

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ПО ДИСЦИПЛИНЕ

“ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ”

Санкт-Петербург

2020

УДК 621.311.018 (071)

Учебное пособие по дисциплине «Переходные процессы в электрических системах» / Составители: О.Я. Солёная, А.В. Рысин, С.В. Солёный. – СПб: ГУАП, 2020. – 65 с.

Составители: доц., к.т.н. Солёная О.Я., асс. Рысин А.В., доц., к.т.н. Солёный С.В.

Рецензент: проф., д.т.н. Сериков С.А., доц., к.т.н. Савельев А.И.

Данное учебное пособие содержит теоретические сведения об устойчивости и режимам работы электроэнергетической системы, основные сведения по практическим методам расчетов симметричных и несимметричных режимов замыканий в системах электроснабжения, задание на выполнение курсового проекта, а также перечень литературных источников, содержащих как теоретические сведения, так и примеры практического выполнения соответствующих расчетов.

В учебном пособии приведены общие требования к оформлению курсового проекта и вопросы для самостоятельной проверки знаний студентами. Предназначено для студентов очной и заочной форм обучения специальности 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Подготовлено к публикации кафедрой Электромеханики и робототехники по рекомендации методической комиссии Института инновационных технологий в электромеханике и робототехнике ГУАП.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Устойчивость электроэнергетической системы	5
1.1 Режимы работы электроэнергетической системы.....	5
1.2 Статическая устойчивость	6
1.3 Динамическая устойчивость	18
2. Расчет режимов коротких замыканий	30
2.1. Выбор основного электротехнического оборудования системы электроснабжения	32
2.2 Расчет симметричных режимов коротких замыканий	34
2.2.1 Моставление схемы замещения и расчет параметров ее элементов ...	34
2.2.2 Преобразование схемы замещения к простейшему виду относительно места повреждения	36
2.2.3 Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ от источников	37
2.2.4 Определение ударного тока короткого замыкания	37
2.2.5 Определение периодической и аperiodической составляющих тока КЗ в заданный момент времени	38
2.2.6 Расчет тока при трехфазном КЗ на шинах 0,4 кВ.....	41
2.3 Расчет несимметричных коротких замыканий	44
2.3.1 Составление и преобразование к простейшему виду схем замещения отдельных последовательностей.....	44
2.2.2 Определение начальных значений симметричных составляющих токов и напряжений при несимметричном КЗ	45
2.3 Построение векторных диаграмм токов и напряжений	47
2.4 Определение тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью	50
Оформление пояснительной записки.....	52
Контрольные вопросы для проверки знаний	54
Перечень ссылок	56
Приложение А	58
Приложение Б.....	64
Приложение В	65

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия – это необходимый ресурс, который должен быть надлежащего качества, для обеспечения работы электрооборудования во всех сферах жизнедеятельности человека.

Генерация электроэнергии производится на электростанциях различного типа, таких как: топливные, атомные, ветряные, приливные, гидроэлектростанции и многие другие. Также активно ведется поиск альтернативных и возобновляемых источников электроэнергии. Электрические станции на территории государства или расположенные за ее пределами осуществляют сбыт электроэнергии потребителю посредством различных профильных компаний. Передача электроэнергии осуществляется посредством электрических сетей и подстанций. Использование электроэнергии невозможно было бы без ее передачи конечному потребителю, поэтому сети и являются основной составляющей электроэнергетики.

Электроснабжение является неотъемлемой частью развития электроэнергетики в целом. С каждым годом растет потребление электроэнергии и число потребителей с 1 и 2 категориями по надежности электроснабжения, следовательно, требуется совершенствовать техническое состояние, безопасность и надежность работы электроэнергетических систем для обеспечения потребителей электроэнергией надлежащего качества. С учетом большого количества электрооборудования, отработавшего свой эксплуатационный срок, необходимо проводить реновацию и реструктуризацию. Для этого необходимо рассчитывать запас устойчивости электросети к малым и большим изменениям потребляемой мощности, прогнозировать поведение системы и учитывать возможные риски нарушения режима. Это позволит повысить устойчивость и функционирование электроэнергетических систем, что является актуальной задачей в современных условиях развития электроэнергетики.

1. УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1 Режимы работы электроэнергетической системы

Электроэнергетическая система (ЭЭС) является сложным электротехническим комплексом, включающим в себя производство, распределение и использование электрической энергии. Ее состояние в определенный момент времени называется режимом системы. Этот режим обуславливается некоторыми показателями, определяющими условия работы системы, которые еще называются параметры режима. К таким параметрам относят: значения активной и реактивной мощности, напряжения, силы тока, частоты, угол сдвига фаз напряжений и ЭДС. Всего можно выделить три вида режима сети: установившийся, переходный и послеаварийный.

Установившийся режим – это режим, по которому проектируется электрическая сеть и ее характеристики.

Переходный режим – это переход системы из одного состояния в другое.

Послеаварийный режим – этот режим наступает после аварийного отключения одного или нескольких элементов сети, причем сеть работает с параметрами, отличными от номинального режима работы.

Также различают параметры сети и параметры режима. Их различие состоит в том, что параметры режима связаны зависимостями без коэффициентов, которые зависят от физических свойств элементов, от метода их соединений и других расчетных допущений. Например, такими коэффициентами могут быть: активное, реактивное и полное сопротивление, проводимость, коэффициенты трансформации или усиления. Параметры сети зависят от характера изменения ее режима, следовательно, являются нелинейными: напряжение сети, частота и т.п.

Создание новых видов электропередач базируется на комплексном применении высоковольтных компактных по своей конструкции линий повышенной пропускной способности с улучшенными технико-

экономическими показателями и современных средств быстродействующего регулирования FACTS, обеспечивающих необходимые параметры управления режимов электропередач и энергосистем в целом, повышение их надежности, экономичности, бесперебойности энергоснабжения потребителей, энергетической и экологической безопасности.

Для улучшения технических показателей электропередачи переменного тока используют следующие методы:

- 1) увеличение пропускной способности линий электропередач (ЛЭП);
- 2) обеспечение широкого диапазона регулирования основных режимных параметров и характеристик;
- 3) создание электропередач с заранее заданными технико-экономическими характеристиками и свойствами;
- 4) сокращение удельных капитальных вложений в расчете на единицу передаваемой мощности;
- 5) уменьшение общей площади земельных угодий, отчуждаемых под их строительство и компактизация конструкций линий электропередач;
- 6) снижение экологического воздействия воздушных ЛЭП на окружающую среду.

Реализация каждой из этих новых возможностей электропередач переменного тока зависит от ряда фундаментальных факторов, влияющих на режимные параметры электроэнергетических систем.

1.2 Статическая устойчивость

Поскольку не существует режима сети, при котором отсутствуют какие-либо возмущения, следует учитывать, что отклонения параметров режима находятся около некоторого установившегося режима. Если система устойчива к таким малым возмущениям, то она статически устойчива.

Если принять, что ЭДС электростанций, полное сопротивление всей энергосистемы и напряжение сети неизменны, то электрическая мощность

будет зависеть от угла вылета ротора генератора δ между ЭДС и напряжением сети (рис. 1.1). Эта зависимость называется угловой характеристикой электропередачи и носит синусоидальный характер (рис. 1.2). Максимальная мощность, которая может быть передана потребителю, называется **пределом статической устойчивости**. Это значение соответствует амплитуде угловой характеристики и можно выразить в виде:

$$P_{np.cm.} = \frac{U_2 \cdot E}{X_{\Sigma}},$$

где E – ЭДС генераторов электростанции;

U_2 – напряжение сети;

X_{Σ} – суммарное сопротивление всей энергосистемы.

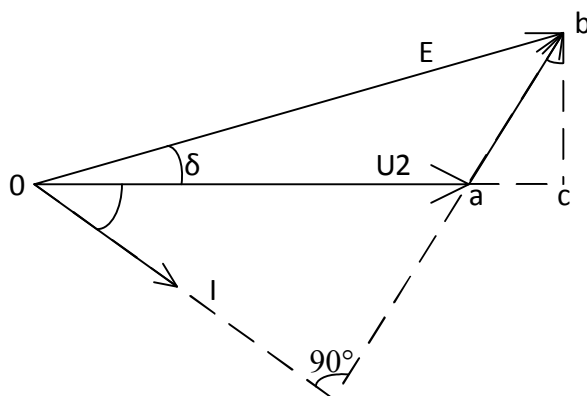


Рисунок 1.1. Векторная диаграмма тока и напряжения

Статическая устойчивость энергосистемы определяется соотношением механической мощности, развиваемой турбинами электростанций, и электрической мощностью, отдаваемой электростанцией. При номинальном режиме работы или при установившемся режиме эти мощности равны. Мощность турбины не зависит от угла δ и определяется количеством энергоносителя, используемого для работы генераторов.

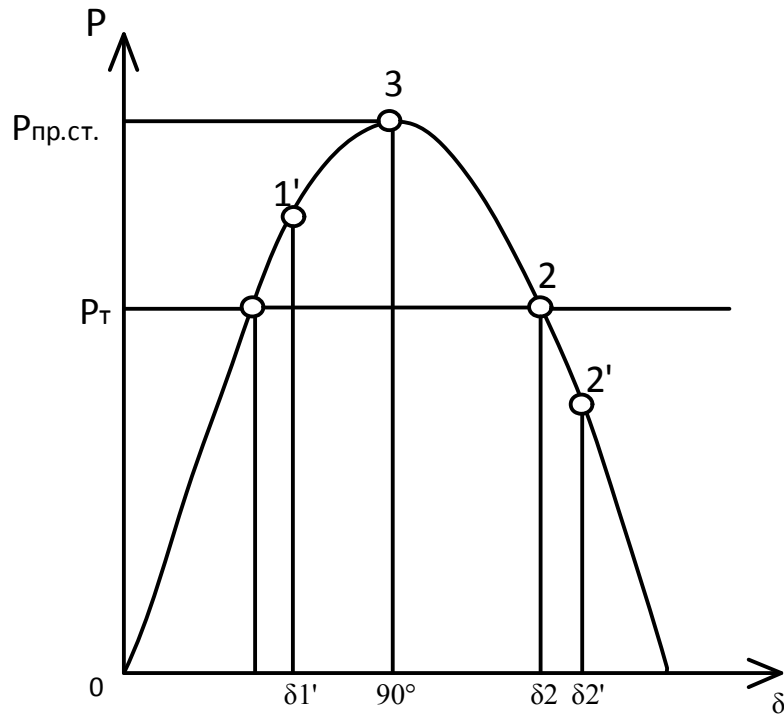


Рисунок 1.2. Угловая характеристика электропередачи

На рисунке 1.2 в точках 1 и 2 показан установившийся режим, однако точка 1 – это точка устойчивого равновесия, а точка 2 – точка неустойчивого равновесия. В диапазоне от 0 до 90° находится область устойчивой работы. При $\delta > 90^\circ$ устойчивая параллельная работа невозможна.

При $\delta = 90^\circ$ параллельная работа не производится, так как любые малые возмущения могут вызвать переход в неустойчивую область работы и нарушить синхронизм. Максимально возможная величина передаваемой мощности должна браться меньше предела статической устойчивости. Запас оценивается коэффициентом запаса по мощности, который определяется как:

$$K_{з.ст.} = \frac{P_{нр.ст.} - P_{дон}}{P_{дон}}$$

Запас статической устойчивости при установившемся режиме работы должен составлять не менее 20%, а в послеаварийном режиме (до вмешательства персонала) – не менее 8%.

Способы повышения статической устойчивости

Есть несколько способов повысить статическую устойчивость, один из которых заключается в *использовании генераторов на электростанциях с устройствами автоматического регулирования тока возбуждения (АРВ)*. При использовании таких генераторов максимум угловой характеристики смещается в область угла δ , находящуюся больше 90° . Сравнение угловых характеристик с использованием АРВ и без него показано на рисунке 1.3. Также повышению статической устойчивости может способствовать использование любых видов систем автоматического повторного включения (АПВ) [2].

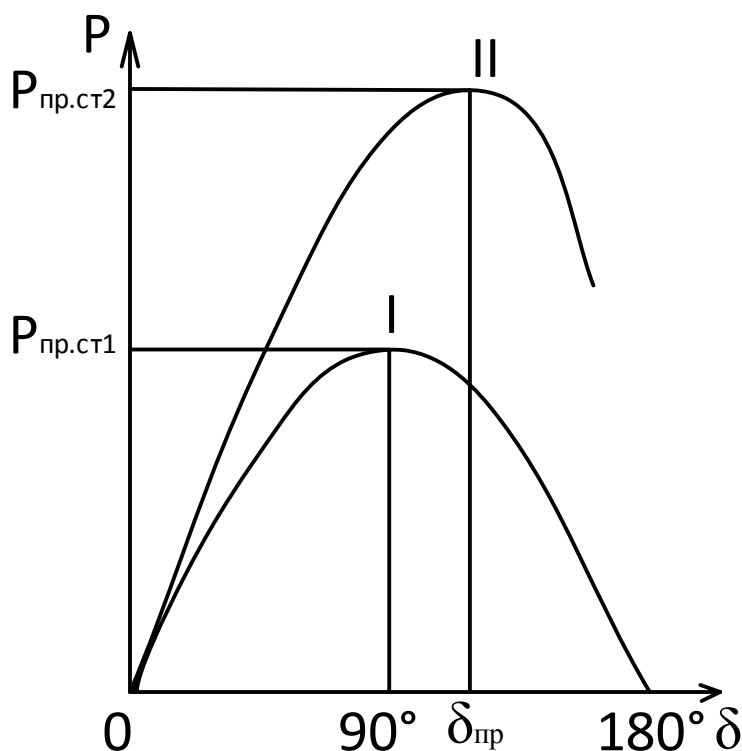


Рисунок 1.3. Угловая характеристика без АРВ (I) и с АРВ (II)

Факторы, влияющие на статическую устойчивость электроэнергетической системы:

– наличие шунтирующих реакторов;

– емкостные поперечные компенсирующие устройства (конденсаторные батареи);

– управляемые источники реактивной мощности;

– подстанции с промежуточной электрической нагрузкой.

Рассмотрим принцип действия перечисленных факторов подробно.

Шунтирующий реактор

Шунтирующий реактор – это электромагнитное устройство с большим индуктивным и малым активным сопротивлением. Это устройство применяют для увеличения пропускной способности ЛЭП очень высокого напряжения, а также регулирования величины передаваемой реактивной мощности и напряжения. Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35 – 750 кВ и могут как присоединяться к линии, так и включаться на шины подстанции. Токоограничивающий реактор – электрический аппарат, предназначенный для ограничения ударного тока короткого замыкания. Реакторы могут подключаются наглухо, либо через выключатели в крайних точках ЛЭП, чья протяженность превышает 300 км, для избежания перенапряжений в узлах системы при коммутационных переключениях. В частности, реакторы могут подключаются к шинам высокого напряжения станционных и сетевых подстанций. Подключение шунтирующего реактора вносит дополнительное индуктивное сопротивление, что приводит к уменьшению передаваемой мощности. Основным параметром реактора является его индуктивное сопротивление X_p , задаваемое в Ом или в процентах. Так как по конструкции реактор – это катушка без магнитного сердечника, его сопротивление не зависит от протекающего тока:

$$x_p = \omega L_p \text{ (Ом)},$$

$$x_p \% = x_p \frac{\sqrt{3} I_{HP}}{U_{HP}} \cdot 100,$$

где $I_{НР}$ и $U_{НР}$ – номинальные значения тока и напряжения реактора.

Кроме эффекта токоограничения реакторы позволяют поддерживать на шинах определенный уровень остаточного напряжения при повреждениях за реакторами (рис. 1.4). Поддержание более высокого уровня остаточного напряжения благоприятно сказывается на потребителях электроэнергии, питающихся от того же источника, что и поврежденная цепь.

Сдвоенные реакторы конструктивно подобны обычным, но от средней точки обмотки есть дополнительный вывод, к которому чаще всего подключается источник. Условное обозначение сдвоенного реактора и его электрическая схема приведены на рисунке 1.5 [3].

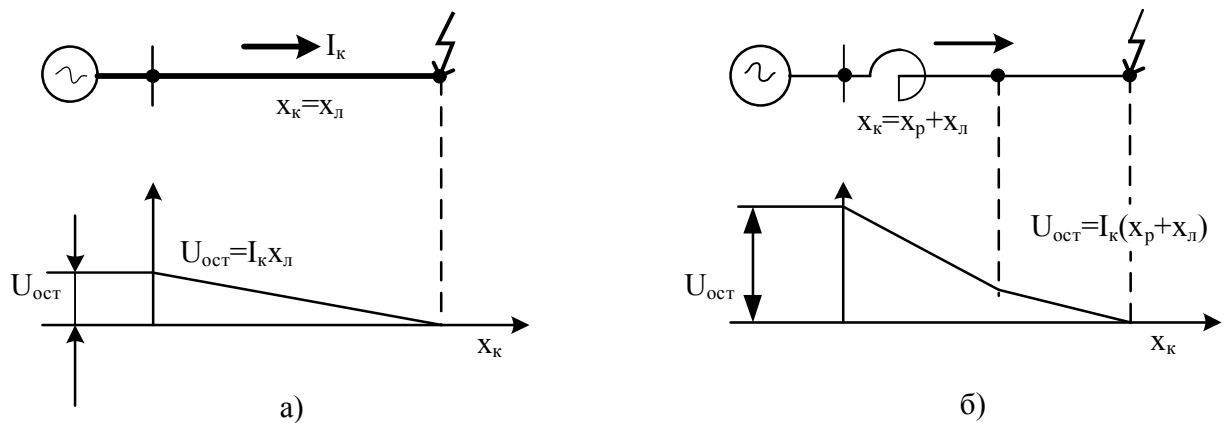


Рисунок 1.4. Влияние реакторов на напряжение сети

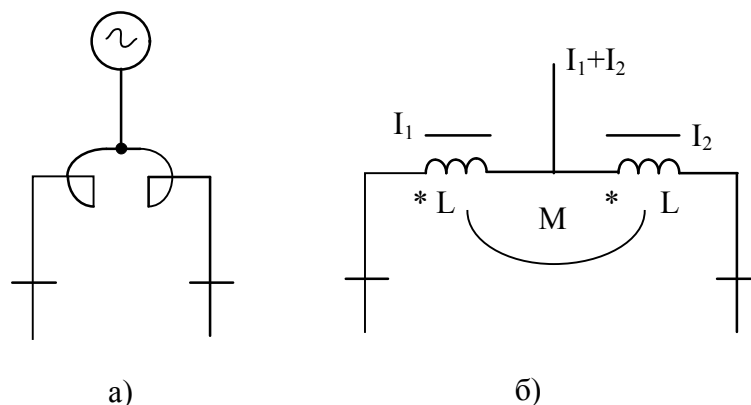


Рисунок 1.5. Сдвоенный реактор (а) и его схема замещения (б)

Ветви реактора рассчитаны на одинаковый номинальный ток I_n , а средний вывод на $2I_n$. За номинальное сопротивление сдвоенного реактора принимают сопротивление ветви обмотки при отсутствии тока в другой.

Преимуществом такого реактора является то, что в зависимости от направления токов в ветвях и схемы включения его сопротивление может уменьшаться или увеличиваться. Эта особенность обусловлена магнитной связью между ветвями каждой фазы (взаимной индуктивностью M). С учетом M потеря напряжения в ветви реактора, включенного по схеме рис. 1.5, б, определяется как:

$$\Delta U_p = I_1 \omega L \sin \phi_1 - I_2 \omega M \sin \phi_2,$$

т.е. за счет M она меньше, чем в случае обычного реактора с таким же индуктивным сопротивлением [4].

На рисунке 1.6 показана схема подключения шунтирующего реактора и схема замещения цепи.

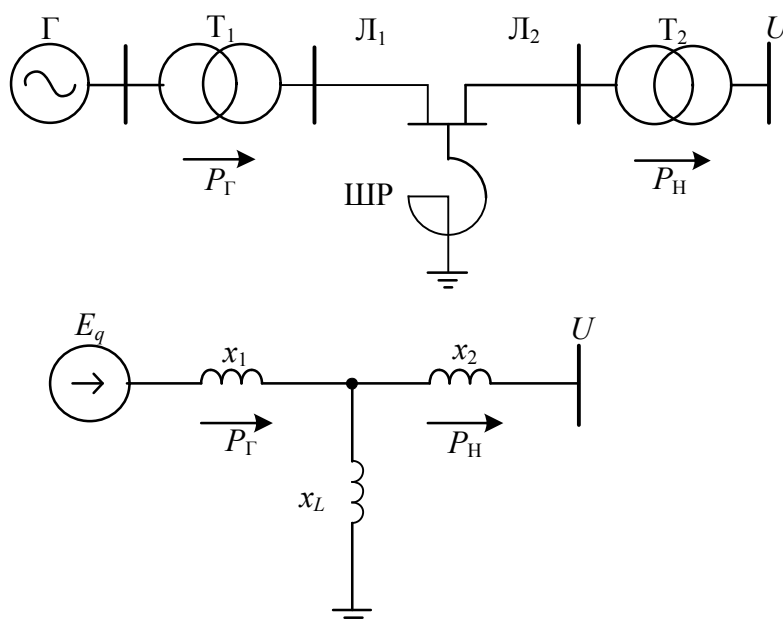


Рисунок 1.6. Схема подключения шунтирующего реактора и схема замещения цепи

В случае, когда шунтирующий реактор не подключен, расчет полного сопротивления и предела мощности выглядит как:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 ;$$

$$P_M = \frac{E_q \cdot U}{X_{12}} .$$

Но когда в сеть включен шунтирующий реактор, полное сопротивление цепи возрастает, а предел мощности падает:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{jx_L} = j(x_{12} + x_L),$$

$$P_M = \frac{E_q \cdot U}{X_{12} + X_1} .$$

На рисунке 1.7 показаны зависимости угловой характеристики мощности генератора при использовании шунтирующего реактора и без.

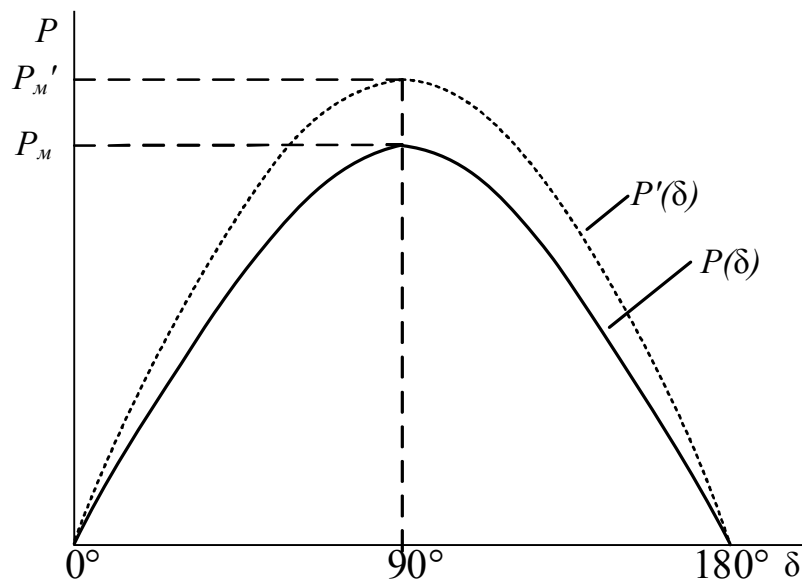


Рисунок 1.7. Угловые характеристики с отключенным и подключенным шунтирующим реактором

Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи – это установки, компенсирующие емкостную или индуктивную составляющую переменного тока. Конденсаторные батареи иногда устанавливаются и подключаются в промежуточных точках ЛЭП с целью поддержания нормальных уровней напряжения при передаче больших потоков мощности. Поскольку конденсаторы снижают индуктивную составляющую, передаваемая мощность растет, из чего делается вывод, что конденсаторные батареи положительно влияют на статическую устойчивость. Результат работы конденсаторных батарей показан на рисунке 1.8.

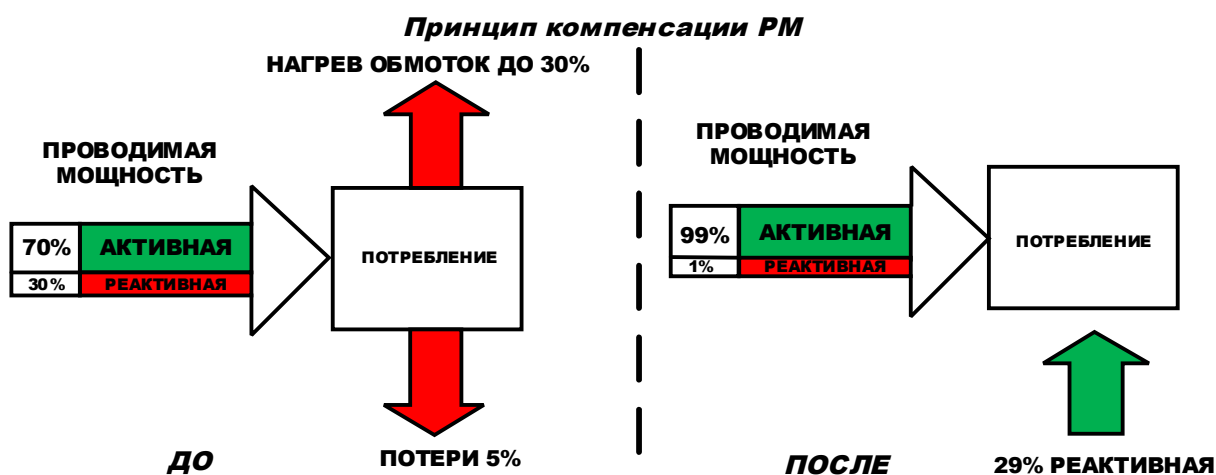


Рисунок 1.8. Принцип работы устройства компенсации реактивной мощности (КРМ)

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую ими мощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, выключения) применяют в сетях до 1 кВ обычные контакторы, в сетях 6 – 10 кВ и выше – выключатели либо тиристорные ключи (два тиристора или тиристорных блока, включенных встречно-параллельно). Такие батареи подключаются параллельно нагрузке. Зависимость уровня напряжения от количества секций КРМ представлена на рисунке 1.9.

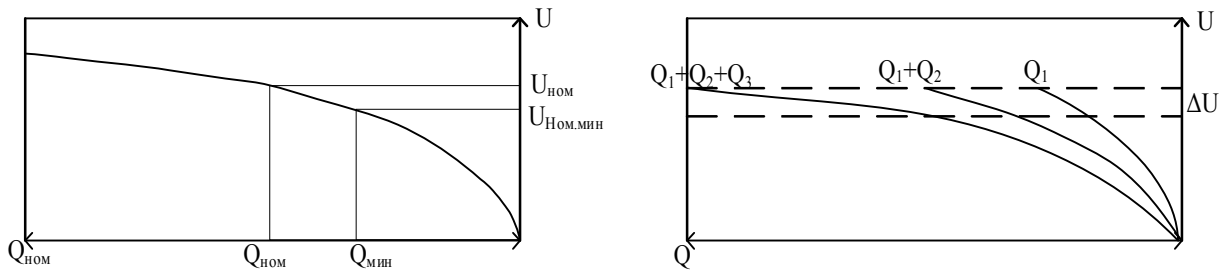


Рисунок 1.9. Зависимость уровня напряжения от количества секций КРМ

На рисунке 1.9 показана схема подключения и схема замещения конденсаторных батарей.

Для расчета предела мощности следует так же, как и в случае с шунтирующими реакторами, посчитать полное сопротивление цепи. Для расчета используются следующие формулы:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 - \frac{jx_1 \cdot jx_2}{jx_c} = j(x_{12} - x_c),$$

$$P_M = \frac{E_q \cdot U}{X_{12} - X_c}.$$

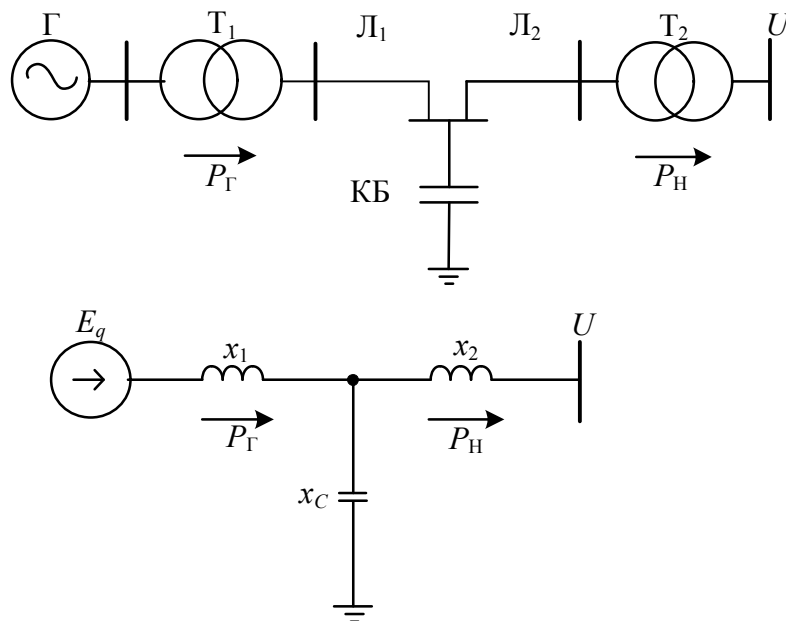


Рисунок 1.9. Зависимость уровня напряжения от количества секций

На рисунке 1.10 представлена угловая характеристика с использованием и без использования конденсаторных батарей.

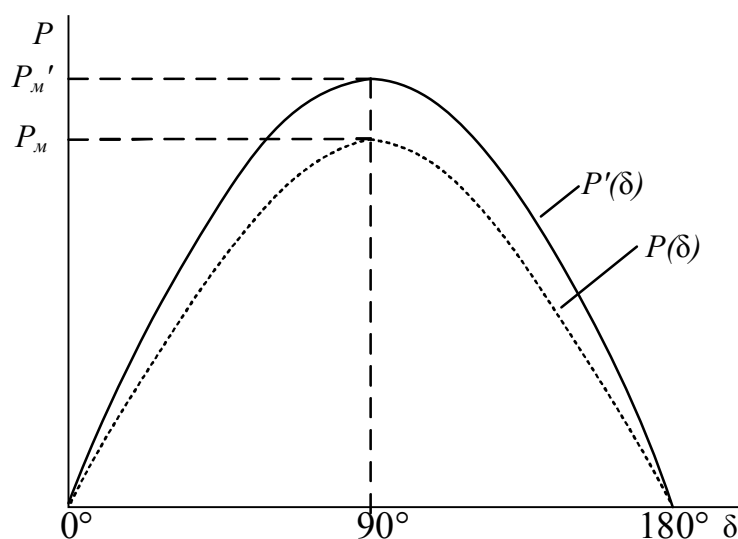


Рисунок 1.10. Угловые характеристики мощности с отключенным и подключенным шунтирующим реактором

Использование конденсаторных батарей в системах электроснабжения положительно сказывается на их статической устойчивости [5].

Управляемые источники реактивной мощности

Управляемые источники реактивной мощности – это любые устройства, которые могут целенаправленно изменять баланс реактивной мощности в электрической системе. Это воздействие достигается изменением как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. Источник реактивной мощности – это регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, ступенчато, плавно или плавно-ступенчато. Сегодня источники реактивной мощности используются для снижения потерь активной мощности и электроэнергии, регулирования напряжения в узлах нагрузки, увеличения пропускной способности линий электропередач, ограничения перенапряжений, симметрирования режима. Такие источники устанавливаются на крупных подстанциях с напряжением

330-500 кВ и подключаются к низкому напряжению 10-20 кВ. Это синхронные машины, работающие в режиме холостого хода, то есть без активной нагрузки. Синхронный компенсатор (СК), включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как:

$$Q_{СК} = \frac{U^2}{X_d},$$

где X_d – синхронное реактивное сопротивление СК.

При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим). Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК, как правило, не ниже 50 % номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности. В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\max} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Так же, как и для генераторов, свойства СК определяются и его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, т.е. способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах.

Подключение промежуточной нагрузки отрицательно влияет на статическую устойчивость, так как в момент подключения происходит падение напряжения. В статически устойчивых электроэнергетических системах средства регулирования напряжения отслеживают эти изменения и сразу возрастает передаваемая мощность, если мощности источника питания выявляется достаточно.

1.3 Динамическая устойчивость

В аварийных ситуациях, в последствии которых происходит аварийное отключение элементов электрической сети, появляются большие возмущения и, как следствие, значительное отклонение параметров сети от установившихся. Если система обладает устойчивостью к таким изменениям и способна восстанавливать параметры сети на уровне, близком к номинальным, то система динамически устойчива.

Для оценки динамической устойчивости применяют метод площадей. Для примера рассмотрим схему электроснабжения с коротким замыканием (КЗ) и успешным срабатыванием устройств автоматического повторного включения (АПВ), которая изображена на рисунке 1.11.

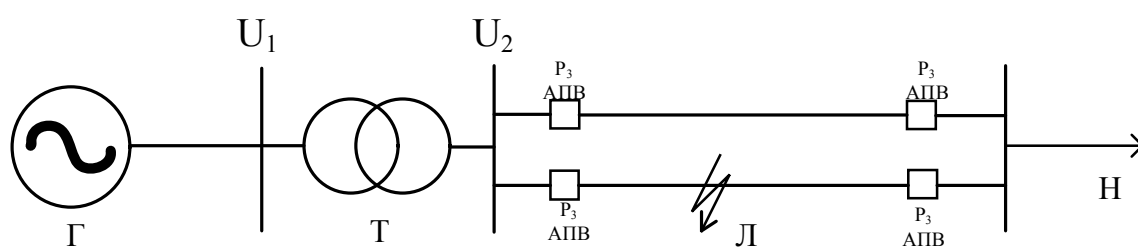


Рисунок 1.11. Простейшая схема электроснабжения

Исходное состояние системы характеризуется точкой 1 в угловой характеристике I на рисунке 1.12. На линиях электропередач Л происходит КЗ и угловая характеристика смещается в состояние II. Происходит падение мощности ΔP до точки 2 из-за резкого падения сопротивления и, как следствие, падение напряжения в узлах системы. Изменение мощности зависит от вида КЗ и его месторасположения. В худшем случае может произойти трехфазное КЗ и мощность упадет до нуля. Механической мощности турбин становится существенно больше электрической и угол δ начинает резко возрастать. Точка 3 характеризует автоматическое отключение поврежденной линии электропередач с обеих сторон устройствами релейной защиты (РЗ). Происходит перемещение в точку 4

находящейся на угловой характеристике III, которая соответствует режиму работы сети с одной линией электропередач. За время изменения угла δ от δ_1 до δ_3 роторы генераторов получают лишнюю кинетическую энергию, которая пропорциональна площади фигуры, ограниченной прямой P_t , прямой 1-2, прямой 3-4 и кривой 2-3. Эта площадь называется площадью ускорения.

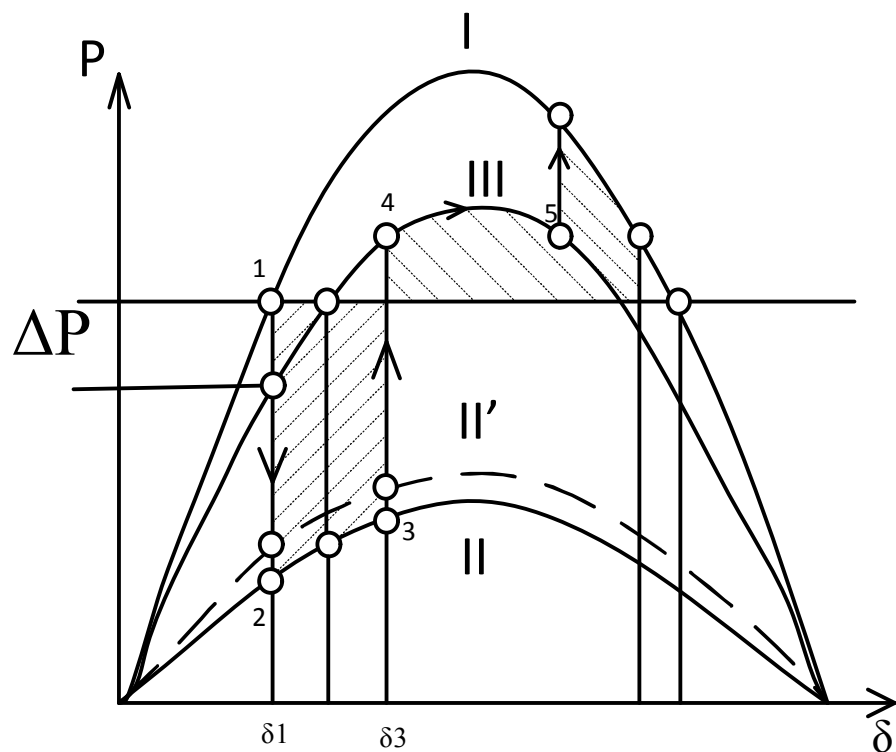


Рисунок 1.12. Угловые характеристики электропередачи

В точке 4 роторы начинают сбрасывать скорость, так как электрическая энергия превышает механическую. Это торможение будет провоцировать увеличение угла δ до тех пор, пока вся лишняя кинетическая энергия не преобразуется в потенциальную. Потенциальная энергия пропорциональна второй заштрихованной области на рисунке 1.12 и ограничена прямыми 3-4, 5-6, P_t и кривыми угловых характеристик I и III. Эта площадь носит название площади торможения. В точке 5 происходит срабатывание АПВ и если оно

успешно, то угловая характеристика переносится на кривую I. В случае неудачи в срабатывании – на кривую II.

Предположим, что срабатывание успешно, тогда увеличение угла δ будет продолжаться до точки 7, где величина площади ускорения равна площади торможения. Однако угол δ все еще изменяется из-за превосходства электрической мощности турбин над механической, но теперь уже в сторону уменьшения. Процесс установится в точке 1 с течением времени после нескольких колебаний угла δ около установившегося режима. Изменение угла δ показано на рисунке 1.13.

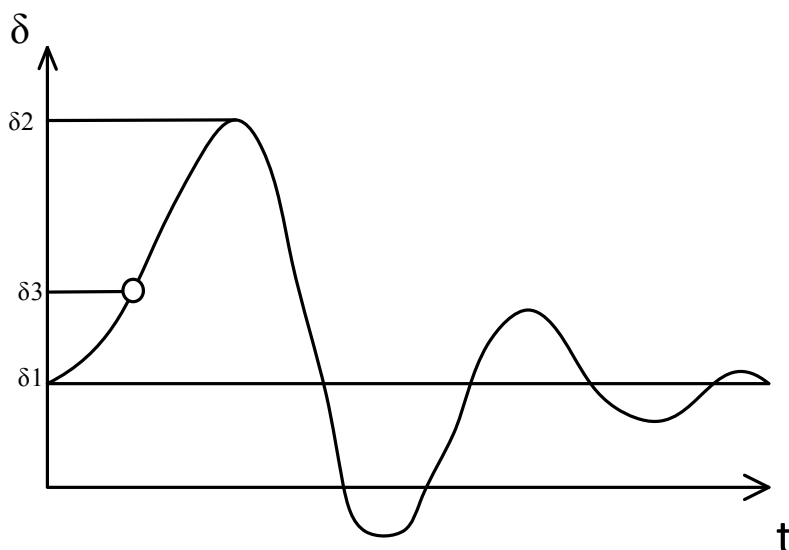


Рисунок 1.13. Изменение угла δ во времени

Для упрощения анализа мощность турбин P_t принимается неизменной, хотя она и имеет некоторые незначительные колебания из-за регуляторов частоты вращения [5].

Для динамической устойчивости важно выполнение условий статической устойчивости, чтобы мощность турбин была ниже предела статической устойчивости.

В рассмотренном примере могла бы быть нарушена устойчивость при увеличении угла δ дальше точки 8. Угол δ в точке 8 назывался бы

критическим углом $\delta_{кр}$ и далее произошло бы лавинное падение угла δ и выход генераторов из синхронизма.

Запас динамической устойчивости можно также описывать коэффициентом запаса, равным отношению максимально возможной площади торможения к площади ускорения:

$$K_{з.дин} = \frac{S_{тор.макс}}{S_{уск}} .$$

Если $K_{з.дин} < 1$, то режим не устойчив, при $K_{з.дин} > 1$, то режим устойчив.

Любая авария, произошедшая в энергосистеме, негативно сказывается на динамической устойчивости. На рисунке 1.14 показан пример с отключением одной линии электропередачи.

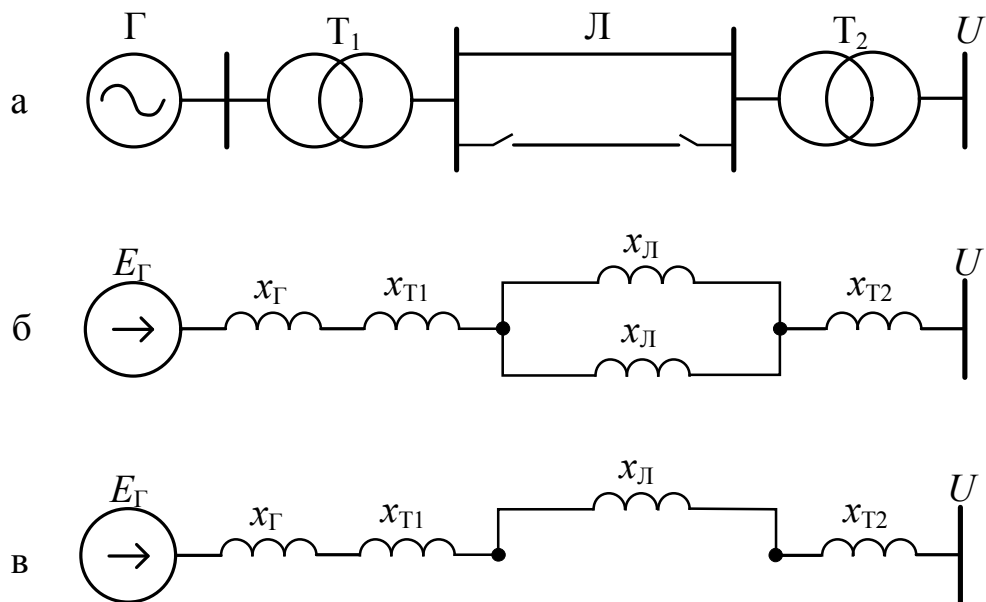


Рисунок 1.14. Одномашинная энергосистема (а) и ее схемы замещения: для нормального режима (б) и режима с отключенной цепью (в)

Реактивное сопротивление сети при нормальном режиме работы и максимум угловой характеристики рассчитывается по следующим формулам:

$$x_1 = x_2 + x_{m1} + \frac{x_n}{2} + x_{m1},$$

$$P_{M1} = \frac{E_2 \cdot U}{X_1}.$$

Реактивное сопротивление сети в послеаварийном режиме работы и максимум угловой характеристики рассчитывается по следующим формулам:

$$x_1 = x_2 + x_{m1} + x_n + x_{m1},$$

$$P_{M2} = \frac{E_2 \cdot U}{X_2}.$$

На рисунке 1.15 показаны угловые характеристики с включенной и отключенной линией электропередачи.

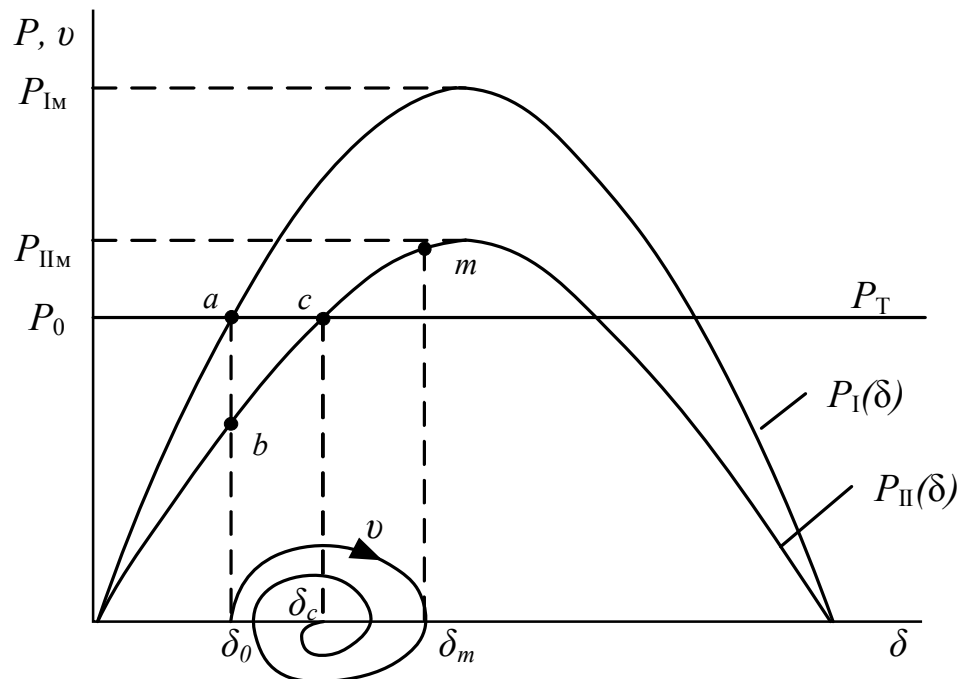


Рисунок 1.15. Угловые характеристики для нормального и послеаварийного режима работы

В точке **a** характеристики мощности турбины $P_T(\delta)=\text{const}$ и угловой характеристики генератора $P_I(\delta)=P_{1m}\sin(\delta)$ пересекаются, в нормальном режиме этому соответствует угол δ_0 , мощность P_0 и скорость (частота) ω_0 , установившиеся в данном режиме. При выключении цепи происходит резкий выброс активной мощности, отдаваемой генератором в сеть, до величины, соответствующей точке **b**. В результате нарушается баланс моментов или мощностей на валу ротора генератора и турбины за счет уменьшения тормозящего момента, обусловленной электрической нагрузкой. Угол δ_0 и частота вращения сохраняют свои значения в момент выключения цепи в силу инерции ротора генератора. Далее под действием избыточного ускоряющего момента относительная скорость v растет и при значении угла δ_c становится наибольшей.

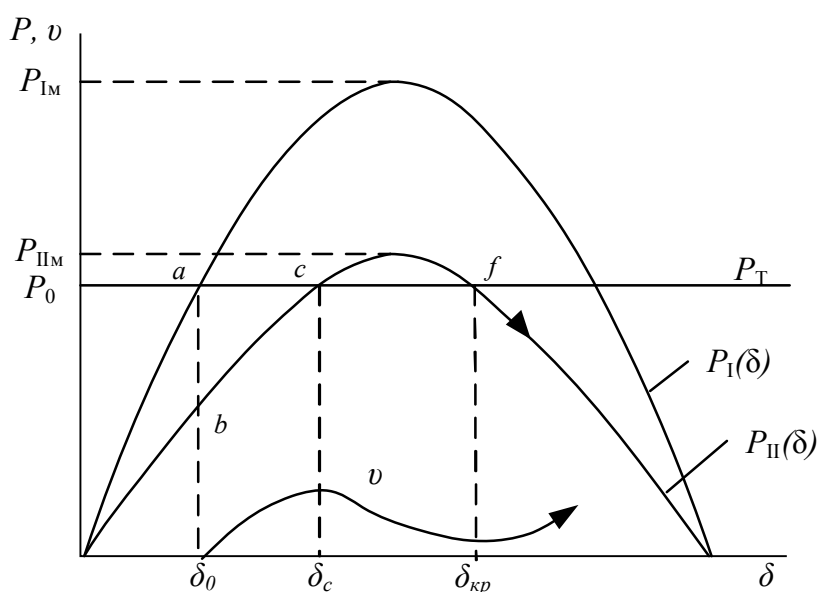


Рисунок 1.16. Неустойчивый динамический переход энергосистемы

В точке **c** ускоряющий и тормозящий моменты равны друг другу, но ротор по инерции из-за избыточной кинетической энергии, накопленной на участке bc , будет продолжать относительное движение. Однако это движение будет происходить с торможением, поскольку справа от точки **c** ускоряющий момент турбины меньше, чем тормозящий электромагнитный момент

генератора. Увеличение угла вылета ротора прекратится при значении δ_m , когда дополнительная кинетическая энергия, приобретенная ротором на участке bc , скомпенсируется равной по величине потенциальной энергией на участке cm .

При значении угла δ_m режим не установится, поскольку в этом состоянии тормозящий момент генератора больше ускоряющего момента турбины. Под действием большого тормозящего момента от точки m ротор будет возвращаться к углу δ_c и снова по инерции его пройдет. Однако, к начальному углу δ_0 ротор не возвратится вследствие потерь на трение и действия демпфирующих моментов. Амплитуда изменения угла при дальнейших качаниях ротора будет постепенно уменьшаться и окончательно режим системы установится в новой точке устойчивого равновесия – точке c .

Но возможен другой исход процесса. Если угол вылета ротора достигнет критической величины $\delta_{кр}$, соответствующей точке f на рисунке 1.16 прежде, чем относительная скорость v примет нулевое значение, то избыточный момент на валу ротора генератора будет опять ускоряющим. Относительная скорость v ротора снова начинает расти до выпадения генератора из синхронизма. Такой характер нарушения устойчивости называется динамическим. График изменения угла δ при устойчивом и неустойчивом динамическом переходе показан на рисунке 1.17.

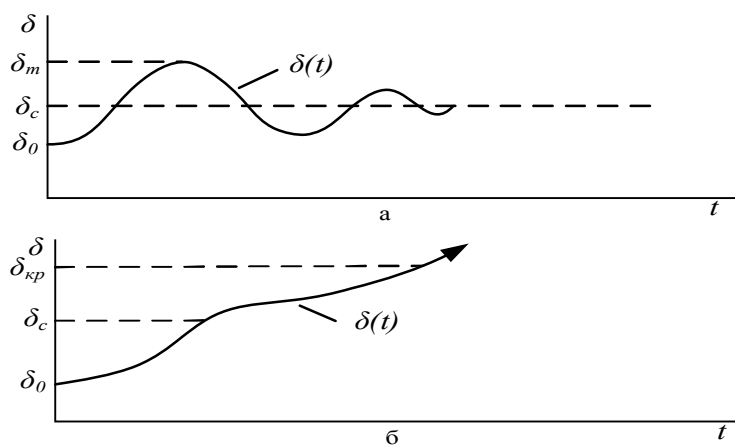


Рисунок 1.17. Изменения угла δ при устойчивом(а) и неустойчивом(б) динамическом переходе

В целом *устойчивость* всей энергосети – это возможность возвращения в исходное состояние при возмущениях.

Существуют следующие *способы, повышающие устойчивость ЭЭС*:

- повышение напряжения в линиях электропередач;
- применение современных быстродействующих выключателей, защит и автоматического повторного включения линий;
- увеличение ЭДС питающих генераторов;
- уменьшение индуктивного сопротивления линий электропередач;
- реновация оборудования;
- резервирование систем электроснабжения;
- увеличение резервов активной мощности;
- автоматическая частотная разгрузка;
- реструктуризация схемы электросети.

Рассмотрим каждый способ в отдельности.

Повышение напряжения в электросети позволит создать некоторый запас напряжения на случай подключений дополнительной нагрузки к питающей сети. Также повышение напряжения способствует уменьшению потерь энергии на нагрев.

Современные средства защиты, устройства АПВ и АВР, ЗКА обладают высоким быстродействием. Аппараты защиты имеют время срабатывания до 0,005 секунд. При таком высоком быстродействии в случае аварии участок будет отключен от сети и введется резерв (либо сработает АПВ), и кратковременный перебой питания будет минимален. В современных электрических сетях повсеместно применяются устройства АПВ и устройство защиты и автоматики (УЗиА) (рис. 1.18).



Рисунок 1.18. Устройство АПВ и УЗаА

Увеличение ЭДС генераторов также создает некоторый нагрузочный резерв мощности, позволяющий покрыть нарушения статической устойчивости. Для повышения динамической устойчивости при коротком замыкании особенно большое значение имеет форсировка возбуждения, при которой контакты специального реле шунтируют реостаты возбуждения. В результате в обмотку возбуждителя подается наибольший возможный ток. В современных генераторах «потолочный» ток возбуждения составляет 1,8 – 2,0 от его номинального значения.

Уменьшение индуктивного сопротивления может достигаться несколькими способами:

- применение расщепления фазы на 2 или 3 провода, однако этот метод подходит только для сетей 110 кВ и выше;
- использование конденсаторных батарей для компенсации реактивной мощности.

Реновация оборудования позволит уменьшить число аварий, связанных с износом электрооборудования. Сегодня часто встречаются трансформаторы и ЛЭП, отработавшие свой срок службы до 2 раз. Также современное оборудование имеет более высокую точность управления, что позволяет повысить качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения.

Резервирование систем электроснабжения – весьма дорогостоящее мероприятие, однако в случае возникновения аварий позволяет не оставить потребителя без электроэнергии. Резерв мощности можно разделить на три типа: аварийный, нагрузочный и ремонтный. Для резерва активной мощности используют вращающийся аварийный резерв, который включается в работу при выходе из синхронизма основных генераторов или при отключении от сети мощных линий электропередач. При расчете минимально необходимой величины резерва определяют самую тяжелую аварию, которая может произойти в энергосистеме, схемы питания системы и способы регулирования возбуждения генераторов. Резерв реактивной мощности получается из-за недогрузки генераторов в исходном режиме реактивной мощностью, что приводит к ухудшению устойчивости. Генератор в этом случае работает с пониженным током возбуждения и большими начальными углами.

Изменение частоты в электрической системе происходит из-за нарушения баланса потребляемой и генерируемой активной мощности. При снижении частоты реактивная мощность, вырабатываемая генераторами, уменьшается, а мощность, потребляемая нагрузкой, увеличивается. Это снижает напряжение в узлах нагрузки и в некоторых случаях вызывает лавину частоты и напряжения, приводящую к массовому отключению потребителей и нарушению устойчивости параллельной работы.

Если частота сети упадет до опасного уровня, то часть нагрузки, не имеющей особой важности, отключится автоматически от системы. Использование устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) повышает устойчивость системы и ее элементов, предотвращая лавинное падение напряжения. Как следствие, получается обеспечить устойчивую работу большинства важных потребителей. Устройства АЧР можно подразделить на три категории:

АЧР I. Задача быстродействующей АЧР I заключается в незамедлительном отключении от сети электроснабжения ряды

потребителей, не являющихся особо важными, для того, чтобы остановить резкое падение частоты сети в энергосистеме. Чаще всего диапазон регулировки АЧР I устанавливаются в границах от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом 0,1 Гц. Потребляемая мощность тех потребителей, которые отключаются при срабатывании АЧР распределяется равномерно по ступеням. Временная выдержка АЧР I устанавливается в диапазоне от 0,3 до 0,5 секунды.

АЧР II. Задачей АЧР II является наращивание частоты сети в электросистеме после остановки ее резкого падения, которая осуществилась с помощью АЧР I, до значения 49 Гц и выше. АЧР II начинает свою работу только после того, как частота сети прекращает свое падение и останавливается на значении 47,5–48,5 Гц. Временная выдержка между ступенями АЧР II гораздо больше, чем у АЧР I и берется в диапазоне от 5 до 90 секунд. Такое значение выдержки объясняется тем, что энергосистема может функционировать при значении частоты 49,2 Гц, следовательно, отключать еще больше потребителей, ради установки значения частоты до номинальных 50 Гц не является рациональным решением.

АЧР III. Последняя категория является совокупностью АЧР I и АЧР II. Логика работы остается прежней. При такой схеме работы АЧР частота сети не сможет опуститься ниже 46 Гц, а восстановление до допустимых значений происходит максимум за 90 секунд.

Согласно [6] и [7] всех *потребителей электроэнергии можно разделить на три группы или категории:*

1 категория – это самые ответственные потребители электроэнергии. Сбой в их работе может принести колоссальный ущерб здоровью и жизни человека, огромные материальные затраты, нарушение безопасности государства.

2 категория – это потребители электрической мощности, отключение которых в случае неисправности или обесточивания может нарушить технологический процесс производства продукции, привести к простоям рабочих и техники, некорректной работе механизмов и электротранспорта.

3 категория – это потребители электроэнергии, отключение от электросети которых не приведет к опасным последствиям, материальным затратам или опасности здоровью и жизни человека. Также они не должны обеспечивать безопасность государства или отвечать за сложные технологические процессы. Длительность отключения их от сети не должна превышать 1 суток до выезда ремонтной бригады.

Реструктуризация системы заключается в том, чтобы полностью изменить схему энергосети таким образом, чтобы разделить ее отдельные независимо работающие части. Это позволит в дальнейшем локализовать места аварийных отключений электрооборудования и избежать аварийных отключений потребителей. Для этого в каждой электрической системе на этапе проектирования устанавливаются точки деления, в которых можно производить разделение сети без последствий. Любое деление системы может приводить к ее ослаблению, поэтому это выполняется только при соблюдении устойчивости всей системы и при большой устойчивости будущих отдельных частей [7].

2. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Целью курсовой работы по расчету аварийных режимов ЭЭС является приобретение практических навыков расчета электромагнитных переходных процессов в системах электроснабжения. Во время работы студенты должны научиться проводить расчеты токов и напряжений при симметричных и несимметричных коротких замыканиях в высоковольтной сети системы электроснабжения, токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, а также определять токи КЗ в низковольтных сетях. Кроме того, студенты должны усвоить методику построения векторных диаграмм токов и напряжений при несимметричных коротких замыканиях.

Во время практического расчета токов КЗ в системах электроснабжения с номинальным напряжением выше 1 кВ принимают следующие допущения [8, 9]:

- неизменность фазы ЭДС генераторов (отсутствие колебаний генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- неучет насыщения магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- пренебрежение токами намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- неучет емкостной проводимости воздушных и кабельных линий;
- пренебрежение активными сопротивлениями элементов схемы, если отношение результирующих индуктивного и активного сопротивлений от источника до точки КЗ $X_{\Sigma} / R_{\Sigma} \geq 3$. Но активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Указанные предположения приводят к некоторому увеличению расчетных токов КЗ. Погрешности практических методов не превышают 10%.

Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением до 1 кВ

выполняют с теми же предположениям, что и в сетях напряжением выше 1 кВ, но с учетом активных сопротивлений силовых элементов сети [9].

Исходные данные для выполнения расчетов по вариантам, задаваемым преподавателем, приведены в приложении А.

ЗАДАНИЕ

Исходными данными для выполнения курсовой работы является расчетная схема электрической системы (рис. А.1 или А.2) и параметры ее элементов (табл. А.1-А.4).

Схема электрической системы выбирается по последней цифре номера зачетной книжки: 0-4 – рис. А.1, 5-9 – рис. А.2. Номер варианта для выбора параметров электрооборудования (табл. А.1-А.2), а также для выбора параметров кабельных линий (табл. А.4) тоже выбирается по последней цифре номера зачетной книжки.

Номер варианта для выбора параметров воздушных линий (табл. А.3) соответствует порядковому номеру фамилии студента в журнале группы.

В курсовой работе необходимо:

1. Выполнить расчет тока в начальный и заданный момент времени при трехфазном коротком замыкании в точке К1 с учетом подпитки места КЗ электродвигателями. Во время выполнения этих расчетов принять, что один из трансформаторов Т3-Т4 отключен, а секционный выключатель (на схеме рис. А.2 – два выключателя) включен.

2. Выполнить расчет несимметричного короткого замыкания в заданной точке (табл. А.3) и построить векторные диаграммы токов и напряжений в начальный момент времени в месте КЗ (сторона ВН трансформатора) и векторную диаграмму напряжений на шинах НН этого же трансформатора.

3. Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 6 кВ (точка К1) и определить целесообразность установки дугогасящих реакторов.

4. Рассчитать ток трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4 кВ (точка К4).

2.1. Выбор основного электротехнического оборудования системы электроснабжения

Перед началом расчетов необходимо по данным, приведенным в табл. А.1-А.4 (номинальные напряжения и мощности элементов системы), выбрать типы основного электрооборудования (генераторов, трансформаторов, синхронных и асинхронных двигателей) и, пользуясь справочником, выписать параметры этого оборудования, необходимые для выполнения расчетов:

Генераторы (G) – $P_{\text{НОМ}}$, МВт; $U_{\text{НОМ}}$, кВ; $\cos\phi_{\text{НОМ}}$; X_{d}'' , о.е.; X_{2*} , о.е.; тип системы возбуждения;

Трансформаторы или автотрансформаторы (Т, АТ) – $S_{\text{НОМ}}$, МВ·А; $U_{\text{НОМ}}$, кВ (для всех обмоток); $U_{\text{к}}$, %;

Реакторы (LR) – $X_{\text{р}}$, Ом (або %); $U_{\text{НОМ}}$, кВ; $I_{\text{р.НОМ}}$, А;

Двигатели (синхронный – MG, асинхронный – M) – $P_{\text{НОМ}}$, МВт; $U_{\text{НОМ}}$, кВ; $\cos\phi_{\text{НОМ}}$; коэффициент полезного действия η , %; $I_{* \text{пуск}}$, о.е.

Эти данные можно найти, например, в [8, 13].

Для определения активного сопротивления трансформатора Т5, кроме вышеприведенных данных, нужно знать также величину потерь мощности короткого замыкания $\Delta P_{\text{к}}$.

При выборе оборудования нужно обеспечивать согласованность между номинальными напряжениями объектов. Так, например, номинальное напряжение генераторов G1 и G2 должно совпадать с номинальным напряжением обмоток НН трансформаторов Т1 и Т2. Для трансформаторов

T3, T4 выше номинальное напряжение должно совпадать с напряжением высоковольтной сети, а ниже – соответствовать классу напряжения 6 кВ. Нужно помнить, что номинальные напряжения электротехнического оборудования не всегда совпадают с номинальными напряжениями электрических сетей.

Для кабельных линий WK1 и WK2 удельные активное и индуктивное сопротивления выбираются из справочной литературы. Исходными данными при этом является сечение линии, которое выбирается согласно табл. А.5 по мощности двигателя, и марка кабеля, принимается студентом или задается преподавателем. Следует выбирать провода и кабели с алюминиевыми жилами.

При выборе конкретных типов синхронных и асинхронных двигателей необходимо обеспечить требуемое значение номинальной мощности в соответствии с табл. А.2 и номинального напряжения (6 кВ); другие параметры двигателя (количество пар полюсов, габарит и т.д.) могут быть выбраны студентом произвольно.

2.2 Расчет симметричных режимов коротких замыканий

2.2.1 Составление схемы замещения и расчет параметров ее элементов

Для проведения расчетов переходных процессов прежде всего необходимо на основе расчетной схемы электрической системы (рис. А.1, А.2) составить схему замещения для начального момента времени. При этом все источники (генераторы, электродвигатели, система) представляются сверхпереходными ЭДС и сопротивлениями, а пассивные элементы (линии электропередачи, трансформаторы) – одним или несколькими сопротивлениями. В схему замещения включают только те элементы, по которым протекает ток КЗ.

Сопротивления элементов схемы замещения целесообразно обозначать в виде дроби: в числителе указывается арабскими цифрами порядковый номер элемента, в знаменателе – значение его сопротивления. Расчет рекомендуется проводить в относительных единицах, используя приближенное приведение к базисным условиям: базисной мощности S_b и базисной напряжения U_b . Значение базисной мощности для упрощения вычислений обычно принимают 100 или 1000 МВ·А. За базисное напряжение принимается среднее номинальное напряжение того уровня, на котором имеет место КЗ.

Шкала средних номинальных напряжений имеет следующий вид: 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 0,4 кВ.

Формулы приближенного приведения сопротивлений элементов с базисными условиями приведены в табл. Б.1, а также в литературе [9, 12].

Сверхпереходная ЭДС синхронных генераторов и синхронных электродвигателей, работающих в режиме КЗ с перевозбуждением, определяется по формуле:

$$E_*'' = \sqrt{(U_{0*} \cdot \cos \varphi_0)^2 + (U_{0*} \cdot \sin \varphi_0 + I_{0*} \cdot X_d'')^2},$$

где U_{0*} , I_{0*} – напряжение на выводах машины и ток статора в прежнем режиме;

φ_0 – угол сдвига фаз между током и напряжением в прежнем режиме;

X_d'' – сверхпереходное сопротивление машины при номинальных условиях.

Для асинхронных электродвигателей сверхпереходную ЭДС определяют по формуле:

$$E_*'' = \sqrt{(U_{0*} \cdot \cos \varphi_0)^2 + (U_{0*} \cdot \sin \varphi_0 - I_{0*} \cdot X_*'')^2},$$

где X_*'' – сверхпереходное сопротивление электродвигателя при номинальных условиях:

$$X_*'' = \frac{1}{I_{п*}},$$

где $I_{п*}$ – кратность пускового тока.

Параметры электродвигателей приведены в [8, 13].

При расчете ЭДС обычно предполагают, что генератор или электродвигатель до возникновения КЗ работал в номинальном режиме.

Тогда в относительных единицах: $U_{0*} = I_{0*} = 1$; $\cos \varphi_0 = \cos \varphi_H$.

Для энергосистемы можно принять: $E_*'' = 1,05$.

2.2.2 Преобразование схемы замещения к простейшему виду относительно места повреждения

После составления схемы замещения и определения сопротивлений всех элементов она превращается в простой вид (многолучевую звезду) с точкой КЗ в узле. Преобразование (свертывание) схемы замещения выполняется в направлении от источника питания до места КЗ, при этом используются известные правила преобразования последовательно и параллельно включенных сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и наоборот, многолучевой звезды в многоугольник и другие, известные из курса Электротехники. Формулы некоторых преобразований приведены в [10, 11].

Если схема замещения или ее участок симметричны относительно точки КЗ, в процессе преобразования можно соединить точки, имеющие одинаковые потенциалы, и исключить из схемы сопротивления, по которым токи КЗ не протекают.

Активные сопротивления кабельных линий 6 кВ, как правило, превышают индуктивные. Но в данном случае, поскольку суммарное индуктивное сопротивление присоединения кабель-двигатель гораздо больше активного, то активными сопротивлениями кабельных линий можно пренебречь.

При расчете токов КЗ от двигателей, как правило, учитывают только те двигатели, которые присоединены к месту КЗ непосредственно через кабельную линию, токопроводы, линейные реакторы или двухобмоточный трансформатор. Следовательно, в расчетах можно пренебречь током КЗ от двигателей, который проходит двойную трансформацию.

2.2.3 Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ от источников

Если схема замещения преобразована в простейший вид, то можно непосредственно определить токи источников в многолучевой звезде:

$$I_{п0*_i} = \frac{E''_{*_i}}{X_{*_i}}, \quad I_{п0_i} = I_{п0*_i} \cdot I_{б},$$

где $I_{б}$ – базисный ток того уровня напряжения, где находится точка КЗ, кА.

Общий (суммарный) ток в месте КЗ находится как сумма токов этих источников.

Разворачивая схему замещения от простого вида к исходному, нужно найти составляющие тока КЗ от всех источников (генераторы, энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели). При этом используются закон Ома и первый закон Кирхгофа.

2.2.4 Определение ударного тока короткого замыкания

Ударный ток (максимальное мгновенное значение полного тока) обычно имеет место через 0,01 с после начала КЗ. Его значение определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд},$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Величины для характерных ветвей электрической системы приведены в [9, 11] и в приложении В, для асинхронных двигателей – в табл. 2.1, а для синхронных двигателей их можно найти в [10].

Таблица 2.1 – Средние значения постоянных времени затухания и ударных коэффициентов асинхронных электродвигателей при КЗ на их выводах

Параметр	Электродвигатели серии				
	А	ДАЗО	АТД	АТМ	ДВДА
T_a, c	0,04	0,02	0,058	0,043	0,05
$K_{уд}$	1,56	1,5	1,74	1,67	1,66

2.2.5 Определение периодической и аperiodической составляющих тока КЗ в заданный момент времени

Определение периодического тока КЗ в произвольный момент времени от электрических машин (генераторов мощностью до 500 МВт включительно, синхронных компенсаторов и электродвигателей) проводится с применением метода типовых кривых. Типовые кривые для асинхронных и синхронных двигателей приведены на рис. 2.1 а, б, для генераторов – на рис. 2.2 а, б, в.

Методика расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени следующая. Сначала определяется периодический ток КЗ от данного источника в начальный момент времени (см. П.2.2). Находится номинальный ток машины, приведенный к точке КЗ:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

где U_6 – базисное напряжение в точке КЗ.

Далее рассчитывается удаленность – отношение начального периодического тока КЗ к номинальному:

$$I_{*п0,ном} = \frac{I_{п0}}{I_H}.$$

По величинам удаленности и времени, для которого нужно найти периодический ток КЗ, по рис. 2.1-2.2 находится величина γ_t , тогда ток КЗ в произвольный момент времени находится следующим образом:

$$I_{пт} = \gamma_t \cdot I_{п0}.$$

Момент времени, для которого производится расчет, задается преподавателем или принимается равным 0,1 с.

При расчете следует помнить, что при $I_{*п0,ном} \leq 1$ короткое замыкание считается удаленным и периодическая составляющая тока КЗ принимается неизменной по амплитуде: $I_{пт} = I_{п0}$. Не меняется во времени и периодическая составляющая тока КЗ от энергосистемы.

Апериодическая составляющая тока КЗ от любого источника в произвольный момент времени определяется по формуле

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где $I_{п0}$ – периодический ток КЗ от этого же источника в начальный момент времени,

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Для всех характерных ветвей электрической системы, кроме ветвей электродвигателей, значения приведены в [9, 11] или в приложении В. Величины T_a для наиболее распространенных типов асинхронных электродвигателей приведены в табл. 2.1, а для синхронных электродвигателей – в [10].

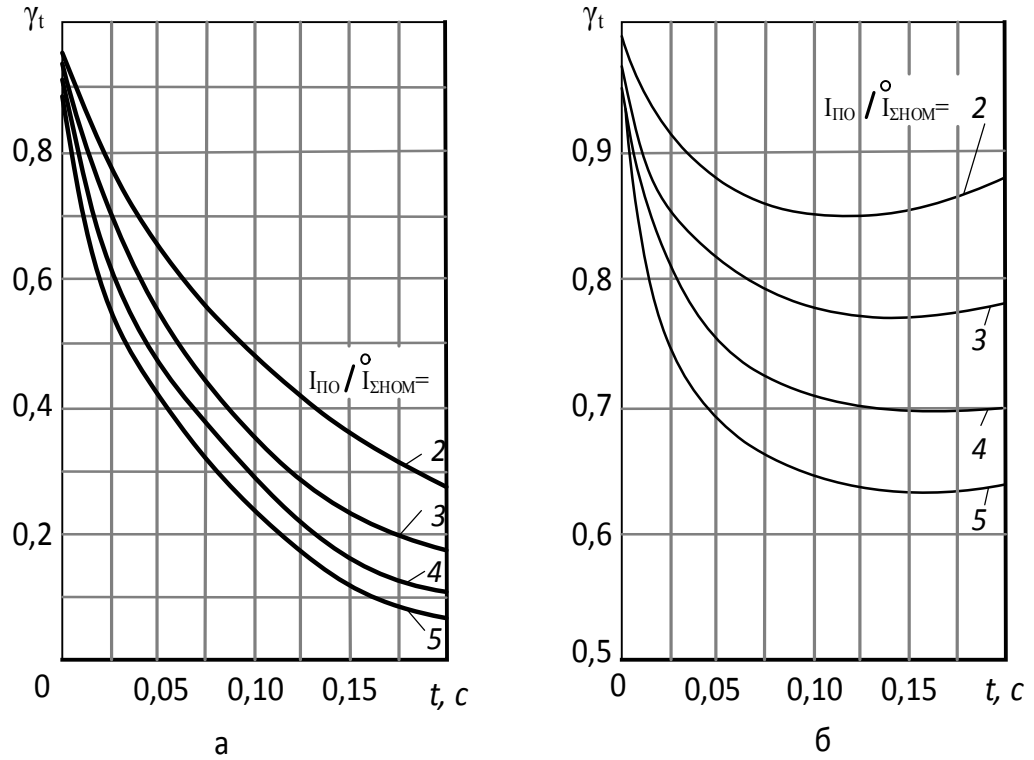


Рисунок 2.1 – Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ от электродвигателей: а – асинхронных; б – синхронных

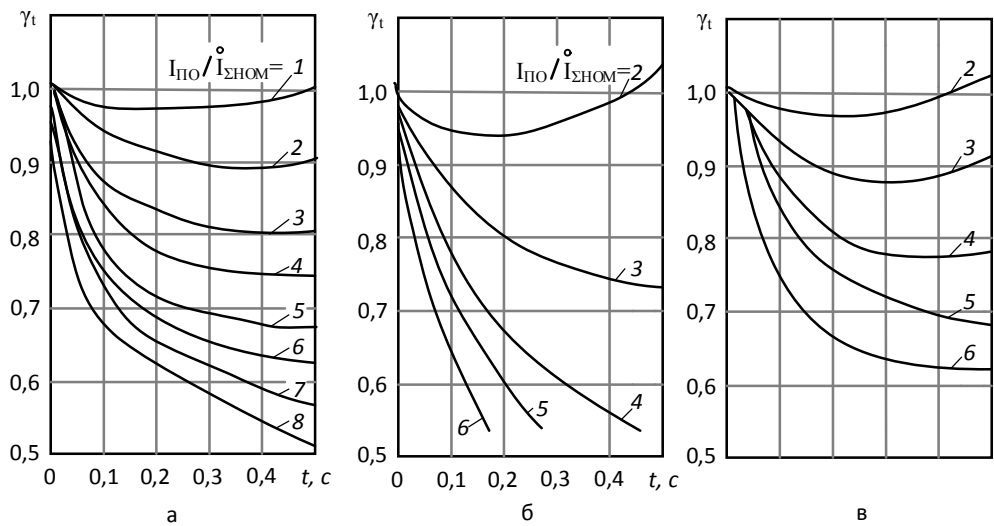


Рисунок 2.2 – Типовые кривые для определения периодической составляющей тока КЗ от синхронных генераторов с системой возбуждения: а – тиристорной или высокочастотной (ТСТ, ТН, ВЧ); б – тиристорной с самовозбуждением (ТС); в – диодной бесщеточной (БЩ)

2.2.6 Расчет тока при трехфазном КЗ на шинах 0,4 кВ

При расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе кабелей и шин длиной 10 м и более, токовых катушек автоматических выключателей, переходных контактов и др. Значения сопротивлений указанных элементов приведены в [10].

В данном случае рассматривается трехфазное короткое замыкание на шинах 0,4 кВ (рис. 2.3). Потребители этого класса напряжения получают питание от шин 6 кВ через трансформатор Т5 и шинопровод. Номинальный вторичный ток для всех вариантов превышает 500 А, поэтому согласно [10] сопротивлением трансформаторов тока можно пренебречь, и они на рис. 2.3 условно не показаны.

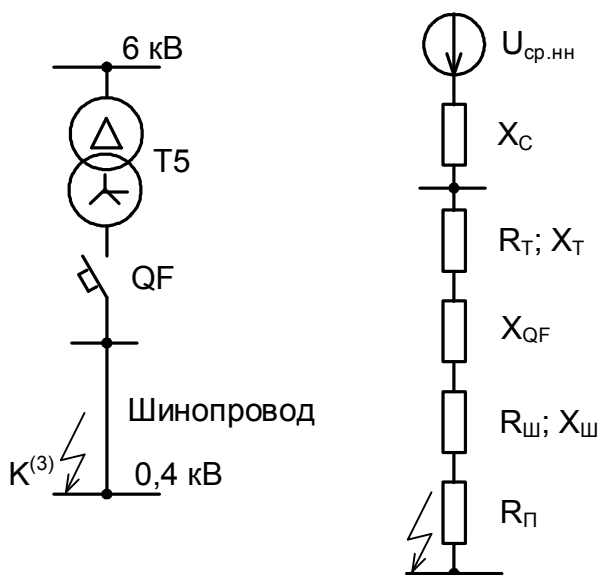


Рисунок 2.3. Принципиальная схема и схема замещения для расчета трехфазного КЗ в сети 0,4 кВ

Тип комплектного шинопровода и его номинальный ток выбираются в соответствии с номинальным током автоматического выключателя QF (табл. А.2). Длину шинопровода необходимо принять равной 10 м.

Расчет тока КЗ в этой части работы рекомендуется проводить в именованных единицах, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выразить в миллиомах.

Сопротивление энергосистемы в миллиомах вычисляют по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3}I_{\text{к.вн}} U_{\text{ср.вн}}},$$

где $U_{\text{ср.нн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{ср.вн}}$ – среднее номинальное напряжение сети энергосистемы, к которому подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{к.вн}}$ – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора, кА.

Величина $I_{\text{к.вн}}$ была найдена в п. 2.2.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора рассчитывают по известным формулам [10, 11]. Сопротивления шинопровода $R_{\text{ш}}$ та $X_{\text{ш}}$, сопротивление токовой катушки автомата X_{QF} и переходное сопротивление $R_{\text{п}}$ можно взять из [15].

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ рассчитывают по формуле:

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}},$$

где R_{Σ} и X_{Σ} – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}.$$

Время появления ударного тока, с:

$$t_{уд} = 0,01 \cdot \frac{\pi/2 + \varphi_k}{\pi},$$

где φ_k – угол между векторами напряжения источника и периодической составляющей тока КЗ:

$$\varphi_k = \arctg \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}.$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}.$$

2.3 Расчет несимметричных коротких замыканий

2.3.1 Составление и преобразование к простейшему виду схем замещения отдельных последовательностей

Расчет несимметричных коротких замыканий выполняется с помощью метода симметричных составляющих с использованием схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Сначала составляют схему замещения прямой последовательности. Она аналогична схеме замещения для расчета трехфазного КЗ за исключением местонахождения точки КЗ. Схему замещения прямой последовательности преобразовывают в простейший вид (одна ветвь с суммарной ЭДС $E_{1\Sigma}$ и суммарным сопротивлением $X_{1\Sigma}$ прямой последовательности).

Далее составляют и преобразовывают схему замещения обратной последовательности. Она отличается от схемы прямой последовательности тем, что все ЭДС источников равны нулю, а генераторы представляются своими сопротивлениями обратной последовательности. В результате преобразования схемы замещения определяют результирующее сопротивление обратной последовательности $X_{2\Sigma}$.

Для составления схемы замещения нулевой последовательности нужно сначала определить пути циркуляции токов нулевой последовательности в схеме сети. Следует помнить, что токи нулевой последовательности возвращаются к источнику через землю, поэтому вид схемы замещения нулевой последовательности будет определяться количеством и местонахождением заземлением, а также схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов. В схему замещения включают только те элементы, по которым будут протекать токи нулевой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности X_0 воздушных линий всегда больше сопротивления прямой последовательности X_1 за счет

влияния взаимной индукции. Значение соотношения между X_1 и X_0 приведены в табл. А.3. Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы определяют следующим образом:

$$X_0 \approx (2 \dots 2,5) \cdot X_1.$$

Схему замещения нулевой последовательности также превращают в простейшего вида и определяют результирующее сопротивление нулевой последовательности $X_{0\Sigma}$. Для удобства преобразования схем замещения обратной и нулевой последовательностей на них рекомендуется указать напряжения соответствующих последовательностей ($U_{к2}$ или $U_{к0}$).

Для определения тока прямой последовательности необходимо составить комплексную схему замещения. При этом используется правило эквивалентности прямой последовательности (правило Н. Н. Щедрина), согласно которому расчетная точка КЗ удаляется от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $X_{\Delta}^{(n)}$, определяемой для каждого вида несимметричного КЗ (n) по величинам сопротивлений $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ [9].

2.3.2 Определение начальных значений симметричных составляющих токов и напряжений при несимметричной КЗ

Согласно комплексной схеме замещения ток прямой последовательности особой фазы в месте КЗ определяется по формуле:

$$I_{кA1} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(n)}},$$

здесь $X_{\Delta}^{(n)}$ – дополнительное сопротивление, зависящее от вида КЗ:

$$X_{\Delta}^{(3)} = 0; \quad X_{\Delta}^{(2)} = X_{2\Sigma}; \quad X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}; \quad X_{\Delta}^{(1,1)} = X_{2\Sigma} // X_{0\Sigma}.$$

Напряжение прямой последовательности особой фазы в месте КЗ:

$$U_{кA1} = I_{кA1} \cdot X_{\Delta}^{(n)}.$$

Токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей определяются по величинам соответственно тока и напряжения прямой последовательности с известными соотношениями [9, 11] в зависимости от вида несимметричного КЗ.

Определяется также полный ток поврежденной фазы в месте КЗ:

$$I_k = m^{(n)} \cdot I_{кA1},$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент, зависящий от вида несимметричного КЗ [9, 14]:

$$m^{(1)} = 3; \quad m^{(2)} = \sqrt{3}; \quad m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}.$$

Для определения тока в любой ветви расчетной схемы необходимо, используя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, найти токи соответствующих последовательностей в месте КЗ, найти потокораспределение по веткам схем отдельных последовательностей, определить токи соответствующих последовательностей в данной ветке и сложить их геометрически.

Для нахождения напряжения в заданном узле расчетной схемы необходимо найти падение напряжения различных последовательностей в элементах, расположенных между точкой КЗ и рассмотренным узлом. Затем надо геометрически сложить напряжения в месте КЗ и падения напряжений соответствующих последовательностей. При этом следует помнить, что при удалении от точки несимметричного КЗ величины напряжений прямой

последовательности увеличиваются, а напряжений обратной и нулевой последовательности – уменьшаются (по абсолютной величине).

При определении фазных напряжений за трансформатором или автотрансформатором надо учитывать, что при переходе через трансформатор напряжения изменяются не только по величине, но и по фазе в зависимости от группы соединения его обмоток.

2.4 Построение векторных диаграмм токов и напряжений

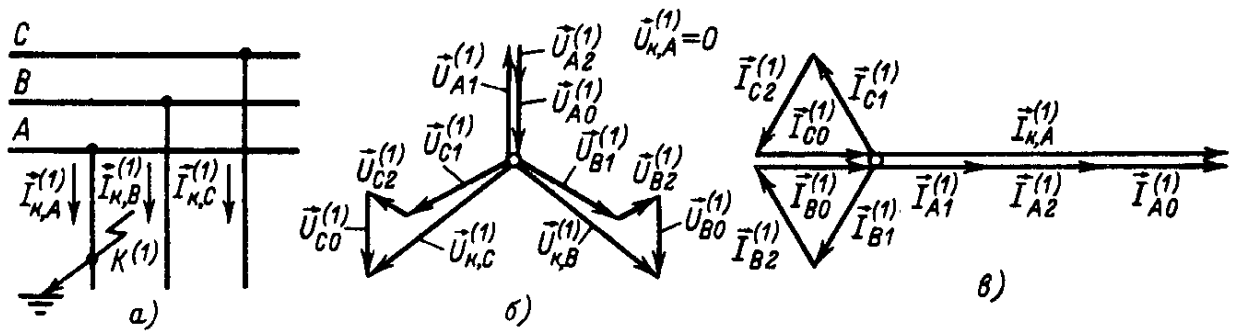
По результатам расчета несимметричного КЗ строятся векторные диаграммы (ВД) токов и напряжений в месте КЗ и векторная диаграмма напряжений в заданной точке сети (приложение А). Вид диаграмм в зависимости от вида несимметричного КЗ приведены на рис. 2.4. Векторные диаграммы нужно строить в именованных единицах в масштабе, который обязательно указывается на каждой векторной диаграмме.

Для расчетов токов и напряжений в месте КЗ предварительно определяют E_{Σ} и $X_{\Sigma 1}$ в схеме ПП, $X_{\Sigma 2}$ и $X_{\Sigma 0}$ – в схеме ОП и НП. Для упрощения анализа принимают, что КЗ происходит на холостом ответвлении, сопротивления фаз которого относительно точки КЗ равны нулю. Тогда токи в фазах этого ответвления можно считать токами в месте КЗ.

В качестве рабочей фазы, для которой записывают расчетные выражения, принимают фазу А.

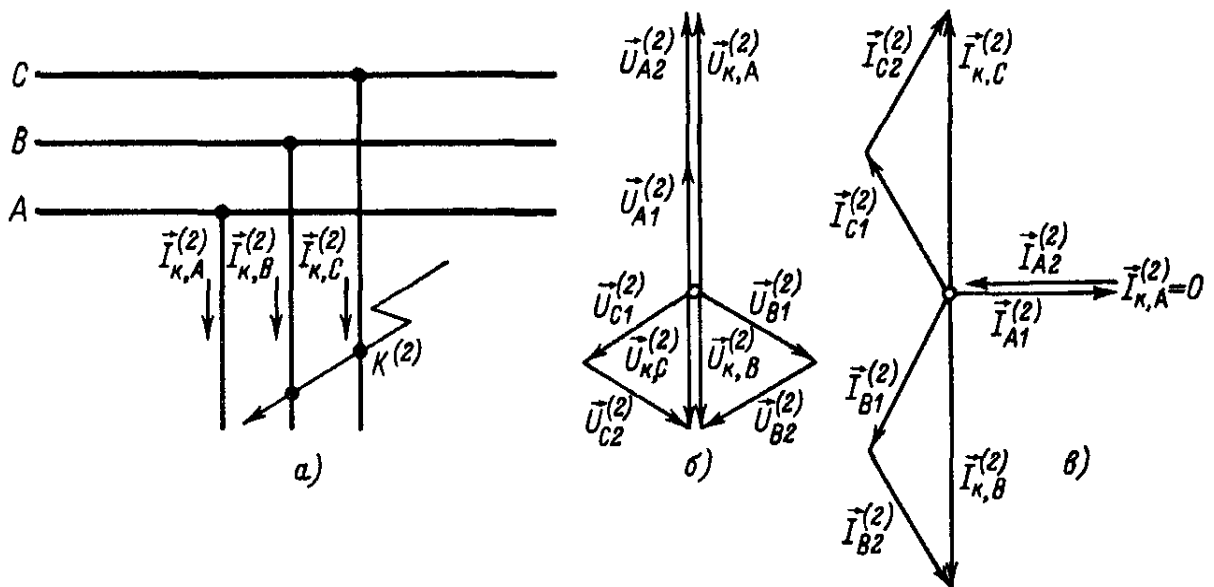
При чертеже диаграмм на шинах низкого напряжения трансформаторов учитывается изменение фазы напряжений отдельных последовательностей при переходе через трансформатор.

Однофазное КЗ



$$I_{K\Delta 1}^{(1)} = \frac{E_1 \Sigma}{j \cdot (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}$$

Двухфазное КЗ



$$I_{K\Delta 1}^{(2)} = \frac{E_1 \Sigma}{j \cdot (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma})}$$

2.5 Определение тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

В электрических сетях напряжением 6-35 кВ с изолированной нейтралью ток замыкания на землю в основном протекает через емкостные сопротивления неповрежденных фаз относительно земли. Емкостные сопротивления элементов электрической сети значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, и последние можно пренебречь. Это позволяет считать, что ток замыкания на землю не зависит от места замыкания.

В сетях с большим количеством кабельных линий величина тока замыкания на землю определяется практически только емкостными токами кабельных линий. Поэтому в практических расчетах этот ток можно приближенно определить по формуле:

$$I_c = \sum I_{c0} \cdot l,$$

где I_{c0} – удельный емкостный ток замыкания на землю кабельной линии, А/км;

l – длина кабельной линии, электрически связанной с точкой замыкания.

Средние значения тока I_{c0} кабелей приведены в [1; 3; 5], а их длина и сечения – в табл. А.4, А.5.

Расчет тока короткого замыкания на землю проводят для такого режима работы, когда один из трансформаторов ТЗ-Т4 отключен, а секционный выключатель (на схеме рис. А.2 – два выключателя) включен.

С целью улучшения гашения дуги и предотвращения развития однофазного замыкания на землю в межфазное КЗ в сетях 6-35 кВ устанавливаются дугогасящие реакторы, с помощью которых компенсируется основная гармоника емкостного тока замыкания на землю. В

курсовом проекте нужно определить целесообразность установки реактора путем сравнения расчетного значения емкостного тока с максимально допустимой величиной (для сетей 6 кВ она составляет 30 А).

ОФОРМЛЕНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Результаты выполнения курсового проекта оформляются в виде пояснительной записки. Она должна состоять из следующих элементов:

- титульный лист;
- заполненный бланк задания на курсовую работу, подписанный студентом и преподавателем;
- реферат;
- содержание;
- основная часть;
- перечень ссылок.

Основная часть включает в себя введение, разделы работы, отражающие содержание и результаты выполнения работы и выводы.

Реферат должен включать в себя: количество страниц, рисунков, таблиц, приложений курсового проекта, а также количество использованных источников (по перечню ссылок) основной текст реферата, отображающий объект разработки, цель работы, методы расчетов, полученные результаты и область их использования; перечень ключевых слов, раскрывающих суть работы.

Во введении нужно кратко отметить роль электроэнергетики и, в частности, систем электроснабжения для страны, цель курсового проекта и ее связь с другими дисциплинами.

В разделах работы приводятся результаты расчетов и схемы замещения системы электроснабжения (исходная схема, этапы преобразования, вид схемы замещения) с обязательным указанием нумерации сопротивлений и их величин. Графические обозначения и буквенный код элементов на схемах должны соответствовать требованиям ЕСКД. Расчетные формулы нужно оформлять в таком виде: сначала общий вид, затем подстановка числовых и конечный результат с указанием размерностей величин. Все расчеты нужно сопровождать краткими пояснениями.

Нумерация страниц сквозная, начиная с титульного листа. Номера страниц проставляют арабскими цифрами внизу страницы по центру без точки. На титульном листе номер страницы не проставляется.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ

При защите курсового проекта студент должен знать ответы на следующие вопросы:

1. Какие основные предположения принимают при расчетах КЗ?
2. Как зависят результаты расчета токов КЗ от выбора базисных условий?
3. На чем основаны точное и приближенное приведение сопротивлений элементов в схемах замещения?
4. Как определить сопротивление энергосистемы, если неизвестна мощность короткого замыкания?
5. Можно ли при расчете токов КЗ по типовым кривым объединить в одно эквивалентное источник ветку питания от энергосистемы с ветвями питания от генераторов и если нет, то почему?
6. Как определить максимальный ток трехфазного КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора?
7. В каких случаях периодическая составляющая тока КЗ от генераторов не меняется во времени?
8. Какие особенности расчета токов КЗ в электрических сетях напряжением до 1 кВ?
9. Для каких элементов электрической сети сопротивление нулевой последовательности отличается от сопротивления прямой последовательности?
10. Как влияют тросы на индуктивное сопротивление воздушных ЛЭП?
11. Особенности составления схем замещения нулевой последовательности.
12. В чем заключается правило эквивалентности прямой последовательности?
13. Способы уменьшения токов однофазного КЗ.

14. При каком виде несимметричного КЗ напряжение прямой последовательности в месте повреждения будет наибольшим?

15. Сформулируйте правило трансформации отдельных последовательностей при переходе через трансформатор с соединением обмоток по схеме $Y/\Delta-11$.

16. В каких случаях требуется установка дугогасящих реакторов в электрических сетях напряжением 6-35 кВ?

17. Какие виды нарушения режима относятся к продольной и поперечной несимметрии?

18. Особенности учета электродвигателей при расчете токов КЗ.

19. Основные виды коротких замыканий. Относительная вероятность их возникновения в электрических системах.

20. Учет группы соединения трансформаторов (автотрансформаторов) при определении токов нулевой последовательности.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК

1. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 312 с. ил.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
4. Переходные процессы в системах электроснабжения / Под ред. В.Н. Винославского. – Киев: Высш. шк., 1989. – 422 с.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
7. Асинхронные двигатели серии 4А: Справочник. А.Э. Кравчик, М.М. Шлаф, В.И. Афонин. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 504 с.
8. Крючков И.П. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: Учебное пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2000.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Изд-во «ЭНАС», 2000.
10. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ: В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов) - М.: Изд-во МЭИ, 2002, 964 с.

11. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.

12. Боровиков, В. А. Электрические сети энергетических систем. Учебник / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. - М.: Энергия, 2008. – 392 с.

13. Основы электроснабжения объектов отрасли: учеб. пособие / В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленый. – СПб.: ГУАП, 2017. – 85 с.

14. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера – М.: Энергия, 1995. – 665 с.

15. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ в редакции Приказов Минэнерго России от 20.12.2017 № 1196, № 1197. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2019. – 476 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные

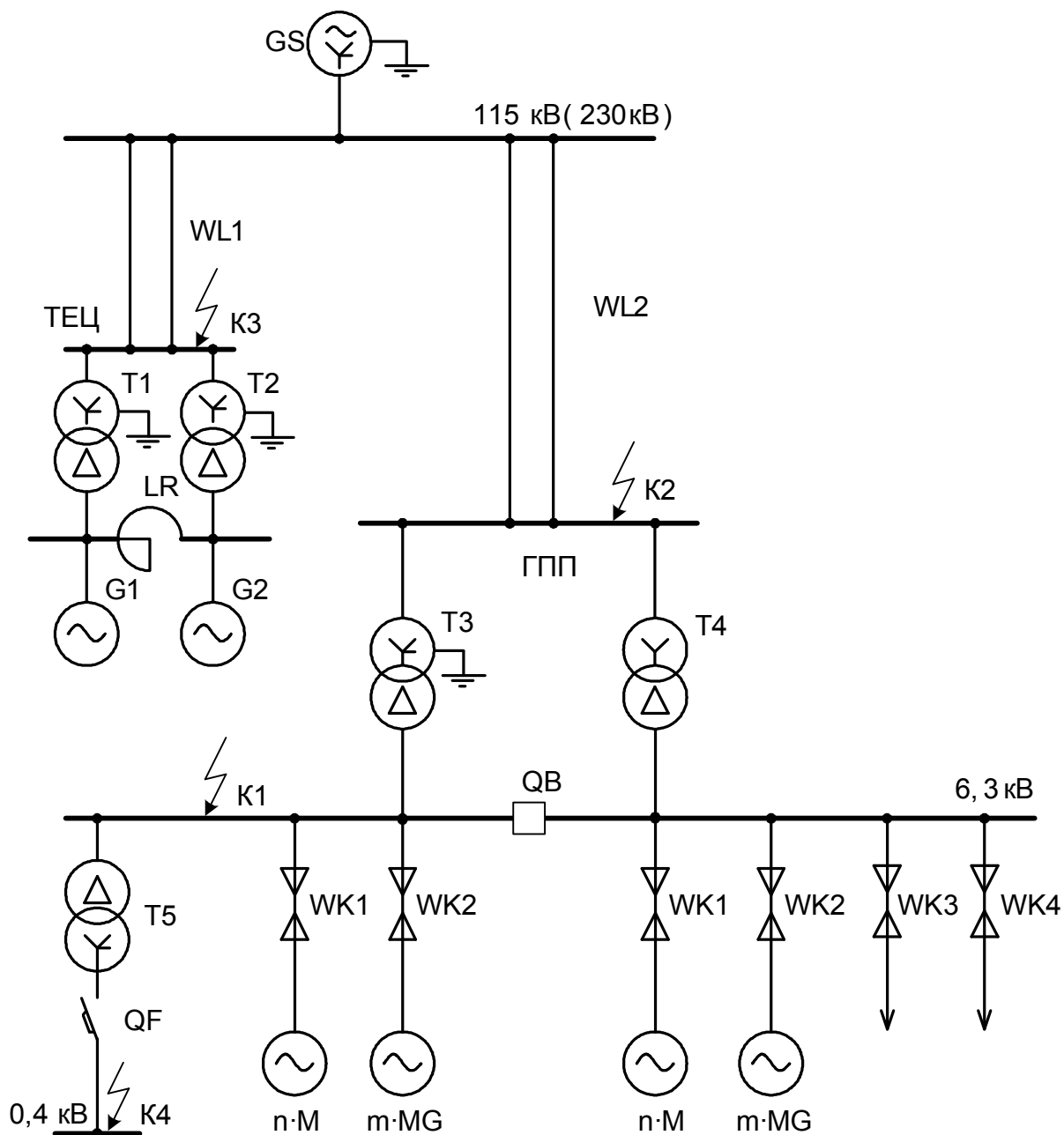


Рисунок А.1. Расчетная схема электрической системы для вариантов 0-4

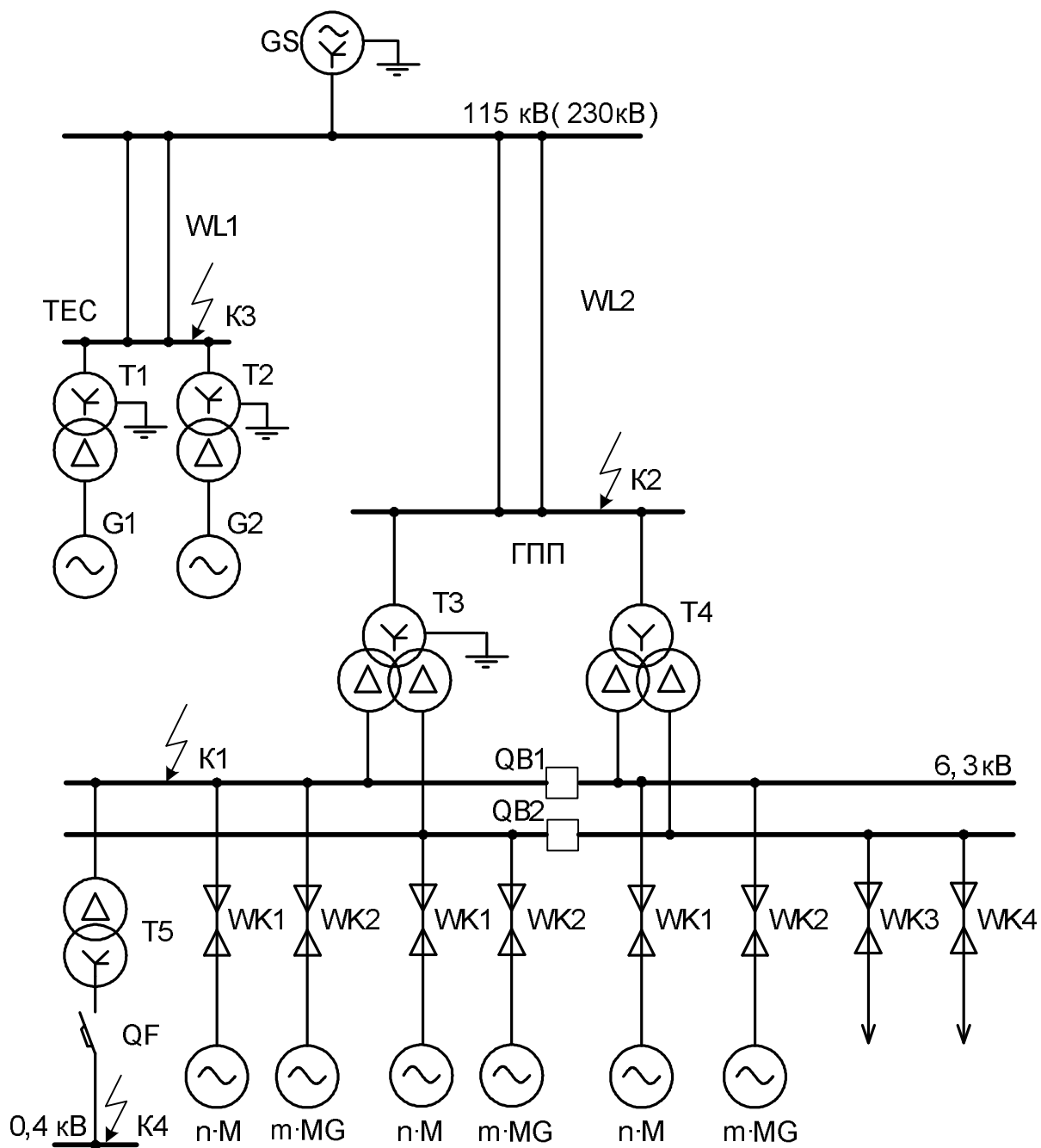


Рисунок А.2. Расчетная схема электрической системы для вариантов 5-9

Таблица А.1 – Параметры оборудования ТЭЦ (ТЭС)

Номер варианта		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
G1, G2	$P_{\text{НОМ}},$ МВт	63	100	32	63	100	200	300	300	100	200
T1, T2	$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	40	80	40	40	80	250	400	400	125	250
	$U_{\text{ВН}},$ кВ	110	220	110	110	220	110	220	220	110	220
LR	X, Ом	0,14	0,18	0,2	0,22	0,25	-	-	-	-	-

Таблица А.2 – Основные параметры оборудования ГПП

Номер вариан- та	T3, T4	T5	M		MG		QF
	$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	$S_{\text{НОМ}},$ кВ·А	$P_{\text{НОМ}},$ кВт	Кол-во п на секцию, шт	$P_{\text{НОМ}},$ кВт	Кол-во п на секцию, шт	$I_{\text{НОМ}},$ А
0	16	1600	630	4	1000	2	2500
1	32	400	800	2	500	4	600
2	16	1000	1250	2	1000	2	1600
3	10	630	2000	2	630	4	1000
4	32	400	500	2	800	2	600
5	32	630	1000	4	630	4	1000
6	40	1000	1250	4	1600	2	2500
7	32	2500	800	2	500	6	4000
8	40	1600	500	6	1250	2	2500
9	63	2500	630	4	1600	2	4000

Таблица А.3 – Параметры воздушных ЛЭП и энергосистемы

Номер варианта	GS	WL1		WL2		Вид и место КЗ
	$S_{КЗ}$, МВА	L, км	X_0/X_1	L, км	X_0/X_1	
1	3000	45	3,5	20	5,5	$K_2^{(1)}$
2	3500	50	3,0	25	4,7	$K_2^{(1,1)}$
3	4000	55	4,7	30	3,5	$K_3^{(1)}$
4	4500	60	3,5	35	3,0	$K_3^{(1,1)}$
5	5000	65	5,5	40	3,5	$K_2^{(1)}$
6	5500	70	4,7	45	3,0	$K_2^{(1,1)}$
7	6000	75	3,0	50	5,5	$K_3^{(1)}$
8	6500	80	5,5	55	4,7	$K_3^{(1,1)}$
9	1500	85	3,5	60	3,0	$K_2^{(1)}$
10	2000	90	4,7	65	5,5	$K_2^{(1,1)}$
11	2500	95	3,0	70	4,7	$K_3^{(1)}$
12	7000	100	5,5	75	3,5	$K_3^{(1,1)}$
13	7500	105	3,5	80	4,7	$K_2^{(1)}$
14	3000	110	3,0	85	5,5	$K_2^{(1,1)}$
15	3500	20	4,7	90	3,5	$K_3^{(1)}$
16	4000	25	5,5	95	4,7	$K_3^{(1,1)}$
17	4500	30	4,7	100	3,0	$K_2^{(1)}$
18	5000	35	3,0	105	5,5	$K_2^{(1,1)}$
19	5500	40	5,5	110	4,7	$K_3^{(1)}$
20	6000	45	3,0	115	3,5	$K_3^{(1,1)}$
21	6500	50	4,7	120	5,5	$K_2^{(1)}$
22	1500	55	3,5	20	3,0	$K_2^{(1,1)}$
23	2000	60	4,7	25	5,5	$K_3^{(1)}$
24	2500	65	5,5	30	4,7	$K_3^{(1,1)}$
25	7000	70	3,0	35	3,5	$K_2^{(1)}$

26	7500	75	3,5	40	4,7	$K_2^{(1,1)}$
27	3000	80	4,7	45	5,5	$K_3^{(1)}$
28	3500	85	5,5	50	3,5	$K_3^{(1,1)}$
29	4000	90	3,0	55	4,7	$K_2^{(1)}$
30	4500	95	4,7	60	3,0	$K_2^{(1,1)}$

Примечание. Удельное сопротивление прямой последовательности для воздушных ЛЭП 110-220 кВ можно принять $X_1=0,4$ Ом/км.

Таблица А.4 – Длины кабельных линий, км

Номер варианта	KL1	KL2	KL3	KL4
0	0,2	0,4	8,6	9,7
1	0,3	0,6	7,4	7,6
2	0,5	0,2	9,0	8,5
3	0,7	0,4	7,5	9,2
4	0,6	0,3	6,8	8,9
5	0,4	0,5	9,8	7,1
6	0,8	0,9	7,1	8,0
7	0,3	1,0	8,2	9,2
8	0,5	0,2	8,3	7,8
9	0,4	0,7	6,4	8,1

Примечание. Кабельные линии имеют следующие значения сечений жил в зависимости от мощности электродвигателей (табл. А.5).

Таблица А.5 – Сечения жил кабельных линий

Мощность электродвигате ля, кВт	400-800	1000	1250	1600-2000	2500
Сечение жилы, мм ²	70	95	120	150	185

Сечения жил кабельных линий KL3 и KL4 принимаются равными сечениям жил соответственно кабелей KL1 и KL2.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Формулы для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент схемы	Исходный параметр	Относительные единицы	Именованные единицы
Генератор (G)	X_{d*}'' , S_H	$X_* = X_{d*}'' \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$X = X_{d*}'' \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$
Энергосистема (GS)	S_{K3}	$X_* = \frac{S_6}{S_{K3}}$	$X = \frac{U_6^2}{S_{K3}}$
Трансформатор двухобмоточный (T)	$U_{K\%}$, S_H	$X_* = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$X = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой НН (Т)	$U_{KBH\%}$, S_H	$X_{*B} = \frac{0,125 \cdot U_{KBH\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$ $X_{*H} = \frac{1,75 \cdot U_{KBH\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$X_B = \frac{0,125 \cdot U_{KBH\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$ $X_H = \frac{1,75 \cdot U_{KBH\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$
Реактор (LR)	X_p	$X_* = X_p \cdot \frac{S_6}{U_{cp.H}^2}$	$X = X_p \cdot \frac{U_6^2}{U_{cp.H}^2}$
Линия электропередач (WL, WK)	$X_{уд}$, l	$X_* = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp.H}^2}$	$X = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{cp.H}^2}$
Асинхронный (синхронный) электродвигатель (M; MG)	$I_{*П}$, S_H	$X_* = \frac{1}{I_{*П}} \cdot \frac{S_6}{S_H}$	$x = \frac{1}{I_{*П}} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Средние значения отношения X/R , ударного коэффициента $K_{уд}$ и постоянной времени T_a для характерных ветвей энергосистемы

Наименование присоединения или места КЗ	$\frac{X}{R}$	$K_{уд}$	$T_a, с$
Ветка генератор-трансформатор	30-50	1,9-1,95	0,1-0,2
КЗ за линейным реактором на подстанции	18-20	1,85	0,06
КЗ за кабельной линией 6-10 кВ	3	1,4	0,01
КЗ на присоединении РП высокого напряжения подстанции	15	1,8	0,05
КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции	20	1,85	0,06