\beta_{нс}$ при восстановлении нормального электроснабжения не превышали предельных значений. Следует отметить, что на предельные значения $t_{нс}$ и $\beta_{нс}$ значительно влияют состояние и воздействия системы возбуждения двигателя, а также уровень напряжения как во время аварий, так и при восстановлении электроснабжения. Допустимое снижение напряжения на шинах нагрузки во время самозапуска приблизительно определяется следующими требованиями.

1. При совместном питании двигателей и освещения:

- при частых и длительных самозапусках $U \geq 0,9U_n$;
- при редких и кратковременных самозапусках.

2. При раздельном питании двигателей и освещения $U \geq (0,75 - 0,8)U_n$.

3. При люминесцентном освещении $U \geq 0,91U_n$.

Если двигатель выпадает из синхронизма и к моменту восстановления напряжения работает как асинхронный с определенным скольжением, то начальный этап его самозапуска можно рассматривать как для асинхронного двигателя.

Контрольные вопросы

1. Что понимают под узлом нагрузки?
2. С каких позиций рассматривается устойчивость узлов нагрузки?
3. Каковы основные типы механических характеристик приводных механизмов электродвигателей?
4. Как зависит величина активной и реактивной мощности синхронного двигателя от частоты и напряжения?
5. Что понимается под критическим напряжением?
6. Что представляют собой статические характеристики асинхронного двигателя?
7. Как определяется коэффициент запаса по напряжению?
8. Какое влияние оказывает изменение частоты на условия устойчивой работы асинхронных двигателей?
9. Какое влияние оказывают конденсаторные батареи на устойчивость нагрузки?
10. Что такое лавина напряжения и каковы наиболее существенные причины ее возникновения?
11. Чем заканчивается лавина напряжения?
12. Как предотвратить лавину напряжения?
13. Каковы причины возникновения больших возмущений в узлах нагрузки?
14. Как оценивается динамическая устойчивость двигателей при изменении напряжения?
15. Как определить предельное время перерыва питания по условию сохранения устойчивости двигателей?
16. Что такое самозапуск двигателей?
17. На какие периоды может быть разделен переходный процесс при кратковременных нарушениях электроснабжения потребителей с учетом самозапуска?
18. В чем заключается расчет самозапуска двигателей?

Тема 11. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем

Лекция 16. Содержание лекции.

1. Классификация мероприятий, повышающих устойчивость
2. Уменьшение индуктивных сопротивлений электрических машин
3. Увеличение постоянной механической инерции электрических машин
4. Изменение параметров трансформаторов и режима их нейтралей
5. Изменение параметров линий электропередачи
6. Применение линий и вставок постоянного тока
7. Быстродействующие выключатели и защита
8. Переключательные пункты на линиях электропередачи
9. Установка синхронных компенсаторов и управляемых источников реактивной мощности на промежуточных подстанциях
10. Отделение электростанций или части генераторов в аварийных режимах

16.1 Классификация мероприятий, повышающих устойчивость электроэнергетических систем

Все мероприятия, направленные на повышение устойчивости электроэнергетических систем, можно объединить в четыре основные группы.

I. Конструктивное улучшение параметров основных элементов электроэнергетической системы:

- снижение синхронного и переходного сопротивления синхронных машин и сопротивления рассеяния асинхронных машин;
- увеличение постоянной механической инерции электрических машин;
- использование демпферных обмоток в синхронных машинах;
- повышение напряжения и снижение индуктивного сопротивления линий электропередачи;
- применение управляемых и сверхпроводящих линий электропередачи;
- уменьшение индуктивного сопротивления трансформаторов и заземление их нейтралей через активное и реактивное сопротивления;
- использование быстродействующих выключателей.

Мероприятия I группы осуществляются путем конструктивных изменений параметров основных элементов, направленных на улучшение устойчивости и качества переходных процессов. Такие мероприятия должны быть предусмотрены на стадии проектирования новых элементов системы. После того как новые элементы системы разработаны и созданы, данные мероприятия, как правило, уже не могут быть осуществлены.

II. Дополнительные средства повышения устойчивости:

- применение емкостной продольной компенсации индуктивного сопротивления электропередач батареями статических конденсаторов;
- использование вставок постоянного или переменного тока;
- установка на подстанциях синхронных и асинхронных компенсаторов,

управляемых источников реактивной мощности;

- использование электрического или механического торможения генераторов.

III. Повышение устойчивости средствами автоматики:

- применение автоматических регуляторов возбуждения синхронных машин (пропорционального или сильного действия, комбинированных и т. п.);

- использование быстродействующих защит и противоаварийной автоматики;

- применение автоматического регулирования или аварийной разгрузки турбин;

- использование форсировки возбуждения синхронных машин;

- использование трехфазного или пофазного автоматического повторного включения оборудования;

- применение автоматического ввода резерва генерирующей мощности и оборудования;

- использование устройств ресинхронизации синхронных машин.

IV. Мероприятия эксплуатационного характера:

- выбор схемы соединения и режима системы с учетом требований устойчивости;

- обеспечение резервов активной и реактивной мощностей;

- управление переходными процессами с применением микропроцессорной техники;

- непрерывный диагностический контроль состояния оборудования электроэнергетической системы;

- отключение части синхронных машин в аварийных режимах;

- регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;

- отключение части потребителей при возникновении аварийных дефицитов активной и реактивной мощности в системе;

- разделение системы на несинхронно работающие части и ресинхронизация синхронных машин при возникновении асинхронного хода;

- использование самозапуска синхронных и асинхронных двигателей;

- регулирование коэффициента мощности синхронных машин;

- снижение напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной и реактивной мощности;

- отделение электростанций или части генераторов в аварийных режимах.

Рассмотрим некоторые мероприятия повышения устойчивости электроэнергетических систем более подробно.

16.2. Уменьшение индуктивных сопротивлений электрических машин

Важнейшими элементами электроэнергетической системы с точки зрения устойчивости являются синхронные генераторы и двигатели. При отсутствии АРВ или использовании регуляторов с зоной нечувствительности на статическую устойчивость системы существенное влияние оказывает величина синхронного сопротивления x_d , на динамическую - переходное сопротивление x'_d синхронных машин.

Генераторы современных электрических систем оснащены АРВ, не имею-

щими зоны нечувствительности, поэтому на статическую и динамическую устойчивость оказывает влияние лишь переходное индуктивное сопротивление x'_d , так как реакция якоря не успевает заметно проявиться в начале переходного процесса.

Синхронное сопротивление электрических машин имеет преобладающее значение в суммарном сопротивлении системы электроснабжения. Поэтому при отсутствии АРВ на синхронных двигателях значение их индуктивных сопротивлений оказывает существенное влияние на статическую устойчивость системы.

Чем меньше сопротивление синхронных машин, тем лучше условия статической устойчивости системы электроснабжения. Практически синхронное сопротивление можно увеличить путем увеличения воздушного зазора в машине. Однако при увеличении воздушного зазора приходится увеличивать ток и количество витков обмотки возбуждения. Это приводит к увеличению размеров и удорожанию синхронной машины.

Влияние уменьшения переходного сопротивления на динамическую устойчивость сводится к повышению амплитуды мощности в переходном режиме. Однако значение x'_d в общем сопротивлении системы значительно меньше, чем x_d . Поэтому уменьшение переходного сопротивления на 30 % не оказывает существенного влияния на динамическую устойчивость. Причем эффективность снижения x'_d зависит от скорости отключения КЗ - чем быстрее отключается КЗ, тем меньший эффект дает уменьшение x'_d .

Индуктивное сопротивление рассеяния асинхронного двигателя является одним из важнейших параметров, определяющих степень его устойчивости. Его значение оказывает влияние на величину максимальной мощности и критического скольжения асинхронного двигателя. Для повышения устойчивости асинхронных двигателей желательно иметь как можно большие значения P_m и $S_{кр}$. Этого можно добиться, уменьшая x_s . Однако снижение сопротивления рассеяния асинхронного двигателя связано с техническими трудностями как и при снижении x'_d синхронных машин, что приводит к удорожанию двигателя.

16.3 Увеличение постоянной механической инерции электрических машин

Как известно, постоянная инерции T_j не оказывает влияния на предельное значение угла отключения КЗ для синхронной машины и скольжения для асинхронного двигателя. Однако от величины постоянной механической инерции зависит скорость изменения угла и скольжения электрических машин. Чем больше постоянная инерции машины, тем медленнее изменятся ее угол и скольжение в переходном процессе, а, следовательно, будет больше и предельное время отключения КЗ.

Влияние постоянной механической инерции на время отключения можно оценить, если рассмотреть режимы электрических машин при трехфазных коротких замыканиях на их шинах. В данном случае предельное время отключения

короткого замыкания для синхронной машины определяется уравнением (), для асинхронного двигателя – уравнением ().

Как следует из данных уравнений, увеличение постоянной инерции увеличивает t_{np} , в течение которого достигается предельный угол δ_{np} или предельное скольжение s_{np} . При этом для повышения в n раз предельного времени отключения в рассматриваемом режиме постоянную инерции синхронной машины необходимо увеличить в n^2 раз, а асинхронного двигателя – в n раз.

Увеличение постоянной инерции неявнополюсной синхронной машины вдвое по сравнению с ее обычным значением повышает стоимость машины на 20% и увеличивает предельное время отключения на 45%.

При изменении постоянной механической инерции машины обычно изменяются и другие параметры электрических машин. Поэтому практически для повышения постоянной инерции электрических агрегатов необходимо рекомендовать установку на вал машины или приводного механизма специальных устройств – маховиков.

16.4 Изменение параметров трансформаторов и вида их нейтралей

Из параметров трансформаторов на устойчивость систем оказывает влияние в основном реактивное сопротивление и вид заземления нейтрали. Снижение реактивного сопротивления трансформаторов увеличивает пропускную способность систем электропередачи по условиям как статической, так и динамической устойчивости. Однако существенное уменьшение реактивного сопротивления трансформаторов связано с техническими трудностями, что приводит к повышению стоимости трансформаторов.

Вид заземления нейтрали трансформаторов оказывает значительное влияние на динамическую устойчивость системы при несимметричных КЗ на землю. В электрических схемах с изолированной нейтралью однофазное замыкание практически не влияет на режим работы электрических машин, поскольку сопротивление нулевой последовательности при этом равно бесконечности.

В высоковольтных сетях напряжением 110 кВ и выше принято глухое заземление нейтрали. Поэтому в таких сетях однофазное замыкание на землю имеет характер КЗ, существенно влияющего на характеристики электропередачи и динамическую устойчивость. Если нейтрали трансформаторов заземлить через относительно небольшие реактивные сопротивления, то условия работы изоляции в нейтрали трансформатора практически не меняются, а устойчивость систем при несимметричных КЗ можно существенно повысить. Это связано с тем, что включение в нейтрали трансформаторов сопротивлений приводит к увеличению результирующего сопротивления нулевой последовательности, а следовательно, и к увеличению сопротивления аварийного шунта в расчетной схеме при однофазном или двухфазном КЗ на землю.

Влияние заземления нейтрали через реактивные сопротивления на устойчивость системы при однофазном КЗ показано на рисунке 16.1. Характеристики

мощности в исходном режиме (1) и после отключения одной цепи линии идентичны для систем с глухозаземленными и заземленными через реактивные сопротивления нейтралью трансформаторов. С возникновением однофазного КЗ (характеристика 3) в системе с трансформаторами с глухозаземленными нейтралью происходит нарушение устойчивости, так как площадка ускорения f_y больше площадки торможения f_m (рисунок 16.1, а). Включение реактивного сопротивления в нейтраль трансформатора приводит к увеличению характеристики мощности (4) в режиме однофазного КЗ. Это способствует уменьшению площадки ускорения и сохранению устойчивости (рисунок 16.1 б). Заземление нейтралей трансформаторов через активные сопротивления, как правило, более эффективно, чем их заземление через реактивные. При однофазных или двухфазных замыканиях на землю в активных сопротивлениях нулевой последовательности возникают дополнительные потери активной мощности, что увеличивает электрическую мощность синхронной машины, тем самым способствуя сохранению ее динамической устойчивости. При этом весьма важно выбрать оптимальную величину активного сопротивления, включаемого в нейтраль трансформатора.

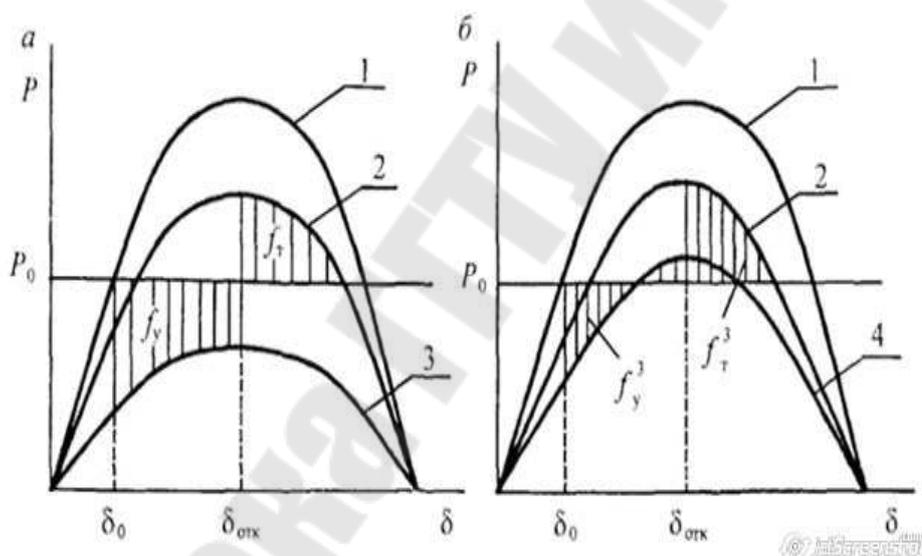


Рисунок 16.1 – Влияние заземления нейтрали трансформаторов на динамическую устойчивость: а – глухозаземленная нейтраль; б – заземление нейтрали через реактивное сопротивление

Заземление нейтрали через сопротивление не оказывает влияния на условия обеспечения устойчивости системы при возникновении трехфазных КЗ. Это является одним из главных недостатков, препятствующих широкому применению рассмотренного способа повышения устойчивости, поскольку обычно проблема сохранения устойчивости достаточно остро стоит именно при трехфазных КЗ.

16.5. Изменение параметров линий электропередачи

Для систем электропередачи большой протяженности параметры линий являются определяющими в обеспечении устойчивости всей электропередачи. Применение АРВ СД на генераторах электростанций еще больше повысило влияние линий на условие устойчивости.

Поскольку индуктивное сопротивление ($x_{л}$) возрастает с увеличением длины линии, то значение предельной по условиям статической устойчивости передаваемой мощности существенно уменьшается. Стоимость же линий с увеличением длины, наоборот, увеличивается и относительно быстро достигает экономического предела дальности электропередачи. Поэтому проблема устойчивости является одним из основных факторов ограничивающих дальность передачи энергии переменным током. Это заставляет уделять особое внимание средствам повышения устойчивости систем электропередачи большой протяженности.

В настоящее время для уменьшения реактивного сопротивления линий применяется расщепление ее фазы на несколько проводов. Особенно эффективно расщепление фазы на 2 и 3 провода. Дальнейшее расщепление не приводит к значительному снижению индуктивного сопротивления линий, однако для линий сверхвысокого напряжения оно применяется. Так, для линий электропередачи 1160 кВ принято расщепление на 8 или 11 проводов. При этом удельное индуктивное сопротивление соответственно 0,26 и 0,19 Ом/км. Следует иметь в виду, что расщепление проводов применяется не только для повышения устойчивости, а главным образом направлено на ограничение короны.

Пропускная способность системы электропередачи в большой мере зависит от напряжения линии. Повышение номинального напряжения линии будет приводить к увеличению пропускной способности системы электропередачи.

В настоящее время выполняются исследования и проектные работы по использованию сверхпроводящих, управляемых и настроенных линий электропередачи, имеющих повышенную пропускную способность по условиям устойчивости.

16.6. Применение линий и вставок постоянного тока

Для передачи энергии и объединения энергосистем используются линии не только переменного, но и постоянного тока. Функциональная схема такой линии, осуществляющей связь между двумя электроэнергетическими системами, приведена на рисунке 16.2. В современных энергосистемах генерация электрической энергии, ее распределение и потребление осуществляются на переменном токе. Поэтому линии электропередачи постоянного тока используются лишь для транспорта электрической энергии из одной системы в другую.

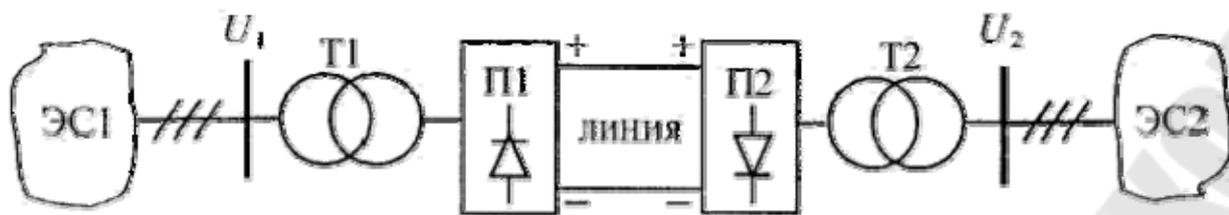


Рис 16.2 – Принципиальная схема линии электропередачи постоянного тока

Для осуществления передачи электрической энергии постоянным током энергию переменного тока, вырабатываемую генераторами передающей системы, преобразуют в энергию постоянного тока.

В таком виде энергия передается по линии постоянного тока, на приемном конце она вновь преобразуется в энергию переменного тока и затем поступает в энергосистему.

Преобразование электрической энергии осуществляется с помощью преобразователей П1 и П2, расположенных по концам передачи и подключенных к передающей и приемной системам. Один из этих преобразователей является выпрямителем, другой – инвертором. В качестве преобразователей для электропередач постоянного тока в настоящее время применяют статические управляемые вентильные преобразователи, обладающие свойством реверсивности. При изменении направления передачи мощности от ЭС2 к ЭС1 П2 становится выпрямителем, а П1 – инвертором.

Применяемые в преобразователях вентили обладают свойствами управляемости, т. е. они могут открываться только при подаче на их управляющий электрод определенного импульса тока. Изменяя момент подачи этого импульса, можно в больших пределах регулировать параметры режима (мощность, напряжение). При этом изменение режима может осуществляться практически безынерционно. Возможность быстродействующего управления значением передаваемой мощности по линии постоянного тока позволяет рассматривать ее как гибкое управляемое звено энергосистемы, способствующее повышению ее устойчивости.

16.7. Быстродействующие выключатели и защита

Увеличение скорости отключения КЗ является одним из основных мероприятий по повышению динамической устойчивости электроэнергетических систем. Уменьшение длительности КЗ позволяет:

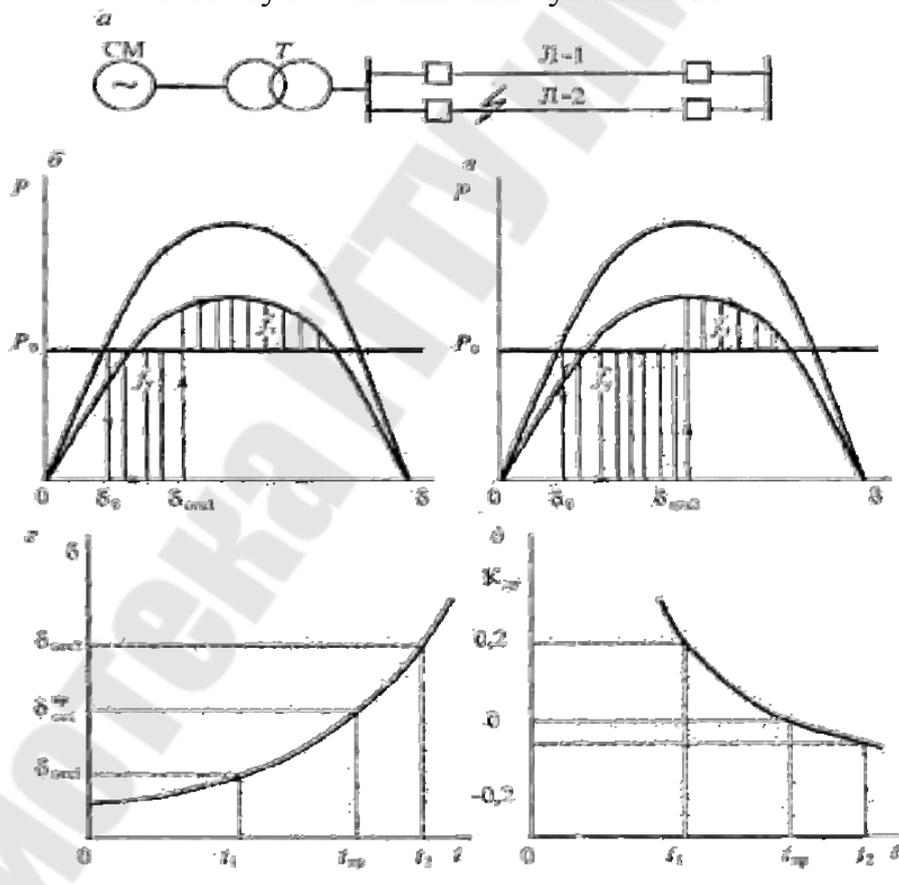
- ◆ Уменьшить разрушение оборудования, вызываемое электрической дугой в месте КЗ;
- ◆ Уменьшить опасность перебрасывания электрической дуги, возникшей при однофазном замыкании, на неповрежденные фазы и возникновения двухфазного или трехфазного замыкания на землю.

Влияние времени отключения трехфазного КЗ на коэффициент запаса динамической устойчивости показано на рисунке 16.4. Увеличение длительности КЗ (с t_1 до t_2) приводит к увеличению площади ускорения и соответствующему

уменьшению площади торможения, что приводит к снижению $K_{ду}$ и нарушению динамической устойчивости.

Время отключения КЗ оказывает значительное влияние на предельную передаваемую мощность по условиям динамической устойчивости. Каждому времени отключения КЗ соответствует предельно допустимая передаваемая мощность. Увеличение времени отключения уменьшает допустимое значение передаваемой мощности, особенно при трехфазном КЗ.

Время отключения КЗ складывается из времени, необходимого для работы защиты, и собственного времени срабатывания выключателя. Используемые в настоящее время вакуумные и элегазовые выключатели имеют время отключения 0,04 с. Время работы защиты оборудования составляет 0,01-0,04 с. Поэтому время отключения КЗ в современных электроэнергетических системах не превышает 0,1 с. Такой скорости отключения в большинстве практических случаев достаточно для обеспечения динамической устойчивости при возникновении КЗ. В настоящее время используются быстродействующие вакуумные и элегазовые выключатели. Время отключения или включения оборудования в этом случае значительно уменьшает-



ся.

Рисунок 16.3 – Влияние продолжительности КЗ на динамическую устойчивость: а – схема электропередачи; б – переходной процесс при отключении трехфазного КЗ за время t_1 ; в – переходной процесс при отключении КЗ за время t_2 ; г – зависимость угла откл от длительности КЗ; д – зависимость коэффициента запаса $K_{ду}$ от продолжительности КЗ

16.8. Переключательные пункты на линиях электропередачи

Из многообразия схем электропередач можно выделить две наиболее типовые схемы: блочную (рисунок 16.4, а) или связанную (рисунок 16.4, б).

В блочной схеме электропередача построена по принципу блоков: генератор – трансформатор – линия. Число блоков равно числу цепей линий электропередачи. При данной схеме возмущение на одном из блоков (например, КЗ на шинах генератора) не будет существенно сказываться на работе других блоков и, следовательно, вопроса о сохранении устойчивости, как правило, на них не возникает.

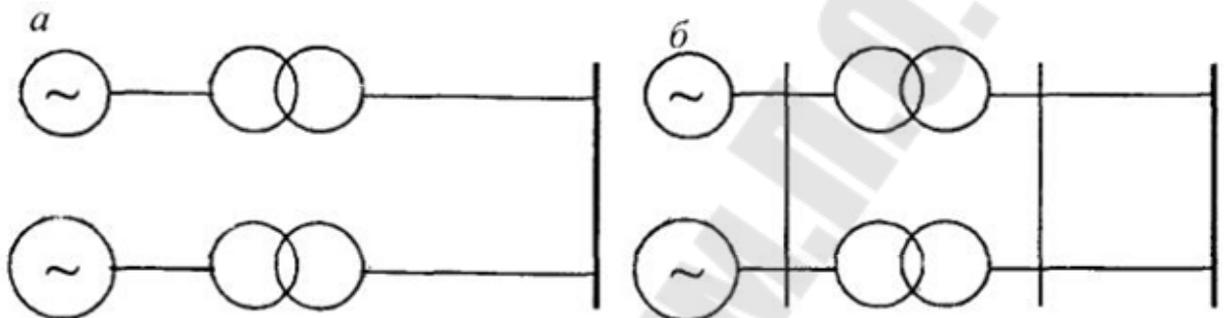


Рисунок 16.4 – Схемы электропередач: а – блочная; б – связанная

При связанной схеме повреждение на каком-либо элементе сопровождается отключением только одной из параллельных цепей линии, а по остальным цепям линии может передаваться вся мощность от электростанции. Для повышения пропускной способности связанных электропередач применяются переключательные пункты (рисунок 16.5).

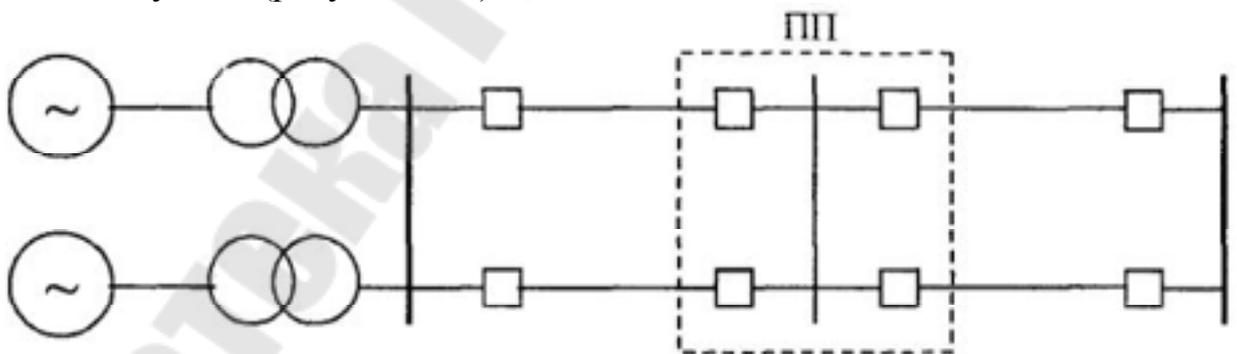


Рис.16.5 – Схема выполнения электропередачи с переключательным пунктом

При такой схеме в случае КЗ на линии отключается не вся цепь, а лишь поврежденный участок. Это уменьшает сопротивление электропередачи и увеличивает предельную передаваемую мощность в последовательном режиме. Вместе с тем схема электропередачи с переключательными пунктами (ПП) требует большого количества выключателей, что приводит к значительному увеличению стоимости электропередачи. Эта схема наиболее часто применяется в дальних электропередачах энергосистем, так как она позволяет иметь промежу-

точные подстанции, связанные с местными энергосистемами, которые или потребляют мощность от электропередачи, или выдают в нее часть избыточной мощности.

16.9. Установка синхронных компенсаторов и управляемых источников реактивной мощности на промежуточных подстанциях

Устойчивость систем электропередачи может быть повышена путем установки на промежуточных подстанциях синхронных компенсаторов (рисунок 16.6).

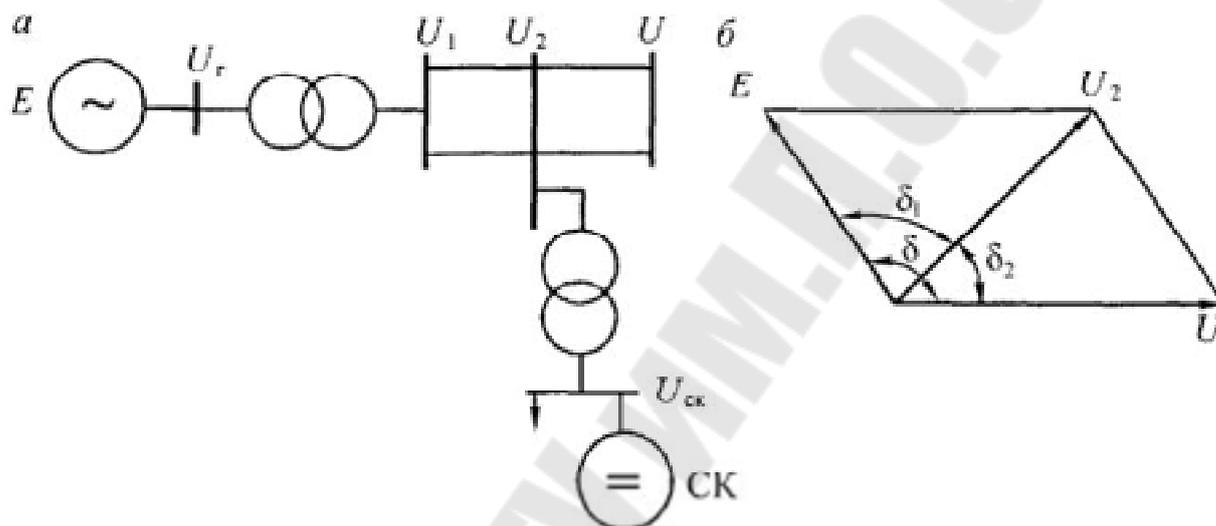


Рисунок 16.6 – Система электропередачи с промежуточным синхронным компенсатором: *а* – принципиальная схема; *б* – векторная диаграмма

Применение синхронных компенсаторов на промежуточной подстанции, причем снабженных АРВ СД, обеспечивает поддержание напряжения в месте присоединения к линии независимо от режима электропередачи. Практически это означает, что в линии появляются шины неизменного напряжения, разделяющие систему на две или более независимые части. В таких схемах устойчивость каждого из участков определяется независимо от другого. При этом пропускная способность и устойчивость системы значительно увеличивается, так как устойчивая работа обеспечивается при углах больше 90° (рисунок 16.7, *б*). Предел передаваемой мощности электропередачи при данной схеме определяется пределом мощности участка, имеющего наименьшую пропускную способность.

Особенно эффективно применение синхронных компенсаторов при оснащении их АРВ СД. В этом случае необходимая мощность синхронных компенсаторов для поддержания напряжения составляет величину 60-80 % от передаваемой по линии мощности.

При больших возмущениях в системе электропередачи синхронные компенсаторы даже с АРВ СД не могут достаточно быстро обеспечить постоянство напряжения из-за значительной электромагнитной инерции обмотки возбуж-

дения. Это приводит к ограничению величины передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости.

16.10. Отделение электростанций или части генераторов в аварийных режимах

Многолетний опыт эксплуатации энергосистем показывает, что ряд системных аварий, сопровождающихся дефицитом мощности, несмотря на наличие различных противоаварийных средств, заканчивается остановкой электростанций с потерей ими собственных нужд. Такие системные аварии являются для потребителей одними из самых серьезных по своим последствиям из-за вызываемого ими значительного времени перерыва электроснабжения. Это время определяется необходимостью выполнения операций по подаче напряжения и пуску электродвигателей собственных нужд, постепенному набору нагрузки на тепловых электростанциях и составляет для современных энергосистем несколько часов. Поэтому для сохранения собственных нужд электростанций при возникновении аварийных режимов с глубокими и длительными понижениями частоты и напряжения применяется отделение от энергосистемы ряда генерирующих источников со сбалансированной нагрузкой собственных нужд и наиболее ответственных потребителей. Это позволяет ускорить процесс восстановления нормальной работы тепловых электрических станций и потребителей в послеаварийных режимах. Отделяться от энергосистемы могут, например, все или часть агрегатов, отдельные блоки электростанций. При глубоких снижениях частоты, а также при одновременном и значительном уменьшении частоты и напряжения делительная автоматика станции (ДАС) действует в зависимости от баланса мощности электростанции и нагрузки. Следует отметить, что отделение генерирующего источника в особо тяжелых режимах является весьма важным противоаварийным мероприятием, позволяющим сохранить в работе тепловые электростанции и предотвратить погашение части или всей энергосистемы. Однако необходимо учитывать, что использование выделения генераторов в аварийных ситуациях увеличивает возникший дефицит мощности в энергосистеме. Это объясняется тем, что при отделении электростанции или генераторов в аварийных условиях не удастся обеспечить баланс мощности в отделившемся районе, и выделенная нагрузка меньше располагаемой мощности генераторов. Поэтому мощность генераторов при отделении используется несколько меньше, чем при их работе в энергосистеме.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные группы мероприятий по улучшению устойчивости?
2. Какие мероприятия основаны на улучшении параметров основных элементов электроэнергетических систем?
3. Как влияют индуктивные сопротивления электрических машин на устойчивость?
4. Каково влияние постоянной механической инерции электрических машин на динамическую и статическую устойчивость?

5. Как влияет изменение параметров трансформаторов и вида их нейтралей на устойчивость?
6. Какими мероприятиями могут быть изменены параметры линий электропередачи?
7. Каково влияние применения линий и вставок постоянного тока на устойчивость электроэнергетических систем?
8. Как влияет вид и длительность КЗ на предельную передаваемую мощность?
9. Какие мероприятия относятся к дополнительным средствам повышения устойчивости?
10. Каково влияние синхронных компенсаторов на устойчивость электрических систем?
11. Почему переключательные пункты на линиях электропередачи улучшают условия устойчивости?
12. Что понимается под электрическим торможением?
13. В каких случаях применение реакторов приводит к повышению устойчивости?
14. Какие средства автоматики наиболее эффективны для улучшения устойчивости?
15. Какие функции возлагаются на автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин?
16. Как форсировка возбуждения синхронных машин влияет на их устойчивость?
17. Как управлением мощностью турбин можно обеспечить устойчивость системы?
18. Какие мероприятия по улучшению устойчивости можно считать эксплуатационными?
19. В каких случаях отключением части генераторов можно сохранить устойчивость системы?
20. Зачем от энергосистемы отделяются электростанции или части генераторов в аварийных режимах?

Содержание

1. Введение. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах...	2
2. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах.....	13
3. Переходный электромагнитный процесс при трехфазном КЗ	31
4. Переходные процессы в сетях с незаземленной нейтралью.....	47
5. Однократная поперечная несимметрия	66
6. Однократная продольная несимметрия.....	76
7. Электромагнитные переходные процессы в распределительных сетях.....	97
8. Методы и средства ограничения токов КЗ.....	108
9. Общие сведения о режимах и электромеханических переходных процессах. Статическая и динамическая устойчивость электроэнергетических систем	120
10. Устойчивость нагрузки электроэнергетических систем.....	148
11. Мероприятия по повышению устойчивости	162
электроэнергетических систем	

Евминов Леонид Иванович

**ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМАХ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Пособие

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 28.12.17.

Рег. № 99Е.
<http://www.gstu.by>