

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Емец Валерий Сергеевич
Должность: Директор филиала
Дата подписания: 30.06.2026 12:32:57
Уникальный программный ключ:
f2b8a1573c931f1098cfe699d1debd94fcff35d7

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Рязанский институт (филиал)
федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования
«Московский политехнический университет»

Ю.А. Юдаев

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие



Рязань
2025

УДК 621.311
ББК 31.27я73
Ю16

Ю16 Юдаев, Ю.А.

Электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / Ю.А. Юдаев. – Рязань: Рязанский институт (филиал) Московского политехнического университета, 2025. – 60 с.

Предназначено для магистров и бакалавров обучающихся по направлениям: 13.04.02 и 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Рассматриваются электромеханические переходные процессы, возникающие в системах электроснабжения промышленных предприятий. Обсуждаются причины возникновения и характерные случаи протекания переходных процессов. Приводятся методы расчёта этих процессов.

Печатается по решению методической комиссии Рязанского института (филиала) Московского политехнического университета.

УДК 621.311
ББК 31.27я73

© Юдаев Ю. А., 2025
© Рязанский институт (филиал)
Московского политехнического
университета, 2025

Содержание

Список сокращений	4
Введение	5
1 Электромеханические переходные процессы	6
1.1 Группы электромеханических переходных процессов	6
1.2 Статическая устойчивость	11
Контрольные вопросы	16
2 Динамическая устойчивость системы электроснабжения	17
2.1 Основные вопросы динамической устойчивости системы электроснабжения	17
2.2 Упрощённые методы определения динамической устойчивости	22
2.3 Качественная оценка характера переходного процесса	26
Контрольные вопросы	27
3 Анализ устойчивости систем электроснабжения	28
3.1 Практические критерии оценки статической устойчивости	32
3.2 Оценка динамической устойчивости сложной системы	35
Контрольные вопросы	39
4 Статическая устойчивость система электроснабжения с асинхронной двигательной нагрузкой	40
4.1 Питание асинхронной нагрузки от мощной ЭЭС	41
4.2 Питание асинхронной двигательной нагрузки от эквивалентного источника соизмеримой мощности. Лавина напряжения	46
Контрольные вопросы	49
5 Повышение устойчивости систем электроснабжения	50
5.1 Основные мероприятия. Улучшение параметров основных элементов электрических систем	51
5.2 Дополнительные мероприятия. Установка дополнительных устройств замыканий и трёхфазного короткого замыкания	54
5.3 Мероприятия режимного характера	55
Контрольные вопросы	58
Библиографический список	59

Список сокращений

АВР – автоматическое включение резерва (восстановление питания потребителей путем автоматического присоединения резервных источников питания взамен рабочих источников, получивших повреждение при аварии).

АПВ – автоматическое повторное включение (восстановление питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных электрических связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами защиты при авариях или случайных отключениях).

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения (регулирование тока в обмотке возбуждения синхронного генератора, синхронного компенсатора и синхронного двигателя под действием автоматической системы регулирования).

ВЛ – воздушная линия.

ВН – высшее напряжение (например, обмотка высшего напряжения трансформатора).

ГПП – главная понижающая подстанция.

ГЭС – гидравлическая электростанция.

ИРМ – источники реактивной мощности (синхронные компенсаторы или конденсаторные батареи).

КЗ – короткое замыкание.

КЛ – кабельная линия.

ЛЭП – линия электропередачи (линия для передачи электрической энергии от источника к потребителю).

НН – низшее напряжение (например, обмотка НН трансформатора).

ОВ – обмотка возбуждения (обмотка для возбуждения постоянного магнитного поля в синхронном генераторе, двигателе, компенсаторе).

ПП – переходный процесс.

ПР – переходный режим.

РУ – распределительное устройство (РУ электрической станции или подстанции предназначены для распределения электроэнергии между отдельными потребителями).

СН – среднее напряжение (например, вывод СН автотрансформатора).

СЭС – система электроснабжения (это часть электроэнергетической системы, непосредственно осуществляющая снабжение электрической энергией потребителей).

ТЭС – тепловая электростанция.

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

УР – установившийся режим (режим работы ЭС или СЭС, параметры которого неизменны во времени).

ЭС – электрическая система (это условно выделенная часть электроэнергетической системы, в которой генерируется, преобразуется, передаётся и потребляется электрическая энергия).

ЭЭС – электроэнергетическая система (это совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и узлов потребления, объединенных процессом производства, передачи и распределения электроэнергии и теплоэнергии и связанных общим оперативным и хозяйственным управлением).

Введение

Данное учебное пособие является продолжением материала об электрических переходных процессах, возникающих при электроснабжении промышленных предприятий изложенного в части 1 – Переходные и аварийные процессы в системах электроснабжения [1].

Изучение электрических переходных процессов дает возможность лучше понять сущность явлений, происходящих в системах электроснабжения, и, следовательно, возможность овладеть методами управления этими процессами.

При знакомстве с данным учебным пособием студенты должны получить представление о технике расчетов и выработать понимание задач и допущений, положенных в основу этих расчетов, получить навыки инженерной оценки получающихся результатов. На примерах решения простых задач овладеть основными методами и приемами анализа и получить навыки интерпретации результатов решения сложных задач с физической точки зрения.

Предлагаемое учебное пособие основано на материалах работы [2] и дополнено комментариями автора для лучшего понимания рассматриваемых вопросов.

В пособии на основе научно-технических источников рассмотрены наиболее важные вопросы по переходным процессам в системах электроснабжения промышленных предприятий со станочным оборудованием.

Материал учебного пособия может служить дополнением к материалам, излагаемым на лекциях, практических занятиях и в ходе самостоятельной работы.

В полном объеме данное учебное пособие рассчитано на студентов магистратуры 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника, отдельные разделы могут оказаться полезными для бакалавров, обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

1 Электромеханические переходные процессы

1.1 Группы электромеханических переходных процессов

Режим работы СЭС определяется параметрами узловых точек системы (токами, напряжениями и др.). Для поддержания нормального режима СЭС необходимо ограничивать изменения параметров узловых точек в таких пределах, при которых сохраняется устойчивость системы, т. е. способность системы восстанавливать исходный режим (или близкий к нему режим) после его нарушения под действием каких-нибудь возмущений.

Устойчивость системы определяется на основании расчёта и анализа электромеханических переходных процессов с учётом нормального режима и послеаварийного установившегося режима.

В ходе анализа рассматривают существенные изменения режима и уровень возмущающих воздействий на режим равновесия СЭС. К изменениям режима можно отнести отключения генерируемой и передаваемой мощностей, а также изменение частоты вращения генераторов и двигателей. Возмущающие воздействия разделяют на малые (слабые), при которых отклонения параметров режима от их установившихся значений малы, и большие (сильные), при которых возникают существенные отклонения параметров режима СЭС от их номинальных значений.

В СЭС и ЭЭС различают три группы электромеханических переходных процессов:

- при малых отклонениях мощности и малых изменениях частоты вращения (ЧВ);
- при больших отклонениях мощности и малых изменениях ЧВ;
- при больших отклонениях мощности и больших изменениях ЧВ.

Исследования переходных процессов первой группы позволяют оценить устойчивость режима при малых возмущениях. К ним относят нормальные ПП, сопровождающие эксплуатационные режимы системы, которые связаны с изменением нагрузки и с реакцией регулирующих устройств. Эти процессы возникают при включениях и отключениях генераторов, трансформаторов, линий, нагрузок и других элементов СЭС. Малые возмущения не должны приводить к прогрессивному росту изменения параметров режима равновесия СЭС.

Восстановление исходного режима (или близкого к нему) в условиях малых возмущений является признаком статической устойчивости СЭС.

Исследования переходных процессов второй группы дают возможность оценить устойчивость режима при больших возмущениях, возникающих вследствие резких и существенных изменений режима системы. Причинами таких изменений являются:

- КЗ в системе и последующие их отключения;
- изменения схемы соединения системы в результате отключения агрегатов или ЛЭП со значительными нагрузками;

- нормальные включения или отключения ЛЭП с большой зарядной мощностью;

- включения генераторов под действием самосинхронизации.

Во всех этих случаях возникают значительные отклонения параметров установившегося режима.

Восстановление исходного состояния системы после большого возмущения или состояния, допустимого для эксплуатации по параметрам режима, является признаком динамической устойчивости СЭС.

Исследование переходных процессов третьей группы позволяет определить, будет ли восстановлена синхронная работа части системы или всей системы после выпадения из синхронизма.

Способность системы восстанавливать исходное состояние после нарушения синхронной работы и некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода в результате большого возмущения позволяет обеспечить результирующую устойчивость СЭС.

В практических расчетах устойчивости СЭС принимают ряд допущений, которые упрощают анализ электромеханических ПП, не приводя к существенным погрешностям их расчёта.

Полагают, что:

- электромеханические ПП протекают при небольших изменениях частоты вращения синхронных машин (от 2 % до 3 % синхронной частоты);

- напряжение и ток генератора, а так же ток возбуждения изменяются мгновенно;

- изменения режима СЭС можно отразить в её схеме, если ввести в неё новые значения ЭДС генераторов, мощностей, собственных и взаимных сопротивлений;

- несимметричные режимы с помощью комплексной схемы замещения можно привести к симметричным режимам. При этом считают, что изменения движения ротора вызваны только моментами, создаваемыми токами прямой последовательности;

- изменения сопротивлений генераторов и трансформаторов, обусловленные насыщением стали, можно не учитывать или учитывать приближённо уменьшением сопротивления схемы замещения от 0,6 до 0,8 X'_d ;

- результирующее потокосцепление обмотки возбуждения в продольной оси в течение всего ПП постоянно, что соответствует постоянству ЭДС генератора.

В процессе эксплуатации СЭС балансы мощности турбин и генераторов, электроприводов и нагрузок периодически нарушаются. Это происходит из-за несовпадения реального графика нагрузки с планируемым. С учётом принятых допущений уравнение баланса мощности для отдельного агрегата турбина-генератора в относительных единицах можно записать в виде

$$P_T = P_{эл} + P_{пот} + T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} + K_d \frac{d\delta}{dt}, \quad (1.1)$$

где P_T – мощность турбины, определяющая исходный установившийся режим системы, $P_T = P_0$;

$P_{эл}$ – электромагнитная мощность генератора;

$P_{пот}$ – мощность потерь в агрегате;

K_d – демпферный коэффициент;

δ – угол, определяющий пространственное положение продольной оси ротора;

T_J – постоянная инерции вращающихся масс турбины и генератора, причём

$$T_J = \frac{GD_{\Sigma}^2 n_o n_{НОМ}}{91 \cdot 4 P_{НОМ}} \approx \frac{GD_{\Sigma}^2 n_o^2}{364 P_{НОМ}}, \quad (1.2)$$

где G – масса подвижных элементов;

D_{Σ} – суммарный диаметр подвижных масс;

n_o и $n_{НОМ}$ – синхронная и номинальная частоты вращения;

$P_{НОМ}$ – номинальная мощность агрегата;

$\frac{GD_{\Sigma}^2}{4}$ – маховый момент.

Выражение (1.1) называют уравнением электромеханических переходных процессов.

Если потерями мощности в агрегате и потерями мощности в демпферных контурах пренебречь, то уравнение (1.1) принимает вид

$$P_T - P_{эл} = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}, \quad (1.3)$$

или

$$P_T - P_{эл} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \alpha, \quad (1.4)$$

где ω – угловая скорость;

α – угловое ускорение вращающихся масс.

Форма записи уравнения (1.3) зависит от того, в каких единицах выражены входящие в него величины. В данном варианте: угол δ , рад; время t , рад; постоянная инерции T_J , рад; мощности $P_{эл}$ и P_T , отн. ед.

При $P_T < P_{эл}$ имеет место тормозящий момент, а при $P_T > P_{эл}$ – ускоряющий момент. Торможения или ускорения роторов генераторов являются следствием набросов и сбросов нагрузки. Небаланс мощности, который при этом возникает, компенсируется за счёт энергии вращающихся масс.

На устойчивость нагрузки существенное влияние оказывает изменение частоты вращения. Потребляемая электродвигателями активная (тормозная) мощность при номинальных значениях скольжения, коэффициенте загрузки и без учета потерь зависит от частоты следующим образом

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{f_1}{f_2}. \quad (1.5)$$

С физической точки зрения это означает, что при отклонениях частоты вращения двигателей нужно с изменением угловой скорости ($\omega = var$) изменять активную мощность.

Зависимость реактивной мощности двигателей от частоты вращения определяется выражением

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{f_1}{f_2} \right)^n. \quad (1.6)$$

При условии, что n находится в интервале от 1 до 2.

С повышением частоты намагничивающая мощность $Q_{\text{нам}}$ падает, так как уменьшается насыщение, а мощность рассеяния $Q_{\text{рас}}$ увеличивается (рисунок 1.1).

Для энергетической системы в целом зависимости активной мощности P и реактивной мощности Q от частоты вращения генераторов выражаются посредством статических характеристик нагрузки (рисунок 1.2).

Мощность, развиваемая турбиной, зависит от массы пропускаемого через неё пара или воды в единицу времени и может изменяться с помощью первичных регуляторов, которые обладают характеристиками: 1 – статической или 2 – астатической (рисунок 1.3).

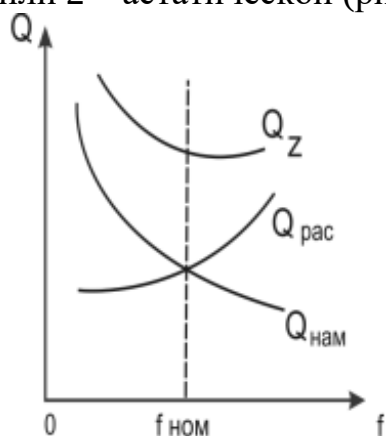


Рисунок 1.1

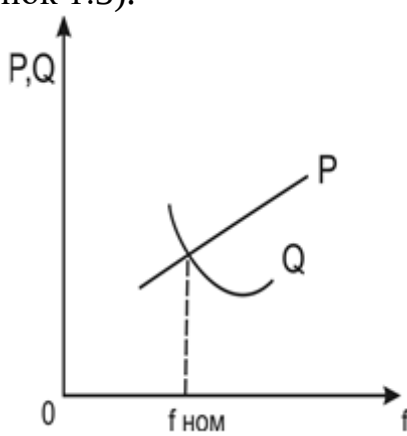


Рисунок 1.2

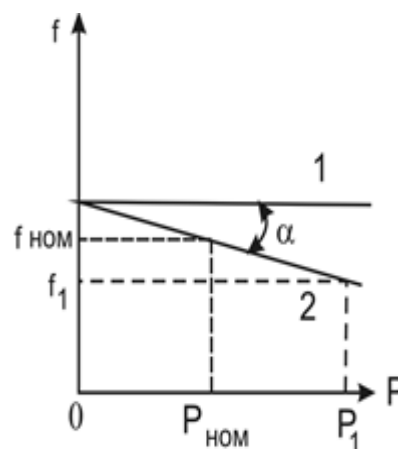


Рисунок 1.3

Работа регулятора характеризуется коэффициентом статизма

$$K_{\text{ст}} = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{\Delta n}{\Delta P} = \operatorname{tg} \alpha. \quad (1.7)$$

Первичные регуляторы частоты вращения имеют естественную статическую характеристику. С помощью дополнительных устройств (вторичных регуляторов) можно получить результирующую астатическую характеристику.

Частота в ЭЭС обычно регулируется ведущими электростанциями с учётом ограничения недопустимых перетоков мощности по транзитным

электропередачам. При этом другие электростанции называются ведомыми по частоте. Ведущими могут быть также отдельные генераторы.

Устойчивость СЭС в значительной мере определяется параметрами и характеристиками синхронных машин. При расчётах установившихся режимов синхронной машины используется её схема замещения с синхронной ЭДС $\dot{E}_q$, приложенной за сопротивлением X_d (синхронным сопротивлением) (рисунок 1.4, а). ЭДС E_q пропорциональна установившемуся току возбуждения I_f .

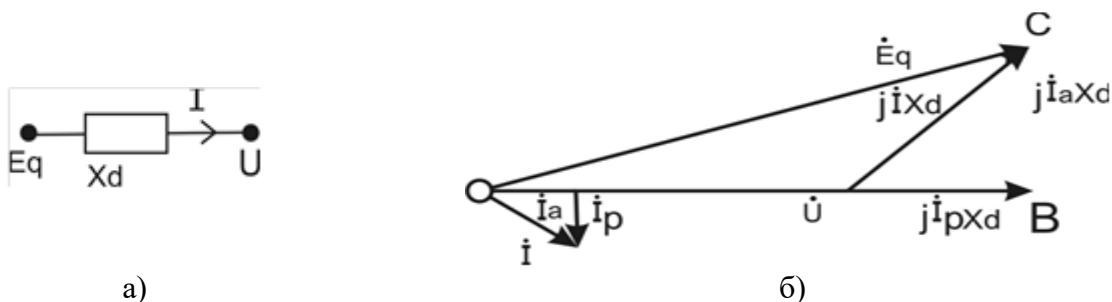


Рисунок 1.4

Поскольку E_q и I_f больше всего влияют на создание синхронного электромагнитного момента машины, они совместно с сопротивлением X_d получили название синхронных величин.

Из векторной диаграммы (рисунок 1.4, б) и схемы замещения синхронной машины следует, что ЭДС $\dot{E}_q$ и напряжение $\dot{U}$ на зажимах синхронной машины связаны соотношением

$$\dot{E}_q = \dot{U} + j\dot{I}X_d, \quad (1.8)$$

где $\dot{I}$ – ток статора, т. е. ток нагрузки синхронной машины.

При заданной нагрузке синхронной машины ($I = \text{const}$) напряжение на её зажимах пропорционально ЭДС, значение которой зависит от тока возбуждения I_f .

Следовательно, напряжение синхронной машины можно регулировать изменением тока возбуждения. На этом принципе основаны устройства АРВ, предназначенные для регулирования напряжения на зажимах синхронной машины.

При расчётах электромеханических переходных процессов используется схема замещения синхронной машины с переходной ЭДС E' , приложенной за сопротивлением X'_d (рисунок 1.5, а). Эта ЭДС пропорциональна суммарному магнитному потоку, сцепленному с ротором.

При всяком изменении режима результирующий магнитный поток генератора сначала остаётся неизменным, а затем плавно (без скачков) переходит к новому постоянному значению (рисунок 1.5, в).

Индукцируемая этим потоком ЭДС E' так же, как и поток, в первый момент времени остаётся неизменной (не скачет) и сохраняет то же значение,

которое было до изменения режима. Поэтому ЭДС E' является связующей величиной при переходе от одного режима синхронной машины к другому, отчего E' (и X'_d) получили название переходных величин.

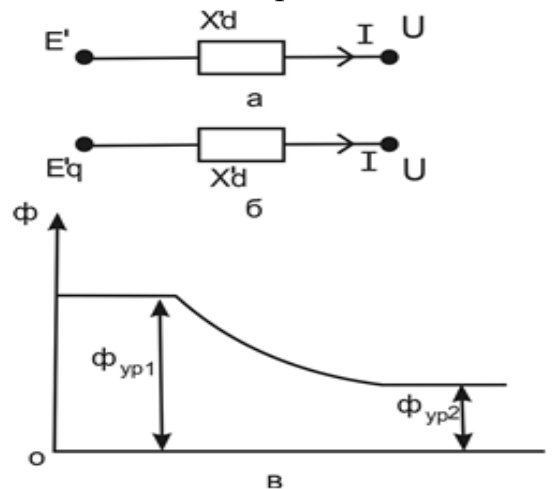


Рисунок 1.5

Поскольку ЭДС E' мало отличается от своей проекции $\dot{E}_q$, то в расчётах часто полагают $\dot{E}_q \approx E'$ и используют схему замещения, показанную на рисунке 1.5, б.

1.2 Статическая устойчивость

Статической устойчивостью СЭС называют устойчивость ее установившегося режима, т. е. способность сохранять исходный режим при достаточно малых отклонениях (возмущениях) параметров режима. Можно выделить несколько видов нарушения статической устойчивости электрических систем:

- выпадение генераторов из синхронизма вследствие превышения критического значения мощности, потребляемой нагрузкой;
- торможение синхронных и асинхронных двигателей, обусловленное падением напряжения в каком-либо узле нагрузки ниже критического значения («лавины напряжения»);
- нарушение баланса активной мощности из-за превышения критического значения мощности, потребляемой нагрузкой («лавины частоты»);
- самораскачивание синхронных машин при неудачном выборе закона регулирования возбуждения или коэффициентов усиления по отдельным каналам регулирования;
- самовозбуждение синхронных и асинхронных машин, обусловленное резонансными явлениями в контуре статорной обмотки при ёмкостном характере внешнего сопротивления.

Основной вид нарушения статической устойчивости СЭС – нарушение устойчивости электродвигательной нагрузки.

По характеру изменения параметров режима СЭС после малых возмущений статическую устойчивость можно разделить на аperiodическую и

периодическую. В первом случае изменение параметров имеет монотонный характер, во втором – характер самораскачивания.

Исследование статической устойчивости предполагает следующие этапы:

- определение параметров установившегося режима (УР) и способа утяжеления режима СЭС;
- линеаризация уравнений переходных процессов в окрестности точки, соответствующей УР в области независимых переменных, т. е. в области основных параметров режима;
- вычисление частных производных параметров режима в характеристических уравнениях или характеристическом определителе системы электроснабжения;
- проверка устойчивости по какому-либо критерию;
- определение запаса статической устойчивости постепенным утяжелением режима СЭС.

Рассмотрим некоторые вопросы, связанные со статической устойчивостью, подробнее.

Если система обладает такими свойствами, что энергия

$$W = W_{\text{н}} + \Delta W, \quad (1.9)$$

после возмущения расходуется более интенсивно, чем приобретается от внешнего источника ($\Delta W_{\Gamma} = f(\Pi)$), то новый режим, возникший после возмущения, не может быть обеспечен энергией и в системе должен восстановиться прежний УР или режим близкий к этому УР. Такая система устойчива.

Из определения устойчивости следует, что условием сохранения устойчивости системы (критерием устойчивости) является соотношение

$$\frac{\Delta W}{\Delta \Pi} > \frac{\Delta W_{\Gamma}}{\Delta \Pi}, \quad (1.10)$$

или в дифференциальной форме

$$\frac{d(W_{\Gamma} - W)}{d\Pi} < 0. \quad (1.11)$$

Величина $\Delta W_{\Sigma} = W_{\Gamma} - W$ – называется избыточной энергией.

Эта энергия положительна, если дополнительная генерируемая энергия, появившаяся при возмущении, возрастает быстрее, чем энергия нагрузки системы с учётом потерь в ней. При этом условии критерий устойчивости можно записать в виде $\frac{d(\Delta W_{\Sigma})}{d\Pi} < 0$, т. е. режим устойчив, если производная от избыточной энергии по определяющему параметру Π отрицательна.

Для обеспечения статической устойчивости системы существенное значение имеет запас статической устойчивости, который определяет допустимые границы ухудшения режима до нарушения статической

устойчивости. Запас статической устойчивости можно оценивать углами сдвига роторов генераторов и напряжениями в узловых точках системы.

Большое значение имеет наличие запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме, который уменьшается по сравнению с запасом устойчивости в нормальном режиме, причем в послеаварийном режиме этот запас по увеличению мощности передачи должен составлять от 5 % до 10 %, а в нормальном – от 15 % до 20 %.

Чтобы проверить статическую устойчивость системы, необходимо составить дифференциальное уравнение малых колебаний для всех её элементов и регулирующих устройств, затем исследовать корни характеристического уравнения на устойчивость. Поскольку строгое решение такой задачи очень сложно, то в инженерных расчётах применяют приближённые методы исследования устойчивости, которые базируются на использовании практических критериев устойчивости.

Рассмотрим простейшую схему электропередачи, в которой генератор работает через трансформатор и линию на шины неизменного напряжения, т. е. на шины системы, мощность которой велика по сравнению с мощностью рассматриваемой электропередачи, поэтому напряжение на шинах можно считать неизменным по амплитуде и фазе при любых режимах (рисунок 1.6, а).

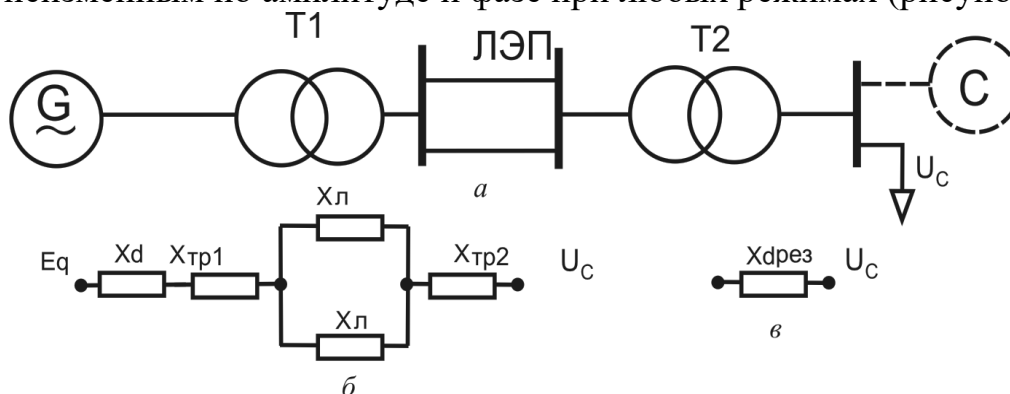


Рисунок 1.6

При исследовании характера ПП удобно пользоваться угловой характеристикой

$$P = f(\delta),$$

где P – электромагнитная мощность генератора;

δ – угол сдвига по фазе между синхронной ЭДС генератора и E_q и напряжением на шинах приёмной системы U_c .

Из схем замещения рассматриваемой электропередачи (рисунок 1.6, б, в) получаем результирующее сопротивление

$$X_{\text{дрез}} = X_d + X_{\text{тр1}} + \frac{X_{\text{л}}}{2} + X_{\text{тр2}}. \quad (1.12)$$

Векторная диаграмма для нормального режима работы этой электропередачи показана на рисунке 1.7.

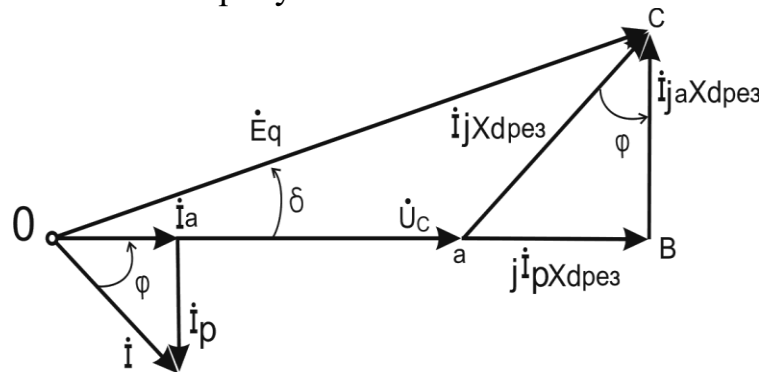


Рисунок 1.7

Из диаграммы получается $BC = Eq \sin \delta$, а так же $BC = I X_{дрез}$, $\cos \varphi = I_a X_{дрез}$. Видно, что

$$Eq \sin \delta = I_a X_{дрез}. \quad (1.13)$$

Умножая (1.13) на $\frac{U_C}{X_{дрез}}$, получается выражение для активной мощности, передаваемой от генератора G приёмной системе C

$$P = \frac{Eq U_C}{X_{дрез}} \sin \delta, \quad (1.14)$$

где

$$Eq = \sqrt{(U_C + I_p X_{дрез})^2 + (I_a X_{дрез})^2} = \sqrt{(U_C + \frac{Q X_{дрез}}{U_C})^2 + (\frac{P X_{дрез}}{U_C})^2}.$$

Из (1.14) следует, что при постоянстве Eq и U_C изменение передаваемой мощности P зависит от изменения угла δ .

С другой стороны, мощность, отдаваемую генератором в сеть, можно изменить воздействием на регулирующие клапаны турбины. В исходном режиме мощность турбины уравнивается мощностью генератора, работающего с неизменной частотой вращения. По мере открытия клапанов регулирования турбины (или направляющего аппарата у гидротурбины) мощность турбины возрастает. Это приводит к нарушению равновесия вращающего и тормозящего моментов турбины и генератора.

При ускорении генератора вектор ЭДС $\dot{E}_q$ перемещается относительно вращающегося с неизменной скоростью вектора напряжения приёмной системы $\dot{U}_C$. Происходит увеличение угла δ , что приводит к соответствующему повышению мощности генератора по синусоидальному закону до тех пор, пока она вновь не уравнивает возросшую мощность турбины. Но синус сначала растёт при увеличении δ , а затем, достигнув максимума, начинает падать.

При заданных значениях ЭДС генератора E_q и напряжения приёмника U_c существует определённый максимум передаваемой мощности, который называется идеальным пределом мощности. Он достигается при $\delta = 90^\circ$ и определяется выражением

$$P_{\max} = \frac{E_q U_c}{X_{\text{дрез}}}. \quad (1.15)$$

График зависимости угловой характеристики и характеристики синхронизирующей мощности генератора $P = P(\delta)$ показан на рисунке 1.8.

В установившемся режиме мощность турбины P_0 равна мощности генератора P , т. е. между неизменной мощностью первичного двигателя и мощностью генератора существует равновесие. При этом каждому значению мощности турбины P_0 соответствуют две точки равновесия на угловой характеристике мощности генератора (рисунок 1.8) и, следовательно, два угла (δ_a и δ_b).

Но устойчивый режим работы возможен лишь в точке a . Это можно показать, рассмотрев характер движения ротора генератора при небольшом отклонении от точек равновесия ($\Delta\delta_a$ и $\Delta\delta_b$ на рисунке 1.8 и на рисунке 1.9, на котором показано изменение положения ротора при возмущении).

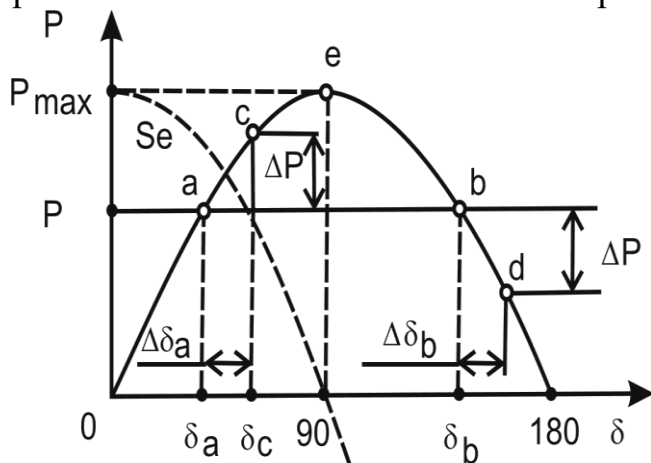


Рисунок 1.8

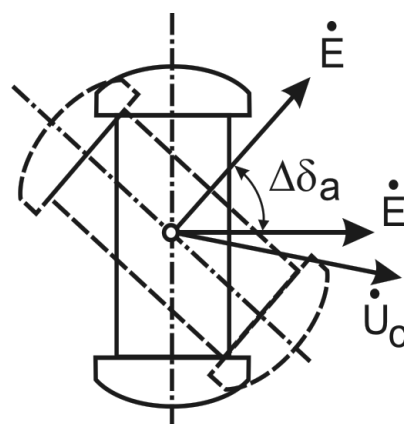


Рисунок 1.9

Предполагая, что вследствие небольшого возмущения угол δ_a увеличился на $\Delta\delta_a$, рабочая точка на угловой характеристике перейдёт из положения «а» в положение «с» и мощность генератора увеличится на ΔP , т. е. положительному $\Delta\delta$ соответствует положительное ΔP .

В результате увеличения мощности генератора при неизменной мощности турбины равновесие вращающего и тормозящего моментов турбины и генератора нарушается, и на валу машины возникает тормозящий момент. Под его влиянием ротор генератора начинает замедляться. При этом вектор ЭДС генератора $\dot{E}$ перемещается в сторону уменьшения угла δ . Это приводит к уменьшению P и к восстановлению исходного режима в точке «а». Таким образом, случайное малое отклонение $\Delta\delta_a$ завершается возвращением угла δ к

исходному значению ($\delta = \delta_a$). Следовательно, режим системы, соответствующий точке «а», является устойчивым.

В точке «в» (рисунок 1.8) положительное приращение угла $\Delta\delta$ приводит к отрицательному изменению мощности генератора ΔP . Уменьшение мощности генератора вызывает появление ускоряющего момента на валу генератора, при этом угол δ дополнительно возрастает. Увеличение δ обуславливает дальнейшее снижение мощности и т. д.

Процесс протекает прогрессивно и генератор выпадает из режима синхронной работы (выпадает из синхронизма). Таким образом, режим работы в точке «в» статически неустойчив.

Из рассмотрения данного примера можно сделать следующий вывод: состояние генератора, соответствующее точке «а» и любой другой точке на возрастающей части характеристики мощности, статически устойчиво, а состояние генератора, соответствующее любой точке спадающей части характеристики мощности, статически неустойчиво. Отсюда вытекает следующий критерий статической устойчивости системы

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta\delta}\right) > 0 \quad \text{или} \quad \left(\frac{dP}{d\delta}\right) > 0. \quad (1.16)$$

Производную $\left(\frac{dP}{d\delta}\right) = S_E$ принято называть синхронизирующей мощностью.

Эта величина характеризует реакцию генератора на увеличение угла сдвига ротора. Положительный знак её является критерием статической устойчивости. Если ΔP отсутствует, то S_E определяется выражением

$$S_E = \frac{dP}{d\delta} \Big|_{E=Const} = EqU_C \frac{\cos\delta}{X_{dpez}}. \quad (1.17)$$

При $\delta < 90^\circ$, $S_E > 0$ и обеспечиваются устойчивые стационарные режимы работы системы (рисунок 1.8).

Количественно статическая устойчивость характеризуется коэффициентом запаса

$$K_3 = \frac{P_{max} - P_0}{P_0},$$

где P_{max} и P_0 – максимальная и номинальная мощности системы.

Контрольные вопросы

1. Что такое электромеханические переходные процессы?
2. Количество групп электромеханических переходных процессов?
3. Какие допущения принимают при практических расчетах устойчивости СЭС?

4. Какое уравнение называют уравнением электромеханических переходных процессов?
5. Что такое статическая устойчивость?
6. Какие существуют виды нарушения статической устойчивости электрических систем?
7. Что такое коэффициент запаса?

2 Динамическая устойчивость системы электроснабжения

2.1 Основные вопросы динамической устойчивости системы электроснабжения

СЭС динамически устойчива, если при каком-либо сильном возмущении сохраняется синхронная работа всех её элементов. Исследование и оценка устойчивости СЭС связаны с расчётами электромеханических переходных процессов в системе при больших отклонениях мощности и малых изменениях частоты вращения. Наиболее общим методом расчёта происходящих при этих нарушениях относительных движений роторов генераторов в электрической системе является численное интегрирование дифференциальных уравнений. С помощью метода последовательных интервалов нелинейные уравнения переходного процесса могут быть решены в конечных разностях. Этот метод как при ручном счёте, так и при расчётах на ЭВМ позволяет с достаточной точностью учесть влияние различных факторов на оценку устойчивости.

Во многих случаях бывает целесообразно воспользоваться каким-либо упрощенным методом расчёта и дополнительно проследивать влияние некоторых факторов на протекание переходного процесса, изменяя в небольших пределах те или иные параметры.

Особенно эффективны упрощенные методы расчёта при проведении исследований, выявляющих области и зоны влияния тех или иных факторов на протекание переходного процесса.

Для выяснения принципиальных вопросов динамической устойчивости рассмотрим, происходящие при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей ЛЭП процессы, рисунок 2.1, а.

Схема замещения электропередачи в исходном нормальном режиме показана на рисунке 2.1, б, а схема замещения электропередачи с отключенной цепью – на рисунке 2.1, в.

Результирующее сопротивление схемы в исходном случае

$$x'_{дрез1} = x'_d + x_{тп1} + 0,5x_{л} + x_{тп2}, \quad (2.1)$$

а результирующее сопротивление схемы после отключения равно

$$X'_{дрез2} = X'_d + X'_{тп1} + X_{л} + X_{тп2}. \quad (2.2)$$

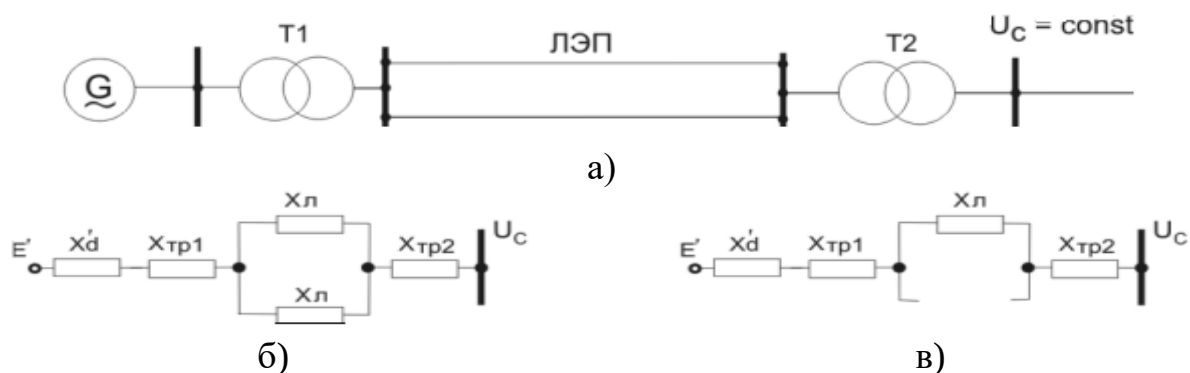


Рисунок 2.1

Поскольку $X'_{дрез2} > X'_{дрез1}$, то справедливо соотношение

$$P_{max2} = \frac{E'U_c}{X'_{дрез2}} < P_{max1} = \frac{E'U_c}{X'_{дрез1}}. \quad (2.3)$$

Из (2.3) следует, что при неизменных E' , U_c и изменении $X'_{дрез}$ максимальное значение передаваемой мощности меняется. На рисунке 2.2 представлены угловые характеристики 1 и 2, соответствующие этим P_{max} .

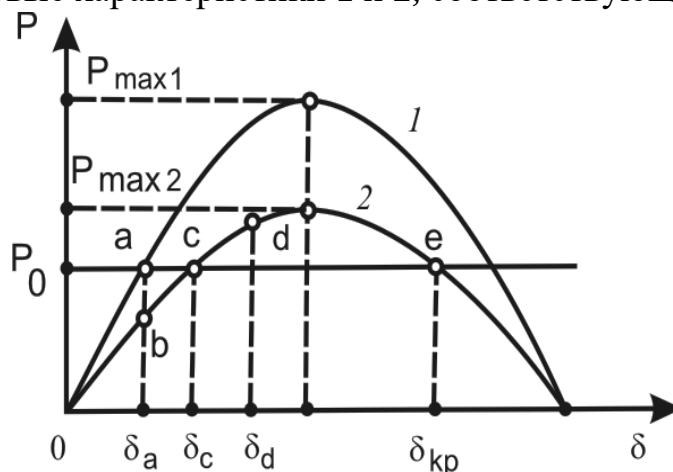


Рисунок 2.2

При внезапном отключении одной из цепей ЛЭП ротор генератора G из-за инерции не успевает изменить угол δ . Поэтому точка предыдущего режима (точка «а» на угловой характеристике 1 при $\delta = \delta_a$) попадает в точку последующего режима.

При этом мощность генератора уменьшается при неизменной мощности турбины P_0 . Это приводит к возникновению избыточного крутящего момента, под действием которого скорость ротора и угол δ начинают возрастать, вызывая возрастание мощности генератора. Точка режима будет перемещаться по кривой 2 от точки «б» к точке «с» (после точки «с» возникнет тормозящий момент и ротор начнет замедляться) и по инерции дальше до некоторой точки «d». Затем точка режима будет двигаться назад к точке «с» и может проскочить точку «с». При этом возникнут затухающие колебания вокруг точки «с» (нового установившегося режима системы).

Если точка «d» окажется на нисходящей части характеристики (в частности, совпадет с точкой «е»), то генератор выпадет из синхронизма.

Следовательно, об устойчивости системы можно судить по характеру изменения угла δ во времени. Например, зависимость $\delta(t)$ (рисунок 2.3, а) соответствует устойчивой работе системы, а зависимость показанная на рисунке 2.3, б соответствует неустойчивой работе системы.

Рассматривается переходной процесс при КЗ одной из цепей ЛЭП с последующим её отключением, рисунок 2.4, а. Схемы замещения электропередачи для нормального исходного и послеаварийного режимов показаны на рисунке 2.4, б и рисунке 2.4, в соответственно.

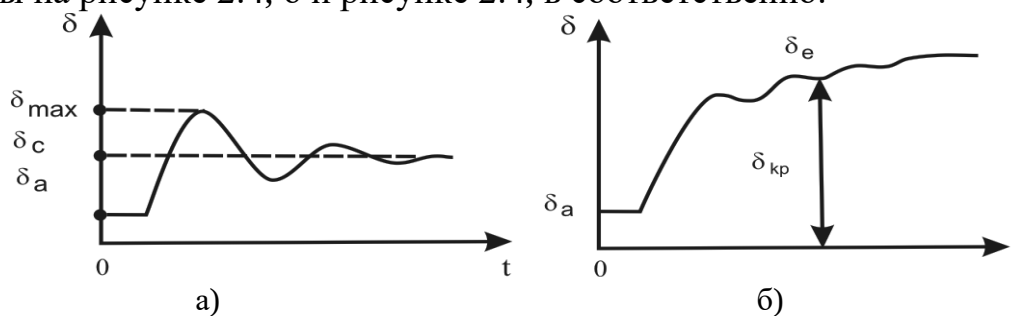


Рисунок 2.3

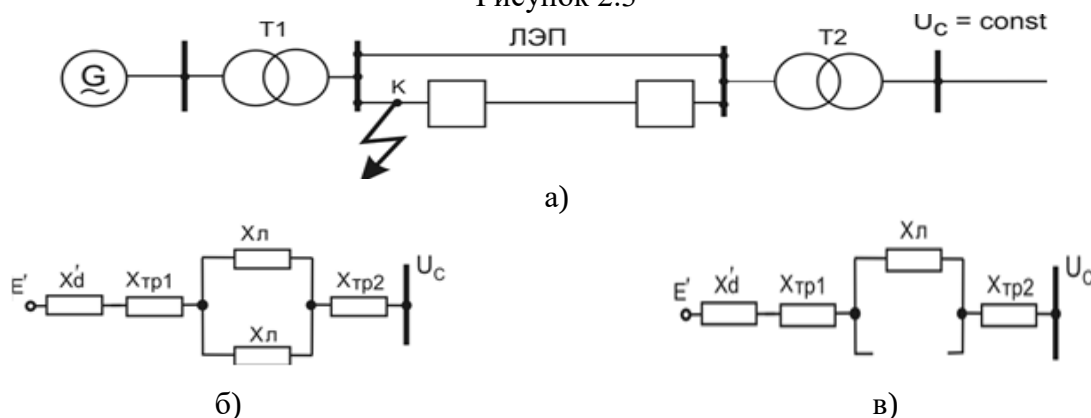


Рисунок 2.4

Угловая характеристика мощности генератора для нормального исходного режима

$$P_I = \frac{E'U_c}{X_I} \sin \delta, \quad (2.4)$$

где $X_I = X'_{d\text{резл}} = X'_d + X_{\text{тр1}} + \frac{1}{2}X_{\text{л}} + X_{\text{тр2}}$, а для послеаварийного режима

$$P_{\text{III}} = \frac{E'U_c}{X_{\text{III}}} \sin \delta, \quad (2.5)$$

где $X_{\text{III}} = X'_d + X_{\text{тр1}} + X_{\text{л}} + X_{\text{тр2}}$.

Схему замещения можно получить и для аварийного режима электропередачи, если в точку КЗ включить шунтирующее сопротивление X_k

(рисунок 2.5, а), значение которого зависит от вида КЗ: при трёхфазном КЗ – $X_k = 0$; при двухфазном КЗ – $X_k = X_2$; при однофазном КЗ – $X_k = X_2 + X_0$; при двухфазном КЗ на землю – $X_k = \frac{X_2 X_0}{X_2 + X_0}$, где X_2 и X_0 – суммарные сопротивления схем обратной и нулевой последовательностей относительно точки КЗ.

Схему, представленную на рисунке 2.5, а, можно последовательно преобразовать в звезду (рисунок 2.5, б), а затем в треугольник (рисунок 2.5, в), и выразить следующей системой уравнений

$$\begin{aligned} X_E &= X_a + X_k + \frac{X_a X_k}{X_b}, \\ X_U &= X_b + X_k + \frac{X_b X_k}{X_a}, \\ X_{EU} &= X_a + X_b + \frac{X_a X_b}{X_k}. \end{aligned} \quad (2.6)$$

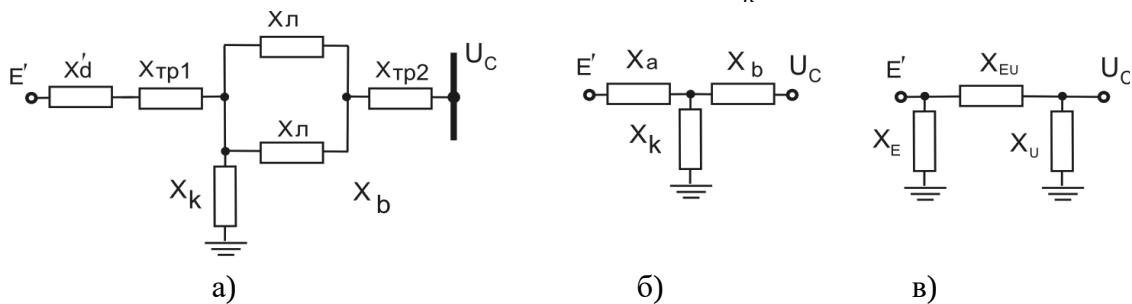


Рисунок 2.5

Сопротивления X_E и X_U , подключенные параллельно с ЭДС E' и с напряжением U_c , не влияют на режим передачи мощности от генератора к системе и поэтому их можно не учитывать при определении активной мощности генератора в аварийном режиме (как будто X_E и X_U отключены). При этом вся активная мощность генератора передаётся через сопротивление $X_{II} = X_{EU}$, связывающее точку E' и точку U_c

$$P_{II} = \frac{E' U_c}{X_{II}} \sin \delta. \quad (2.7)$$

Амплитуда угловой характеристики мощности для аварийного режима зависит от сопротивления $X_{II} = X_{EU}$. Это сопротивление является взаимным сопротивлением между точками E' и U_c . С уменьшением сопротивления шунта X_k в уравнениях (2.6) сопротивление X_{EU} увеличивается, а это приводит к снижению амплитуды угловой характеристики (2.7). Наиболее тяжёлый аварийный режим будет при трёхфазном КЗ в начале ЛЭП, когда $X_{EU} \rightarrow \infty$, а амплитуда (2.7) равна нулю. Наименее тяжёлый аварийный режим

соответствует однофазному КЗ, при котором сопротивление шунта X_k наибольшее.

На рисунке 2.6 показаны характеристики генератора в трех случаях: $P_I(\delta)$ – для нормального режима; $P_{II}(\delta)$ – для аварийного режима; $P_{III}(\delta)$ – для послеаварийного режима.

Отдаваемая генератором мощность и угол между ЭДС E' и напряжением U_c в нормальном режиме обозначены соответственно P_o и δ_o .

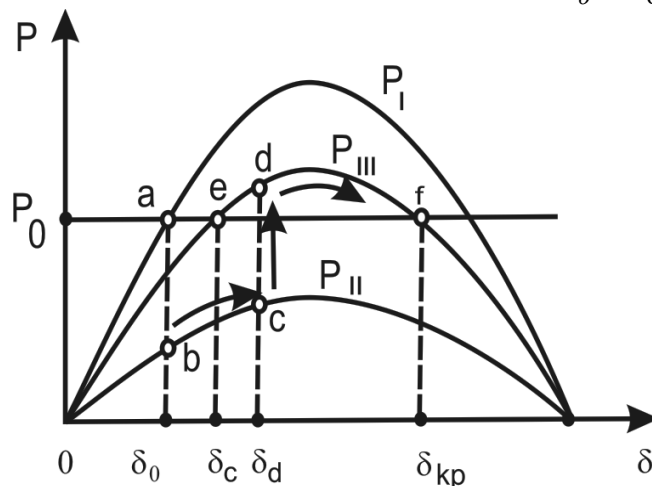


Рисунок 2.6

В начальный момент КЗ из-за инерции ротора генератора угол δ мгновенно измениться не может и сохраняет прежнее значение $\delta = \delta_o$. Точка режима переходит с характеристики P_I на характеристику P_{II} (от точки «а» к точке «b»). Из-за уменьшения мощности генератора нарушается равенство моментов с турбиной. На валу генератора возникает ускоряющий момент, под действием которого ротор начинает перемещаться относительно вращающегося магнитного поля генератора (а вектор E' относительно вектора U_c) и угол δ увеличивается. При этом происходит перемещение точки режима по характеристике $P_{II}(\delta)$ в направлении точки «с».

Допустим, что в некоторый момент времени, когда угол δ достиг величины $\delta_{откл} = \delta_d$, срабатывает релейная защита и происходит отключение поврежденной цепи ЛЭП. При этом мощность генератора увеличивается (точка режима перескакивает из точки с характеристики $P_{II}(\delta)$ в точку «d» на характеристике $P_{III}(\delta)$). В этот момент времени мощность турбины ввиду инерционности системы регулирования частоты вращения остается равной P_o .

Таким образом, после отключения КЗ-ветви ЛЭП электромагнитная мощность генератора становится больше механической мощности турбины и на валу генератора возникает тормозящий момент. Ротор не может быстро замедлить свое вращение и некоторое время продолжает своё движение в сторону увеличения угла δ , пока не израсходуется запасенная им на пути от δ_o до $\delta_{откл} = \delta_d$ кинетическая энергия. В этот период времени генератор покрывает избыток отдаваемой им системе электромагнитной мощности за счёт кинетической энергии, запасенной ротором во время ускорения.

Если вся излишняя кинетическая энергия будет израсходована до достижения ротором угла $\delta_{кр}$ (точка f на характеристике P_{III}), то под действием тормозящего момента ротор начинает замедляться и после нескольких колебаний установится в режиме, соответствующем углу δ_y (точка «е» на характеристике P_{III}).

Если же ротор при разгоне проходит угол $\delta_{кр}$ (точка « f »), то вновь возникает момент, ускоряющий ротор, и угол δ будет прогрессивно нарастать и генератор при этом выходит из синхронизма. Следовательно, в данном случае система динамически не устойчива.

2.2 Упрощённые методы определения динамической устойчивости

Сильное возмущение в СЭС приводит к изменениям режима её работы. Они возникают в результате изменения состава элементов электрической сети при их включениях и отключениях, КЗ, нарушений балансов генерируемой и потребляемой мощности в узловых точках СЭС. Наиболее опасны возмущения при КЗ.

Задачами анализа динамической устойчивости СЭС являются оценка характера переходного процесса при сильных возмущениях, установление критических параметров при переходе из одного состояния в другое. Для решения этих задач используют приближенные методы, поскольку точная оценка динамической устойчивости при учёте всех переходных процессов и изменений в СЭС, связанных с сильным возмущением, очень сложна.

К числу переходных процессов и изменений в СЭС относят изменения запаса кинетической и электромагнитной энергии в элементах СЭС, изменения ЭДС генераторов, генерируемой мощности, сопротивлений магнитных цепей, а также нелинейность угловых характеристик мощности, инерционность механических параметров элементов и т. п.

Приближённые методы анализа динамической устойчивости СЭС базируются на допущениях:

- разделение полностью электромагнитных и электромеханических переходных процессов по скорости их протекания с мгновенным изменением электрической мощности при смене режимов;
- малость отклонений частоты вращения роторов генераторов от синхронной частоты;
- неизменность вращающего момента первичных двигателей генераторов и постоянных инерции в течение переходного процесса;
- замена совокупности генераторов одним эквивалентным генератором;
- рассмотрение переходных процессов на ограниченном интервале времени;
- сохранение симметрии трёхфазной системы источников при её нарушении в электрической сети;
- учёт только основных нелинейных характеристик элементов и др.

Уровень принимаемых допущений должен соответствовать конечной цели решаемой задачи анализа динамической устойчивости СЭС. С этой точки зрения приближенные методы анализа можно разделить на упрощённые и уточнённые.

Упрощённые методы позволяют просто и быстро предварительно оценить динамическую устойчивость простейших электрических систем, однако они приемлемы лишь для грубой оценки.

Уточнённые методы направлены на конкретизацию расчётов при учёте ряда факторов (не принимаемых во внимание в упрощённых методах, но оказывающих существенное влияние на переходной процесс):

- АРВ, изменяющего ЭДС генератор и, следовательно, их электромагнитный момент;
- автоматического отключения частоты (АРЧ) вращения первичных двигателей и их вращающего момента;
- учёта дополнительных тормозных моментов, возникающих в процессе КЗ от периодической составляющей тока статора и токов, необходимых в демпферных обмотках ротора;
- учёта динамических характеристик узлов нагрузки.

Основными упрощёнными методами анализа динамической устойчивости СЭС являются:

- метод площадей, используемый для определения предельных значений угла и времени отключений КЗ;
- метод последовательных интервалов, применяемый для качественной оценки характера переходного процесса по изменению угла δ во времени.

Предельный угол отключения КЗ можно найти, не устанавливая характер переходного процесса смены режимов. Для этого используют метод площадей, позволяющий оценить соотношение изменения энергии в различных фазах процесса смены режимов работы СЭС. В качестве примера энергетически оценим переход из нормального в аварийный и послеаварийный режимы простейшей системы, которая содержит генератор, работающий через трансформатор и двухцепную ЛЭП на шины бесконечной мощности (рисунок 2.4, а).

Смена состояний рассматриваемой системы представлена на рисунке 2.7 через угловые характеристики активной мощности.

Рабочая точка в исходном нормальном режиме (точка «а») соответствует координатам P_o и δ_o , отражающим равенство мощности, развиваемой первичным двигателем генератора, и мощности $P_I(\delta_o)$, передаваемой генератором в сеть со сдвигом на угол δ_o между ЭДС E' и напряжением U_c .

При возникновении КЗ происходит сброс мощности $P_I(\delta_o)$ до $P_{II}(\delta_o)$, вследствие чего появляется избыточная мощность $\Delta P_{II}(\delta) = P_o - P_{II}(\delta)$, которая вызывает ускорение вращения ротора генератора. При этом рабочая точка режима перемещается по характеристике $P_{II}(\delta)$ в направлении точки «с» (в сторону увеличения угла δ).

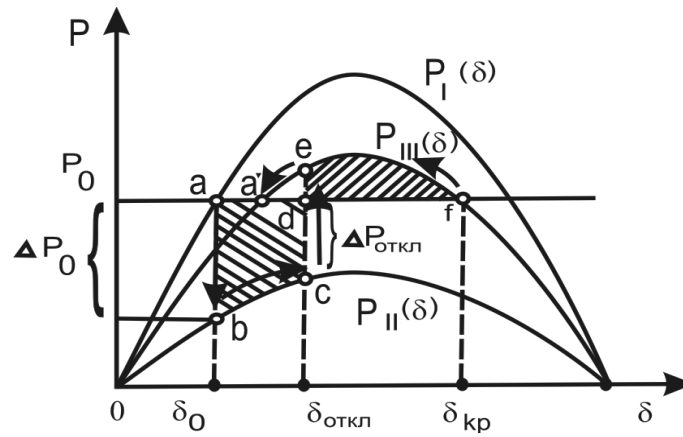


Рисунок 2.7

Если отключению поврежденной цепи соответствует угол $\delta_{откл}$, то ротор генератора во время ускорения запасает кинетическую энергию

$$A_{уск} = \int_{\delta_0}^{\delta_{откл}} \Delta P_{II}(\delta) d\delta \equiv F_{abcd}, \quad (2.8)$$

которая соответствует площади, заштрихованной на рисунке 2.7 и называемой площадкой ускорения.

Отключение поврежденной цепи электропередачи приводит к возрастанию передаваемой в цепь мощности с $P_{II}(\delta_{откл})$ до $P_{III}(\delta_{откл})$. Так как $P_{III}(\delta_{откл}) > P_0$, то возникает тормозящий момент для ротора, соответствующий мощности $\Delta P_{III}(\delta) = P_{III}(\delta) - P_0$, где $\delta > \delta_{откл}$. Угол δ продолжает увеличиваться до тех пор, пока не будет израсходована запасенная во время ускорения кинетическая энергия ротора генератора. Во время торможения может быть израсходована энергия, предельное значение которой для интервала изменения угла δ , равного от $\delta_{откл}$ до $\delta_{кр}$, определяется выражением

$$A_{торм} = \int_{\delta_{откл}}^{\delta_{кр}} \Delta P_{III}(\delta) d\delta \equiv F_{def}. \quad (2.9)$$

Площадь F_{def} , заштрихованная на рисунке 2.7, называемая площадкой торможения, соответствует кинетической энергии, которая может быть израсходована ротором генератора во время торможения.

Сохранению динамической устойчивости и возвращению рабочей точки в точку «a» (рисунок 2.7) соответствует условие, при котором во время торможения ротор не достигает угла $\delta = \delta_{кр}$ (точка «f»). Это может быть при

$$A_{уск} \leq A_{торм} \quad \text{или} \quad F_{abcd} \leq F_{def}. \quad (2.10)$$

Математическое выражение условия (2.10) можно записать следующим образом

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл}} (P_0 - P_{II}) d\delta - \int_{\delta_{откл}}^{\delta_{кр}} (P_{III} - P_0) d\delta \leq 0. \quad (2.11)$$

Знак равенства соответствует наибольшему значению $\delta_{\text{откл.}}$, при котором ещё сохраняется динамическая устойчивость системы.

Таким образом, из (2.11) можно найти предельное по условию сохранения динамической устойчивости значение угла отключения поврежденной цепи ЛЭП

$$\delta_{\text{откл.пред.}} = \arccos \frac{P_o(\delta_{\text{кр}} - \delta_o) + P_{\text{maxI}} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{\text{maxII}} \cos \delta_o}{P_{\text{maxIII}} - P_{\text{maxII}}}. \quad (2.12)$$

Зная $\delta_{\text{откл.пред.}}$, можно определить предельное время отключения КЗ. Для произвольного момента времени связь величин δ и t определяется уравнением движения

$$P_T - P_{\text{эл}} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \alpha. \quad (2.13)$$

Аналитическое решение его возможно только для частного случая, когда полностью разорвана связь генератора с шинами приёмной системы, т. е. когда $P_{\text{II}}(\delta) = P_{\text{эл}} = 0$. Это происходит при трехфазном КЗ на одной из цепей ЛЭП. При этом уравнение движения упрощается и принимает вид

$$P_T = P_o = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad \text{или} \quad T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_o. \quad (2.14)$$

Решение этого уравнения методом последовательного интегрирования при постоянных

$$C_1 = \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} = 0 \quad \text{и} \quad C_2 = \delta_o \quad \text{определяет угол} \quad \delta = \frac{P_o}{2T_J} t^2 + \delta_o, \quad (2.15)$$

откуда можно найти значение предельного времени отключения трёхфазного КЗ

$$t_{\text{откл.пред.}} = \sqrt{\frac{2T_J(\delta_{\text{откл.пред.}} - \delta_o)}{P_o}}. \quad (2.16)$$

Если выразить δ в градусах, постоянную T_J в секундах, то формула (2.16) примет вид

$$t_{\text{откл.пред.}} = \sqrt{\frac{T_J(\delta_{\text{откл.пред.}} - \delta_o)}{9000P_o}}. \quad (2.17)$$

При малой длительности КЗ от 0,1 до 0,2 с формулой (2.17) пользуются для вычисления предельного времени отключения несимметричных КЗ, когда $P_{\text{II}}(\delta) > 0$ (рисунок 2.7) в этом случае мощность P_o представляют в виде

$$\Delta P = \frac{\Delta P_o + \Delta P_{\text{откл.}}}{2} = P_o - \frac{P_{\text{maxII}}(\sin \delta_o + \sin \delta_{\text{откл.}})}{2}. \quad (2.18)$$

2.3 Качественная оценка характера переходного процесса

Качественную оценку переходного процесса смены режимов можно сделать по зависимости $\delta = f(t)$, которую получают численным решением уравнения (2.14) методом последовательных интервалов. При этом можно учесть влияние управляющих воздействий на характер переходного процесса от регулирования возбуждения, изменения времени отключения поврежденного элемента, АПВ и т. д.

Время переходного процесса, описываемого уравнением (2.4), разбивают на ряд равных интервалов Δt . В практических расчетах интервал Δt берут в пределах от 0,02 с до 0,1 с в зависимости от длительности КЗ и характеристик устройств системной автоматики. Переходной процесс рассматривают последовательно по интервалам. В каждом интервале Δt избыток мощности (правую часть уравнения) считают неизменным и при этом допущении вычисляют приращение угла $\Delta\delta$.

В момент сброса мощности (момент КЗ) возникает избыток мощности ΔP_0 , рисунок 2.8.

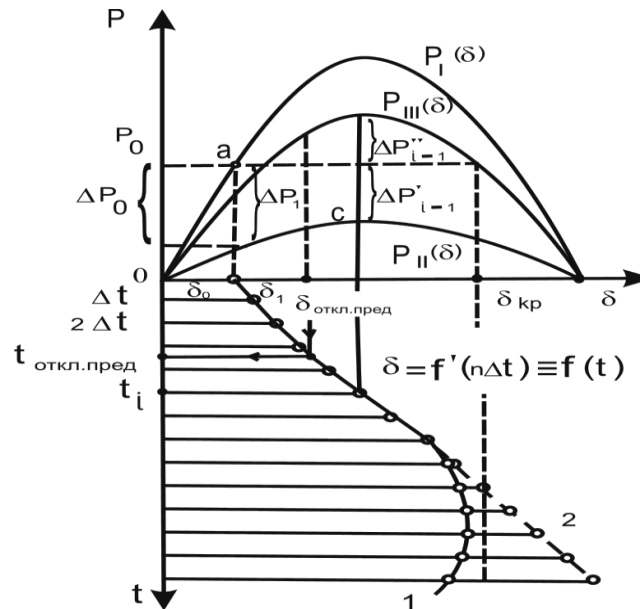


Рисунок 2.8

Приращение угла в течение первого интервала времени Δt находят при начальных условиях $\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{t=0} = 0$ и $\delta = \delta_0$ последовательным интегрированием уравнения

$$\Delta\delta_1 = \frac{\Delta P_0}{2T_J}(\Delta t)^2; \quad \delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1. \quad (2.19)$$

Во втором интервале времени ротор генератора движется под действием избытка мощности $\Delta P_1 = P_0 - P_{\max II} \sin \delta_1$ при некоторой начальной скорости, приобретенной в первом интервале

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_1 = \frac{\Delta P_o + \Delta P_1}{2T_j} \Delta t. \quad (2.20)$$

Решив уравнение (2.4) относительно приращения угла во втором интервале времени, получается

$$\Delta\delta_2 = \frac{\Delta P_1}{2T_j} (\Delta t)^2 + \left(\frac{d\delta}{dt}\right)_1 \Delta t. \quad (2.21)$$

После преобразования (2.21) с учётом (2.19) и (2.20) получается

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + \frac{\Delta P_1}{T_j} (\Delta t)^2. \quad (2.22)$$

Если время Δt и постоянную инерции T_j выразить в секундах, а углы $\Delta\delta_1$ и $\Delta\delta_2$ – в градусах и ввести постоянную $k = \frac{18000}{T_j} (\Delta t)^2$, то выражение (2.22) примет вид

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + k\Delta P_1. \quad (2.23)$$

Для n -го интервала времени по аналогии можно записать

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k\Delta P_{n-1}. \quad (2.24)$$

Если в i -м интервале времени происходит изменение режима с переходом из одной угловой характеристики мощности на другую (рисунок 2.8), то приращение угла определяют выражением

$$\Delta\delta_i = \Delta\delta_{i-1} + 0,5k(\Delta P'_{i-1} + \Delta P''_{i-1}). \quad (2.25)$$

Расчет точек кривой $\delta = f(n\Delta t)$ следует выполнять до тех пор, пока угол δ не начнет уменьшаться (кривая 1 на рисунке 2.8), что соответствует сохранению динамической устойчивости, или пока не будет установлено, что угол δ продолжает возрастать, превышая $\delta_{кр}$ (кривая 2 на рисунке 2.8), – в этом случае динамическая устойчивость нарушается. По кривой $\delta = f(t)$ можно определить также предельное время отключения КЗ, используя вычисленное с помощью (2.12) значение предельного угла отключения поврежденной цепи ЛЭП.

Контрольные вопросы

1. Что такое динамическая устойчивость СЭС?
2. Каким образом упрощаются методы расчёта при проведении исследований, выявляющих области и зоны влияния различных факторов на протекание переходного процесса?

3. Какие допущения принимают при практических расчётах динамической устойчивости СЭС?
4. Как построить схему замещения для аварийного режима электропередачи?
5. Как выглядит характеристика генератора для нормального режима?
6. Как выглядит характеристика генератора для аварийного режима?
7. Как выглядит характеристика генератора послеаварийного режима?
8. Как осуществляется качественная оценка характера переходного процесса?
9. По какому графику можно определить предельное время отключения КЗ?

3 Анализ устойчивости систем электроснабжения

Математическое описание СЭС для исследования их устойчивости основывается на теории дифференциальных уравнений. В общем виде СЭС описываются системами уравнений высокого порядка.

Для оценки устойчивости применяют линеаризацию систем дифференциальных уравнений и понижение их порядка с целью получения простых универсальных методов и алгоритмов расчёта. В линейных системах уравнений и системах с несущественной нелинейностью устойчивость можно анализировать методом малых колебаний. Случаи больших возмущений можно анализировать, применяя или второй метод Ляпунова, или численное интегрирование.

Понижение порядка систем дифференциальных уравнений, описывающих исследуемые переходные процессы, может быть достигнуто их упрощением:

- разделением процессов на быстрые и медленные с отдельным их рассмотрением;
- заменой групп источников или двигателей одним эквивалентным;
- представлением нагрузки обобщёнными характеристиками;
- выделением существенных факторов в протекающих процессах и пренебрежением второстепенными факторами и малыми параметрами;
- линеаризацией характеристик элементов СЭС;
- разделением сложной системы на простые подсистемы, которые можно рассматривать независимо.

Трудоёмкость решения задач устойчивости зависит также от уровня аналитического описания математических моделей основных элементов СЭС.

Для решения задач устойчивости СЭС промышленных предприятий приемлемы упрощённые математические описания синхронных и асинхронных машин, элементов сети и узлов нагрузки.

Упрощённое уравнение движения синхронной машины (генератора, компенсатора) можно использовать в виде

$$P_T - P_{эл} = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \alpha, \quad (3.1)$$

где ω – угловая частота;

α – угловое ускорение вращающихся масс;

$P_{эл}$ – электрическая (внутренняя) мощность одиночной машины

$$P_{эл} = E(t)I(t)\cos\varphi(t), \quad (3.2)$$

$E(t)$ – линейная ЭДС машины;

$I(t)$ – ток в статорной обмотке машины.

В случае электрической системы, которая содержит более одной машины, при определении внутренней мощности необходимо учитывать влияние других машин через их ЭДС и взаимные углы положения роторов $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$. Уравнение внутренней мощности i -й синхронной машины, которая работает параллельно с $(n-1)$ другими синхронными машинами, имеет вид

$$P_i = E_{qi}^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_{qi} E_{qj} y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}), \quad (3.3)$$

где E_{qi} , E_{qj} – модули ЭДС синхронных машин;

y_{ii} – модуль собственной эквивалентной проводимости;

y_{ij} – модуль взаимной эквивалентной проводимости источников i и j ;

$\alpha_{ii} = 90^\circ - \arctg \frac{x_{ii}}{r_{ii}}$ и $\alpha_{ij} = 90^\circ - \arctg \frac{x_{ij}}{r_{ij}}$ – углы, характеризующие

соотношения между составляющими полных собственных и взаимных сопротивлений электрической сети системы.

Системы электроснабжения предприятий обычно подключаются к шинам центров питания, находящихся под напряжением U . В этом уравнении внутренние активная и реактивная мощности синхронного генератора имеют вид

$$P = E_q^2 y \sin \alpha + E_q U y \sin(\delta - \alpha), \quad (3.4)$$

$$Q = E_q^2 y \cos \alpha - E_q U y \cos(\delta - \alpha). \quad (3.5)$$

Эти же мощности на шинах питающего центра могут быть описаны выражениями

$$P' = -U^2 y \sin \alpha + E_q U y \sin(\delta + \alpha), \quad (3.6)$$

$$Q' = -U^2 y \cos \alpha + E_q U y \cos(\delta + \alpha). \quad (3.7)$$

Уравнение движения синхронного двигателя при условии $E' = \text{const}$ совпадает по составляющим с уравнением (3.1)

$$M_{\text{эл}} - M_{\text{мех}} = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2}, \quad (3.8)$$

где $M_{\text{эл}}$ – электромагнитный момент двигателя;

$M_{\text{мех}}$ – момент сопротивления механизма, приводимого двигателем.

Уравнения (3.1) и (3.8) различаются по знаку, что связано с различием направлений действия момента $M_{\text{эл}}$ по отношению к направлению вращения ротора в генераторе и двигателе.

Уравнение (3.8) может использоваться в расчётах кратковременных переходных процессов (пока выполняется условие $E' = \text{const}$), длящихся менее чем один цикл качания ротора. Допущение $E' = \text{const}$ приемлемо для синхронных двигателей, которые электрически удалены от места возмущения, сохраняют устойчивость и слабо влияют на режим других машин.

Расчётная ЭДС E' (включенная за переходным сопротивлением двигателя x'_d) может быть определена выражением

$$E' = \frac{1}{U} \sqrt{U^4 - 2U^2 Q x'_d + (P^2 + Q^2) x_d'^2}, \quad (3.9)$$

где активная и реактивная мощности двигателя равны

$$\begin{aligned} P &= \frac{E' U \sin \delta}{x'_d}, \\ Q &= \frac{U^2 - E' U \cos \delta}{x'_d}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

В уравнениях движения элементы электрической сети (узлы, ветви из ЛЭП, трансформаторов и т. п.) описываются по-разному. В любом случае для узла сети с n ветвями должен выполняться баланс активных и реактивных мощностей

$$\sum_{i=1}^n P_i = 0, \quad \sum_{i=1}^n Q_i = 0. \quad (3.11)$$

Элементы ветвей сети в схемах замещения можно представить в виде последовательно-параллельно включенных активных и реактивных сопротивлений. Параметры режима электрической сети определяются с учётом потерь напряжения и мощности.

Например, участок электрической сети, показанный на рисунке 3.1, описывается следующими уравнениями:

- в начале участка

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ Q_1 &= U_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}), \end{aligned} \right\} \quad (3.12)$$

- в конце участка

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= -U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \\ Q_2 &= -U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}). \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

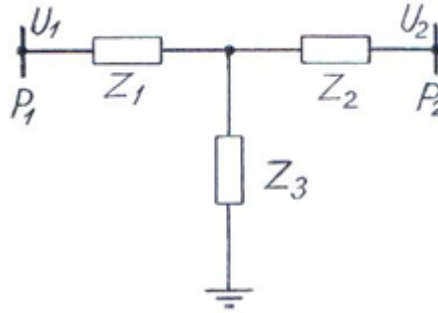


Рисунок 3.1

Здесь собственная и взаимная проводимости определяются выражениями

$$\begin{aligned} Y_{11} &= \frac{1}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}} = Y_{11} e^{j\varphi_{11}}, \\ Y_{22} &= \frac{1}{Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}} = Y_{22} e^{j\varphi_{22}}, \\ Y_{12} &= \frac{1}{Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}} = Y_{12} e^{j\varphi_{12}}, \end{aligned}$$

а дополнительные углы $\alpha_{11} = 90^\circ - \varphi_{11}$, $\alpha_{22} = 90^\circ - \varphi_{22}$, $\alpha_{12} = 90^\circ - \varphi_{12}$.

Вид уравнений движения нагрузки зависит от принимаемой расчётной модели её узла – группы разнородных электроприёмников, присоединённых к узловой точке сети. Расчётная модель нагрузки предприятия определяется составом потребителей и его распределительной сетью. В общем случае она многоэлементная, где каждый узел нагрузки содержит математическое описание эквивалентных параметров асинхронного и синхронного двигателей, а также статической нагрузки Z_H (освещение, выпрямители, инверторы, электропечи, нагревательные приборы, коммунально-бытовые электроприёмники, конденсаторные батареи и т. п.).

В математическом описании расчётной модели нагрузки используют статические и динамические характеристики. Они представляют собой зависимости потребляемой узлом нагрузки активной и реактивной мощностей, вращающего момента или тока от напряжения и частоты.

Статические характеристики нагрузки

$$P_H = F_1(U, \omega), \quad Q_H = F_2(U, \omega), \quad (3.14)$$

определяют изменения P_H и Q_H при медленных изменениях напряжения и угловой скорости. Задание нагрузок в виде постоянных сопротивлений $Z_H = \text{const}$ можно рассматривать как частный случай статических характеристик. Динамические характеристики нагрузки – это зависимости от тех же аргументов и дополнительно от скоростей изменения аргументов и от времени

$$\left. \begin{aligned} P_H &= F_3(U, \omega, t, \frac{dU}{dt}, \frac{d\omega}{dt}, \dots), \\ Q_H &= F_4(U, \omega, t, \frac{dU}{dt}, \frac{d\omega}{dt}, \dots). \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

Эти характеристики позволяют отразить быстрые изменения режима нагрузки.

Выбор вида характеристик зависит от необходимой точности решения задачи устойчивости. В приближённых расчётах устойчивости СЭС наиболее часто используют модель нагрузки в виде комплексного сопротивления. С использованием математических моделей отдельных элементов строится математическая модель всей СЭС.

3.1 Практические критерии оценки статической устойчивости

Анализ статической устойчивости можно разбить на несколько этапов. Вначале следует установить факт наличия устойчивости или неустойчивости установившегося режима, а затем по тем или иным признакам различить характер переходного процесса (апериодический или колебательный).

С физической точки зрения апериодическая неустойчивость возникает при нарушении баланса моментов на валу генератора, когда механический момент турбины превышает максимум возможного при данных условиях электромагнитного момента генератора. Анализ устойчивости заключается в нахождении предельных по устойчивости режимов на основе сползания или текучести параметров нормального режима с использованием уравнений установившегося режима.

На следующем этапе для установленной области устойчивых режимов выявляют условия колебательной неустойчивости. Она может появиться по следующим причинам:

- из-за наличия параметрического самораскачивания или обратной связи в виде АРВ;
- при возникновении самовозбуждения, когда синхронный генератор нагружен ёмкостью или линией с распределёнными параметрами;
- из-за неустойчивости нагрузки.

При анализе колебательной устойчивости приходится учитывать динамику элементов системы с помощью её модели, описываемой дифференциальными уравнениями. При этом главной задачей является

определение структуры и параметров элементов регулирующих устройств для обеспечения статической устойчивости режимов системы.

Наличие устойчивости или неустойчивости установившегося режима при сравнительно малых текущих изменениях его параметров (при «сползании» показателей установившегося режима) можно определить с помощью критических критериев, базирующихся на физических представлениях о механизме нарушения устойчивости. Оценка устойчивости по практическим критериям является грубой, завышенной по запасу устойчивости и устанавливает сам факт устойчивости данного режима.

Физическая оценка механизма нарушения устойчивости выполняется на основе силового или энергетического подходов. При энергетическом подходе условия устойчивости определяются на основе теоремы Дирихле, в соответствии с которой система является устойчивой, если потенциальная энергия её в положении равновесия имеет минимум. При силовом подходе устойчивость системы определяется условием, что в положении равновесия сумма приложенных к телу сил должна быть равна нулю. В случае отклонения тела от положения равновесия должна возникнуть сила, возвращающая тело в положение равновесия. Если в положении равновесия тело имеет скорость, то возникающие при этом силы должны быть направлены против вектора скорости.

В основе применения практических критериев статической устойчивости СЭС лежат оценки устойчивости по энергетическому критерию (2.12), который предусматривает определение избыточной энергии во всей системе в целом.

Оценка статической устойчивости по практическим критериям позволяет установить предельный режим и границу устойчивости при выбранном способе воздействия на СЭС. Этот способ называют способом утяжеления режима. Он может быть выбран на основе заданной схемы электроснабжения и заданного состава электроприемников.

Расчётные схемы электроснабжения могут приводиться к различным видам:

- эквивалентный генератор – ЛЭП – шины неизменного напряжения;
- двухстороннее питание нагрузки с постоянным сопротивлением;
- эквивалентный источник питания – узловaя точка сети;
- питание асинхронной нагрузки от мощной ЭС;
- эквивалентный источник, питающий комплексную нагрузку соизмеримой мощности.

Рассмотрим в качестве примера использования практического критерия для анализа статической устойчивости – схему с двухсторонним питанием нагрузки, рисунок 3.2.

Нагрузка имеет постоянное сопротивление. Энергетический критерий (2.12) можно косвенно характеризовать переменной режима – активной мощностью.

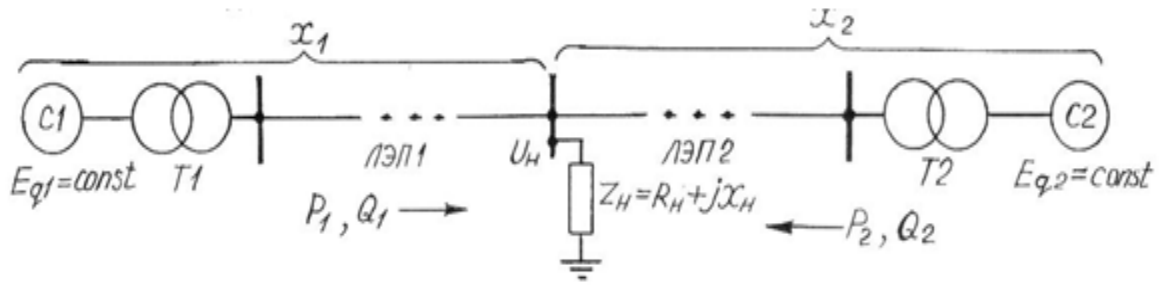


Рисунок 3.2

Допуская, что генераторные ветви имеют одинаковую нагрузку $P_1 = P_2 = P$. Тогда установившийся режим схемы будет описываться системой уравнений

$$\left. \begin{aligned} P - P_T &= 0, \\ P &= E_{q1}^2 \sin \alpha_{11} \frac{1}{|Z_{11}|} + E_{q1} E_{q2} \frac{1}{|Z_{12}|} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ P_1 + P_2 &= P_H, \end{aligned} \right\} \quad (3.16)$$

где

$$\begin{aligned} Z_{11} &= jX_1 + \frac{jX_2 Z_H}{jX_2 + Z_H} = |Z_{11}| e^{j(90^\circ - \alpha_{11})}, \\ Z_{12} &= jX_1 + jX_2 + \frac{jX_1 jX_2}{Z_H} = |Z_{12}| e^{j(90^\circ - \alpha_{12})} = R_{12} + jX_{12}. \end{aligned}$$

В уравнениях (3.16) свободной существенной переменной, от которой зависят изменяющиеся параметры режима (P , U_H), является угол δ_{12} . Поэтому производную $\frac{dP}{d\delta_{12}}$ можно использовать в качестве практического критерия статической устойчивости аналогично выражению

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} > 0. \quad (3.17)$$

Предельный по сохранению устойчивости режим соответствует условию

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} = \frac{E_{q1} E_{q2}}{|Z_{12}|} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) = 0, \quad (3.18)$$

откуда

$$\delta_{12\text{кр}} = 90^\circ + \arctg \frac{R_{12}}{X_{12}}. \quad (3.19)$$

При подстановке (3.19) в уравнение активной мощности генераторной станции (3.16) получим критическое значение переменной режима для угловой характеристики мощности

$$P_{\text{MAX}} = \frac{E_{q1}^2}{|Z_{11}|} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} E_{q2}}{|Z_{12}|}. \quad (3.20)$$

Коэффициент запаса статической устойчивости определяется выражением

$$K_3 = \frac{P_{\text{MAX}} - P_H}{P_H}. \quad (3.21)$$

3.2 Оценка динамической устойчивости сложной системы

Обычно СЭС предприятия получает питание от нескольких независимых источников. В этом случае систему внешнего электроснабжения можно рассматривать как сложную систему. Наиболее распространённой является СЭС с двухсторонним питанием.

Рассматривается электрическая система (ЭС), содержащая две станции, элементы связи между ними и нагрузки (рисунок 3.3, а)

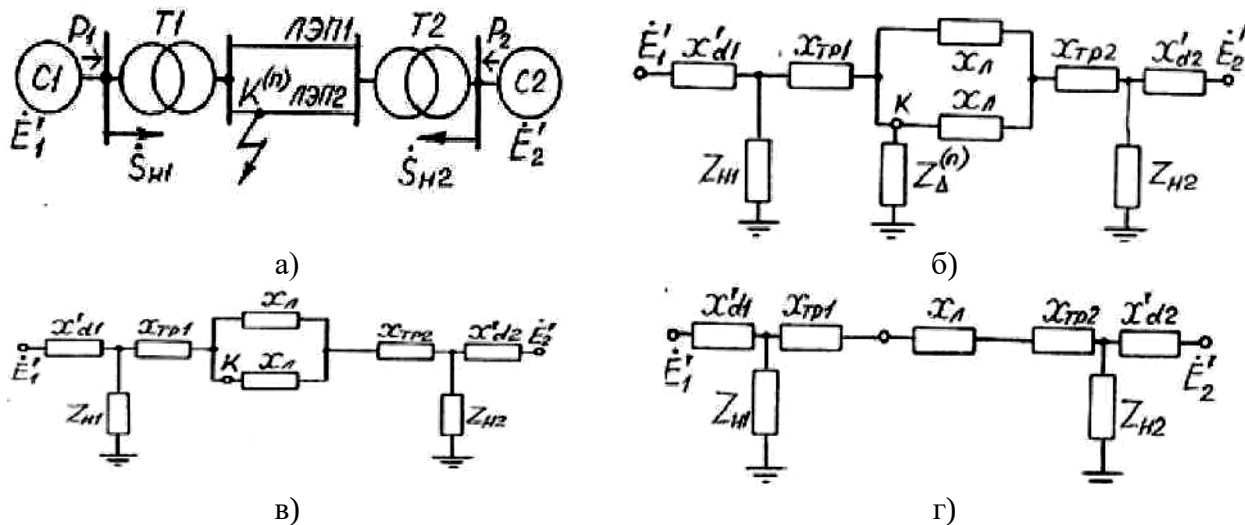


Рисунок 3.3

Работа генераторов описывается уравнениями

$$\left. \begin{aligned} T_{J1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= P_{10} - P_1 = \Delta P_1, \\ T_{J2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= P_{20} - P_2 = \Delta P_2. \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$

Для определения мощностей P_1 и P_2 составлены схемы замещения системы для нормального режима (рисунок 3.3, б), аварийного режима (рисунок 3.3, в) и послеаварийного режима (рисунок 3.3, г). В этих системах нагрузка учитывается с помощью неизменных комплексных сопротивлений. При этом связь между источниками электроэнергии создаётся пассивными элементами и её можно выразить через собственные и взаимные проводимости ветвей с учётом сопротивления нагрузки. Тогда угловые характеристики мощности генераторов станций на основе уравнений (3.3) примут вид

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= E'_1 E'_1 V_{11} \sin \alpha_{11} + V_{12} E'_1 E'_2 \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ P_2 &= E'_2 E'_2 V_{22} \sin \alpha_{22} - V_{12} E'_1 E'_2 \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}), \end{aligned} \right\} \quad (3.23)$$

где E' и E'_2 – неизменные во всех режимах ЭДС станций, V_{11} и V_{12} – изменяющиеся при смене режимов проводимости ветвей. Угловые характеристики мощности с учётом направления её передачи от станций в сеть для рассматриваемых режимов показаны на рисунке 3.4, а. Они построены для общей переменной – взаимного угла δ_{12} перемещения роторов генераторов станций.

В момент КЗ происходит изменение отбираемой от генераторов активной мощности, и рабочие точки генераторов перемещаются из «а» в «а'» соответственно из «б» в «б'». В данном случае ротор генератора первой станции будет ускоряться под действием избытка мощности $\Delta P_1^{(0)} > 0$, а ротор генератора второй станции будет замедляться под действием $\Delta P_2^{(0)} > 0$.

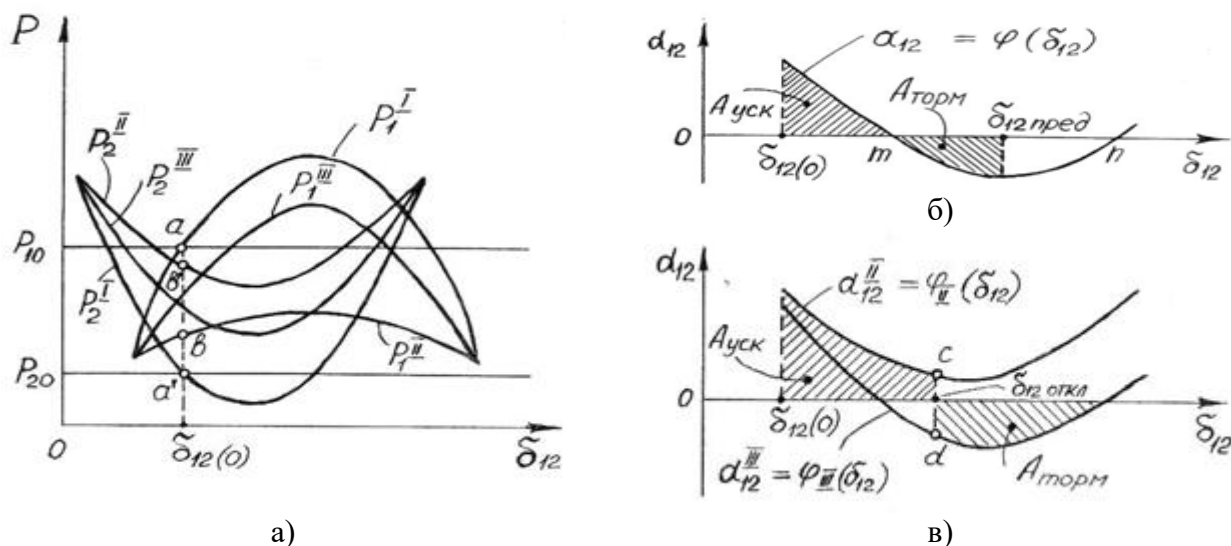


Рисунок 3.4

Соотношение и знаки избыточных моментов зависят от параметров системы, вида возмущающего воздействия и рассматриваемого момента времени. Выполнить оценку динамической устойчивости по значениям избытков мощности и приращения углов для каждого генератора невозможно, так как при этом неизвестен знак скорости относительного перемещения

роторов генераторов станций (знак скорости изменения взаимного угла δ_{12}). Учесть этот знак можно по второй производной этой переменной – относительному ускорению роторов. Для этого уравнения (3.22) нужно привести к виду

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2\delta_1}{dt^2} &= \frac{\Delta P_1}{T_{J1}}, \\ \frac{d^2\delta_2}{dt^2} &= \frac{\Delta P_2}{T_{J2}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

разность между этими уравнениями позволяет получить уравнение относительного движения роторов

$$\alpha_{12} = \frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{\Delta P_1}{T_{J1}} - \frac{\Delta P_2}{T_{J2}}, \quad (3.25)$$

где α_{12} – относительное ускорение роторов.

Из зависимости $\alpha_{12} = \varphi(\delta_{12})$ (рисунок 3.4, б) следует, что ускорение является знакопеременным. Так как между относительным ускорением α_{12} и скоростью относительного перемещения роторов v_{12} есть связь

$$\alpha_{12} = \frac{dv_{12}}{dt}, \quad (3.26)$$

то при положительном ускорении относительная скорость перемещения ротора возрастает, а при отрицательном – уменьшается.

После преобразования выражения (3.26) с учётом $v_{12} = \frac{d\delta_{12}}{dt}$, получится

$$\alpha_{12} = \frac{dv_{12}}{d\delta_{12}} \frac{d\delta_{12}}{dt} = \frac{dv_{12}}{d\delta_{12}} v_{12} \Rightarrow \alpha_{12} d\delta_{12} = v_{12} dv_{12}.$$

Интегрируется последнее выражение

$$\int_{\delta_{12}(0)}^{\delta_{12}} \alpha_{12} d\delta_{12} = \int_{v_{12}(0)}^{v_{12}} v_{12} dv_{12} = \frac{1}{2} v_{12}^2 \Big|_0^{v_{12}} = \frac{v_{12}^2}{2}. \quad (3.27)$$

Левая часть равенства (3.27) определяет площадь под кривой $\alpha_{12} = \varphi(\delta_{12})$ (рисунок 3.4, б). Эта площадь пропорциональна скорости относительного перемещения роторов. Можно выделить площади ускорения и торможения в соответствии со знаком и использовать метод площадей на основе равенства (3.27) для анализа динамической устойчивости системы.

Равенству $\int_{\delta_{12}(0)}^{\delta_{12}} \alpha_{12} d\delta_{12} = 0$ соответствует скорость $v_{12} = 0$, что выполняется

при условии $A_{\text{уск}} = A_{\text{торм}}$ (рисунок 3.4, б). Наибольшая площадка торможения $A'_{\text{торм}}$ (при интегрировании от точки m до точки n) может быть использована для оценки запаса динамической устойчивости системы

$$K_3 = \frac{A'_{\text{торм}}}{A_{\text{уск}}}.$$

При смене режимов работы СЭС характеристики относительного ускорения роторов строят для аварийного (II) и послеаварийного (III) режимов (рисунок 3.4, в).

При этом из-за отключения повреждения точка режима перемещается из «с» в «d». На графике можно выделить площади ускорения и торможения. Их равенство соответствует предельному значению угла отключения КЗ $\delta_{12\text{откл.пред.}}$.

Предельное время отключения КЗ находят по зависимости $\delta_{12} = f(t)$, которую находят методом последовательных интервалов. Основные этапы расчёта этой кривой такие же, как и в случае системы с одним генератором, подключенным к шине неизменного напряжения.

Дополнительно для каждого интервала определяют приращение взаимного угла перемещения роторов.

В первом интервале

$$\delta_1^{(1)} = \delta_1(0) + \Delta\delta_1^{(1)}, \quad \delta_2^{(1)} = \delta_2(0) + \Delta\delta_2^{(1)}, \quad (3.28)$$

$$\Delta\delta_{12}^{(1)} = \Delta\delta_1^{(1)} - \Delta\delta_2^{(1)}, \quad (3.29)$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \delta_{12}(0) + \Delta\delta_{12}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_2^{(1)}. \quad (3.30)$$

Во втором интервале рассчитывают по (3.22) и (3.23) избытки мощности в начале интервала (т. е. в конце первого интервала) для первой станции $\Delta P_1^{(1)}$ и для второй станции $\Delta P_2^{(1)}$, находят приращения углов

$$\Delta\delta_1^{(2)} = \Delta\delta_1^{(1)} + K_1 \Delta P_1^{(1)} \text{ при } K_1 = \frac{18000t^2}{T_{J1}},$$

$$\Delta\delta_2^{(2)} = \Delta\delta_2^{(1)} + K_2 \Delta P_2^{(1)} \text{ при } K_2 = \frac{18000t^2}{T_{J2}},$$

откуда определяют

$$\Delta\delta_{12}^{(2)} = \Delta\delta_{12}^{(1)} + K_1 \Delta P_1^{(1)} - K_2 \Delta P_2^{(1)}, \quad \delta_{12}^{(2)} = \delta_{12}^{(1)} + \Delta\delta_{12}^{(2)}.$$

В последующих интервалах приращения углов находят по формулам (для n -го интервала)

$$\begin{aligned}\Delta\delta_1^{(n)} &= \Delta\delta_1^{(n-1)} + K_1\Delta P_1^{(n-1)}, \\ \Delta\delta_2^{(n)} &= \Delta\delta_2^{(n-1)} + K_2\Delta P_2^{(n-1)}, \\ \Delta\delta_{12}^{(n)} &= \Delta\delta_{12}^{(n-1)} + K_1\Delta P_1^{(n-1)} - K_2\Delta P_2^{(n-1)}, \\ \delta_{12}^{(n)} &= \delta_{12}^{(n-1)} + \Delta\delta_{12}^{(n)}.\end{aligned}$$

В случаях, когда СЭС питается от трёх и более источников, её динамическую устойчивость анализируют в основном методом последовательных интервалов аналогично.

Такие системы называют сложными. Сложные СЭС характеризуются совокупностью независимых переменных взаимных углов между парами роторов генераторов. Большое число независимых переменных не позволяет воспользоваться методом площадей для определения предельного угла отключения КЗ. В таком случае метод последовательных интервалов используют для расчёта конкретного, заранее заданного времени отключения КЗ.

В каждом интервале приращения абсолютных значений углов δ перемещения ротора каждого из генераторов определяют по формулам (3.28). Избытки мощности для каждого из источников можно определить, используя уравнения типа (3.22) и (3.23). Для каждого интервала по абсолютным значениям углов δ находят взаимные углы между парами генераторов $\delta_{12}^{(n)}$, $\delta_{13}^{(n)}$, $\delta_{23}^{(n)}$, ..., $\delta_{rs}^{(n)}$ используя формулы типа (3.29) и (3.30) для построения зависимостей $\delta_{12}(t)$, $\delta_{13}(t)$, ..., $\delta_{rs}(t)$.

Характер изменения зависимостей $\delta_{rs}(t)$ определяют для каждого заранее заданного времени отключения КЗ. Чтобы оценить предельное время отключения КЗ, изложенную последовательность расчётов необходимо повторить для других значений времени отключения КЗ, пока не будет определён характер изменения зависимостей $\delta_{rs}(t)$, подтверждающий устойчивость или неустойчивость режимов СЭС.

Контрольные вопросы

1. Какие методы применяются для анализа устойчивости систем электроснабжения?
2. Какое уравнение может использоваться в расчётах кратковременных переходных процессов?
3. Что такое баланс активных и реактивных мощностей?
4. Какие характеристики применяются при математическом описании расчетной модели нагрузки?
5. В чём заключаются практические критерии оценки статической устойчивости?
6. В чём заключается физическая оценка механизма нарушения устойчивости при использовании энергетического подхода?

7. В чём заключается физическая оценка механизма нарушения устойчивости при силовом подходе?

8. В чём заключаются особенности оценки динамической устойчивости сложной системы?

9. Какие методы анализа применяются в случаях, когда СЭС питается от трёх и более источников?

10. Как выглядят угловые характеристики мощности с учётом направления её передачи от станций в сеть?

4 Статическая устойчивость СЭС с асинхронной двигательной нагрузкой

Электромеханический переходной процесс для асинхронного двигателя описывается уравнением движения

$$T_J \frac{d\delta}{dt} = M(s) - M_{\text{мех}}, \quad (4.1)$$

где скольжение

$$S = \frac{\omega_o - \omega}{\omega_o}, \quad (4.2)$$

где ω – скорость вращения ротора (угловая скорость);

ω_o – синхронная угловая скорость;

$M_{\text{мех}}$ – механический момент (момент сопротивления приводимого механизма).

Уравнение (4.1) может быть получено из уравнения движения синхронной машины

$$T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{\text{эл}} \text{ и соотношений } P_T = M\omega, \quad \omega = \frac{ds}{dt}.$$

Электромагнитный момент асинхронного двигателя в относительных единицах можно определить выражением

$$M(s) = \frac{2m_{\text{max}} U_{\text{ДВ}}^2}{\frac{S}{S_{\text{КР}}} + \frac{S_{\text{КР}}}{S}}, \quad (4.3)$$

где критическое скольжение

$$S_{\text{КР}} = S_{\text{НОМ}} \left(m_{\text{max}} + \sqrt{(m_{\text{max}})^2 - 1} \right). \quad (4.4)$$

В приближенных расчётах устойчивости можно не учитывать электромагнитные переходные процессы в асинхронном двигателе. Это позволяет описывать мощности двигателя уравнениями для установившегося режима. Если асинхронный двигатель в установившемся режиме представить упрощенной схемой замещения (рисунок 4.1), то для мощностей можно записать выражение

$$P = \frac{U^2 r_2 s}{(r_2)^2 + (x_s)^2 s^2}. \quad (4.5)$$

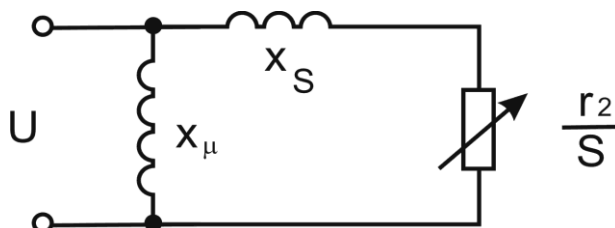


Рисунок 4.1

Параметры двигателя для Г-образной схемы замещения (рисунок 4.1) определяются по каталожным данным. Поправочный коэффициент α в (4.5) позволяет учесть насыщение главной магнитной цепи двигателя. При учёте насыщения $\alpha = 0,3$, если насыщение не учитывать, то $\alpha = 0$.

При анализе статической устойчивости СЭС по практическим критериям расчетная схема электроснабжения может быть представлена в различных видах, например:

- в виде питания асинхронной нагрузки от мощной ЭЭС;
- в виде схемы с эквивалентным источником, питающим комплексную нагрузку соизмеримой мощности.

Рассмотрим характерные примеры использования практических критериев для анализа устойчивости (статической) этих схем.

4.1 Питание асинхронной нагрузки от мощной электроэнергетической системы

В этом случае предполагаем, что ЭЭС обладает бесконечной мощностью, следовательно, имеет узловую точку неизменного напряжения или точку, питающуюся от эквивалентного источника с неизменной ЭДС. На рисунке 4.2, «а» показана схема замещения этой системы, в которой нагрузка представлена в виде эквивалентного асинхронного двигателя.

Выполним анализ статической устойчивости асинхронной нагрузки при переменной и постоянной потребляемой активной мощности.

При изменении активной мощности, потребляемой нагрузкой, состояние равновесия установившегося режима для данной схемы описывается уравнениями

$$P - P_{\text{мех}} = 0, \quad (4.6)$$

$$\frac{(U_c)^2 r_2 S}{(r_2)^2 + (x_{\text{эк}} + x_s)^2 \cdot S^2} - \omega M_{\text{мех}} = 0, \quad (4.7)$$

где $P_{\text{мех}}$ – определяется моментом сопротивления рабочего механизма, приводимого двигателем.

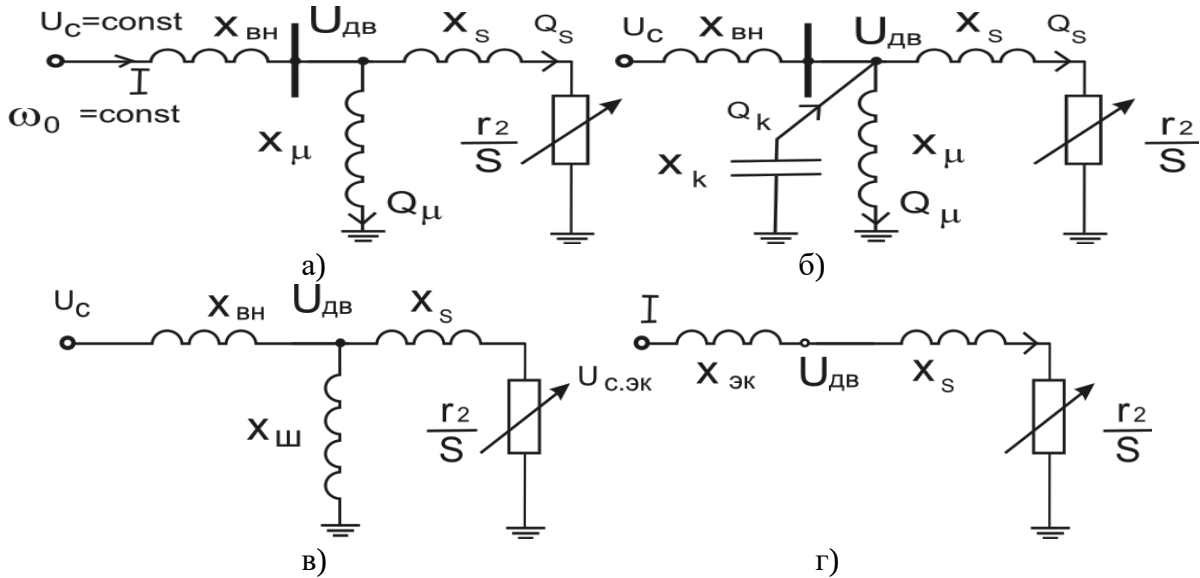


Рисунок 4.2

Уравнение (4.7) содержит только одну существенную переменную – скольжение S , а другие параметры и показатели в установившемся режиме постоянны. Действие возмущений влияет только на баланс активной мощности в точке включения нагрузки. Нарушение баланса можно оценить по критерию

$$\frac{d(P_{\text{мех}} - P)}{dS} < 0, \quad (4.8)$$

откуда при $P_{\text{мех}}(S) = \text{const}$, получается

$$\frac{dP}{dS} > 0. \quad (4.9)$$

При положительном значении критерия (4.9) работа асинхронной нагрузки устойчива. Предел сохранения устойчивости имеет место при $\frac{dP}{dS} = 0$

(рисунок 4.3). Физически производная $\frac{dP}{dS}$ характеризует реакцию СЭС на увеличение скольжения S асинхронной нагрузки. При положительном знаке производной случайному повышению S соответствует электромагнитная мощность, которая отбирается из электрической сети и которая возрастает быстрее, чем тормозящая статическая мощность рабочего механизма. Избыток мощности при этом приводит к ускорению двигателей, в результате чего скольжение уменьшается до исходного значения.

Из уравнения равновесия (4.7) и утяжеления режима по переменной S можно по критерию (4.9) определить критические значения изменяющихся параметров P и S для предельного по устойчивости состояния (рисунок 4.3).

Полагая $\frac{dP}{dS} = 0$, получается

$$S = S_{\text{кр}} = \frac{(U_c)^2}{2(x_s + x_{\text{ЭК}})}. \quad (4.10)$$

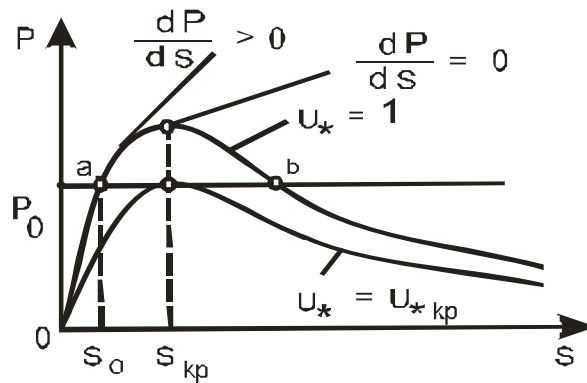


Рисунок 4.3

При включение уравнения (4.10) в (4.5), получается наибольшее значение активной мощности, потребляемой нагрузкой

$$P_{\text{max}} = \frac{(U_c)^2}{2(x_s + x_{\text{ЭК}})}, \quad (4.11)$$

которое соответствует опрокидывающему моменту эквивалентного асинхронного двигателя.

Поскольку опрокидывающий момент пропорционален квадрату напряжения на зажимах двигателя, со снижением напряжения он уменьшается. Напряжение, при котором опрокидывающий момент становится равным нагрузке двигателя, называется критическим (рисунок 4.3).

Оно определяется из выражения

$$U_{\text{СКР}} = \sqrt{2mP_{\text{НОМ}}(X_{\text{ЭК}} + x_s)}, \quad (4.12)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность эквивалентного двигателя;

m – коэффициент загрузки.

При напряжении, меньшем $U_{\text{с.кр}}$, двигатели узла нагрузки затормаживаются. Значение $U_{\text{с.кр}}$ совместно с $S_{\text{кр}}$ и $P_{\text{кр}}$ для предельного режима характеризует степень устойчивости асинхронной нагрузки, причём чем выше критическое напряжение, тем ниже устойчивость двигателя.

Согласно (4.12) запас устойчивости зависит от загрузки двигателей (m), их электрической удаленности ($x_{\text{ЭК}}$) от шин неизменного напряжения и от компенсации реактивной мощности в точке включения нагрузки.

Эквивалентное сопротивление $x_{\text{ЭК}}$ определяется условиями связи рассматриваемой точки системы с шинами неизменного напряжения: $x_{\text{ЭК}} = x_{\text{ВН}}$, при $x_{\text{ВН}} \leq (0,1-0,15)x_s$.

В случае больших $x_{\text{ВН}}$ необходимо перейти к эквивалентной схеме замещения (рисунок 4.2, г), в которой

$$U_{\text{СЭК}} = \frac{U_c x_\mu}{x_{\text{ВН}} + x_\mu}, \quad x_{\text{ЭК}} = \frac{x_{\text{ВН}} x_\mu}{x_{\text{ВН}} + x_\mu}. \quad (4.13)$$

При включении в узле нагрузки статических компенсирующих конденсаторов мощностью Q_K и сопротивлением

$$x_K = \frac{(U_{\text{ДВ}})^2}{Q_K},$$

(рисунок 4.2, б) определяют сопротивление эквивалентного шунта (рисунок 4.2в) по формуле

$$jx_{\text{Ш}} = \frac{-jx_K jx_\mu}{jx_\mu - jx_K},$$

и переходят к схеме замещения (рисунок 4.2, г), используя формулы (4.13) с учетом, что вместо x_μ подставлено $x_{\text{Ш}}$.

Напряжение в точке включения нагрузки не является независимой переменной, так как оно определяется режимом работы узла нагрузки

$$U_{\text{ДВ}} = I \sqrt{(x_s)^2 + \frac{(r_2)^2}{S^2}},$$

$$I = \frac{U_c}{\sqrt{(x_s + x_{\text{ЭК}})^2 + \left(\frac{r_2}{S}\right)^2}},$$

Откуда

$$U_{\text{ДВ}} = U_c \sqrt{\frac{S^2 (x_s)^2 + (r_2)^2}{S^2 (x_s + x_{\text{ЭК}})^2 + (r_2)^2}}. \quad (4.14)$$

В таком случае критические значения показателей предельного режима нельзя рассчитывать по напряжению, определяемому по формуле (4.14). Они могут быть найдены только по напряжению в системе U_c , которое от изменений режима не зависит.

Есть возможность провести анализ статической устойчивости, рассматривая нарушение баланса реактивной мощности в системе, оценивая при этом избыточную энергию.

В данной системе реактивная мощность

$$Q = Q_{\mu} + Q_S. \quad (4.15)$$

Составляющие Q_{μ} и Q_S описываются уравнениями (4.5), в которых в качестве независимой переменной режима следует использовать напряжение в системе U_c

$$Q_{\mu} = \frac{(U_c)^2}{x_{\mu}}, \text{ при } \alpha = 0, \quad (4.16)$$

$$Q_S = \frac{(U_c)^2 (x_S + x_{\text{ЭК}})}{(x_S + x_{\text{ЭК}})^2 + \left(\frac{r_2}{S}\right)^2}. \quad (4.17)$$

Критические параметры системы можно определить на основе анализа уравнения (4.15), который выполняют в следующем порядке: задают значения скольжения S и находят значения тока, соответствующие неизменной нагрузке $P = \text{const}$, по формуле

$$P = I^2 \frac{r_2}{S}.$$

По полученным значениям тока I вычисляют ряд напряжений

$$U_c = I \sqrt{(x_S + x_{\text{ЭК}})^2 + \left(\frac{r_2}{S}\right)^2}.$$

По найденным значениям напряжения определяют Q_{μ} и Q_S . Результаты расчётов показаны на рисунке 4.4.

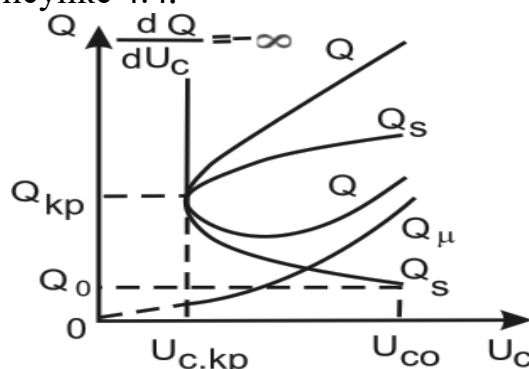


Рисунок 4.4

Анализ зависимости $Q(U_c)$ по составляющим Q_{μ} и Q_S показывает, что предельный режим с критическими значениями параметров $U_{c.kp}$, Q_{kp} соответствует критерию

$$\frac{dQ}{dU_c} = -\infty.$$

4.2 Питание асинхронной двигательной нагрузки от эквивалентного источника соизмеримой мощности. Лавина напряжения

При рассмотрении устойчивости узлов нагрузки приходится учитывать такие особенности неустойчивости групп асинхронных двигателей, которые приводят к явлению, называемому лавиной напряжения.

Отдельно взятый (работающий) асинхронный двигатель имеет большой запас устойчивости. Если оценивать запас устойчивости отношением максимального вращающего момента к рабочему моменту, то коэффициент запаса равен от 1,5 до 1,7. Следовательно, небольшие снижения напряжения на зажимах двигателя не могут привести к нарушению устойчивости его работы.

Если двигатель или группа двигателей питается от генератора соизмеримой мощности, то напряжение на зажимах двигателя зависит от режима двигателя (от его скольжения). Условия нарушения устойчивости (опрокидывания) двигателя получаются в этом случае существенно иными, чем в рассмотренном ранее случае. На рисунке 4.5, а представлена схема системы, в которой сопротивления генератора x_r , сети $x_{вн}$, двигателя x_s соизмеримы по величине.

Схему замещения системы представим в виде (рисунок 4.5, б), где группа n асинхронных двигателей заменена эквивалентным асинхронным двигателем. Для упрощения анализа заменить схему рисунок 4.5, б на схему рисунок 4.5, в. Принимая во внимание, что сопротивление x_μ велико по сравнению с другими сопротивлениями.

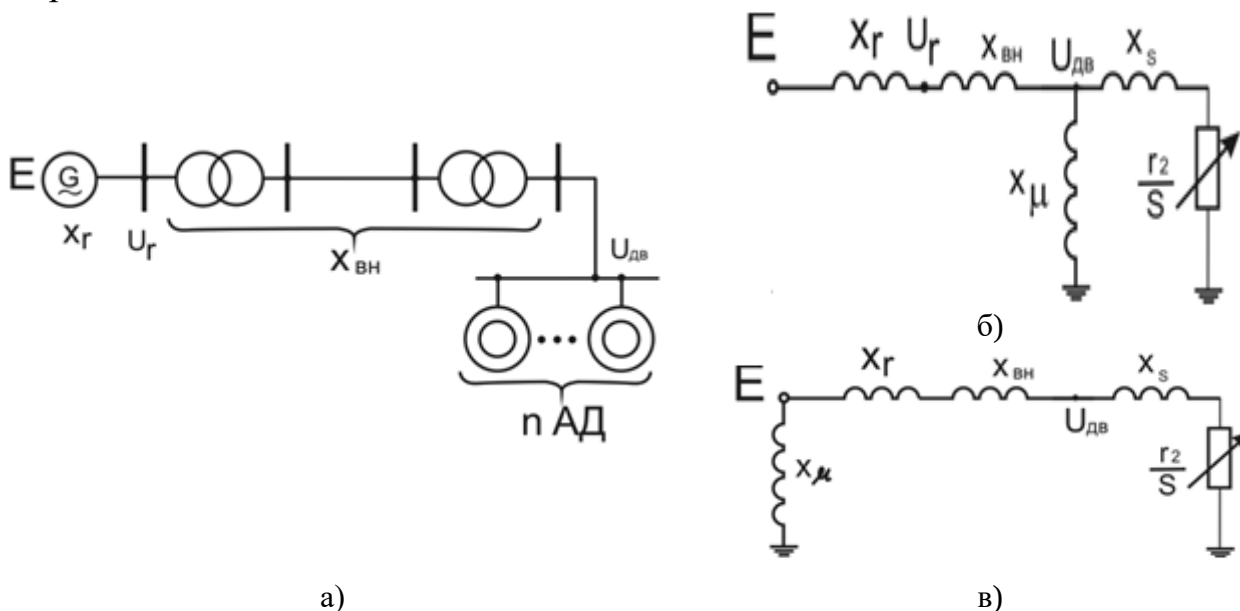


Рисунок 4.5

На основе схемы (рисунок 4.5, в) получается выражение для напряжения $U_{дв}$ на зажимах двигателя в зависимости от величины S

$$U_{дв} = \sqrt{\frac{S^2(x_s)^2 + (r_2)^2}{S^2(x_r + x_{вн} + x_s)^2 + (r_2)^2}} \cdot E. \quad (4.18)$$

График зависимости $U_{\text{дв}}(S)$ показан на рисунке 4.6.

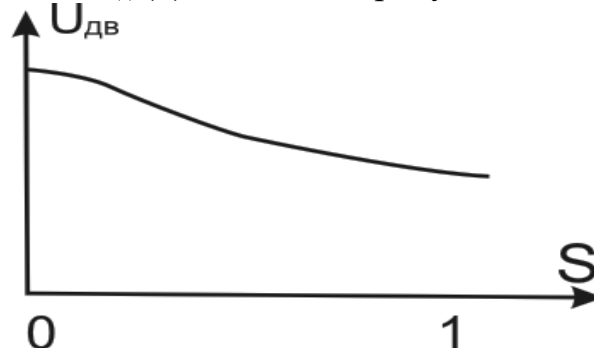


Рисунок 4.6

Вычислять вращающий момент целесообразно не по изменяющемуся напряжению $U_{\text{дв}}(S)$, а по неизменному значению ЭДС E . В этом случае максимальный вращающий момент равен

$$M_{\max E} = \frac{E^2}{2(x_{\Gamma} + x_{\text{ВН}} + x_S)}. \quad (4.19)$$

Эта величина будет значительно меньше, чем момент, определённый при условии $U_{\text{дв}} = \text{const}$ (рисунок 4.7)

$$M_{\max E} < \frac{U^2}{2x_S} = M_{\max U} \quad (4.20)$$

Критическое скольжение, определяемое из выражения

$$S_{\text{кр}} = \frac{r_2}{x_{\Gamma} + x_{\text{ВН}} + x_S}, \quad (4.21)$$

оказывается много меньше, чем критическое скольжение, определяемое как

$$S_{\text{кр}} = \frac{r_2}{x_S}.$$

На рисунке 4.7 показаны зависимости активной мощности эквивалентного двигателя от скольжения при разных вариантах неизменности напряжения или ЭДС.

Из рассмотрения характеристик (рисунок 4.7) следует, что опрокидывание двигателя (или группы двигателей), питающегося от генератора соизмеримой мощности, может произойти при сравнительно небольших изменениях скольжения и небольших снижениях ЭДС, питающей эквивалентный двигатель, и тем более при небольших изменениях напряжения $U_{\text{дв}}$ (зависящего от режима двигателя).

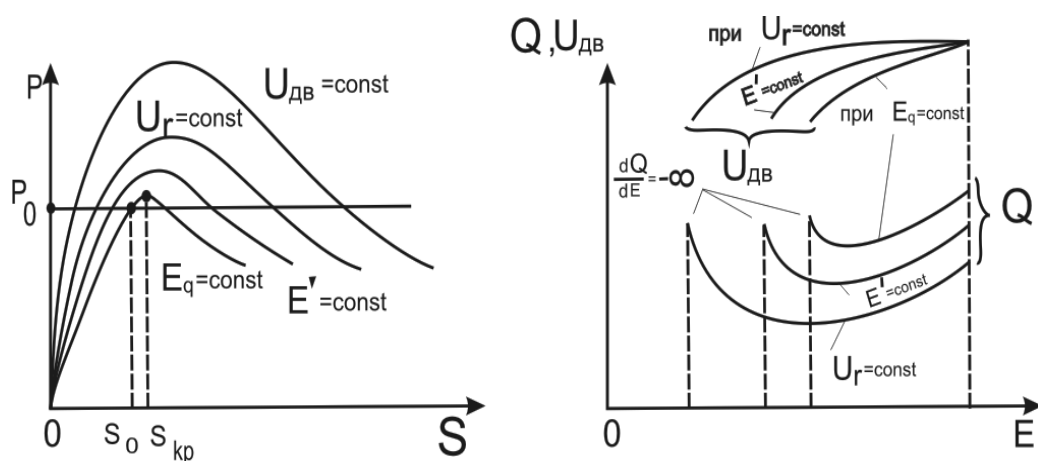


Рисунок 4.7

Определение критических условий следует в этом случае проводить, исходя не из напряжения $U_{дв}$ на зажимах двигателя, которое не является независимой переменной, а исходя из той ЭДС генератора E , которую в данных условиях можно считать не зависящей от изменений режима. Эта ЭДС при различном способе регулирования генератора будет различной. В случае нерегулируемого генератора это будет ЭДС E_q , при обычных (пропорционального типа) регуляторах возбуждения это E'_q (или E'), при регуляторах сильного действия – $U_{г}$. На рисунок 4.8 показаны характеристики $U_{дв} = f_1(E)$ и $Q = f_2(E)$, соответствующие трём названным случаям регулирования генератора. Более подробно построение $Q = f_2(E)$ показано на рисунке 4.4.

Из характеристик видно, что снижение ЭДС E , особенно в зоне, где $\frac{dQ}{dE}$ отрицательно, приводит к росту реактивной мощности Q , соответствующему увеличению токов, потребляемых двигателями нагрузки, и увеличению потерь напряжения в питающей сети, способствуя дальнейшему снижению напряжения.

Таким образом, вблизи режима опрокидывания двигателей процесс прогрессирующего снижения напряжения оказывается очень заметным. Обслуживающий персонал станции и системы электроснабжения не может судить непосредственно о росте токов роторов, статоров и скольжений двигателей, входящих в состав комплексной нагрузки, во время приближения к опрокидыванию, но наблюдает резкое, лавинообразное снижение напряжения. На рисунке 4.8 показан пример возникновения и характер протекания процесса нарушения устойчивости двигательной нагрузки. Процесс возник на фоне аварийного отключения одной из цепей ЛЭП, включения значительной реактивной нагрузки, отключения части генераторов и случайного малого толчка напряжения.

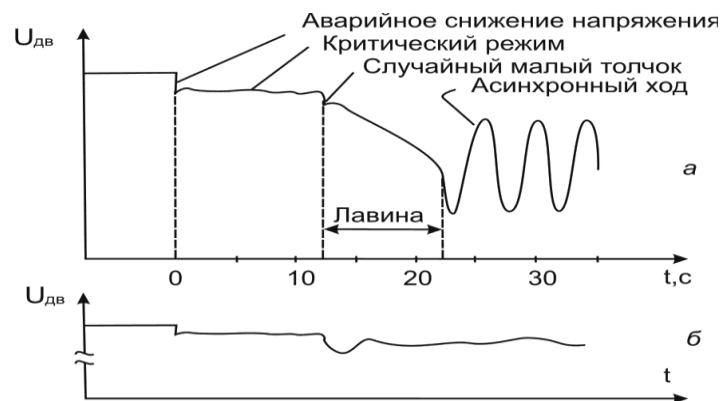


Рисунок 4.8

На рисунке 4.8, а показан переходной процесс при отсутствии в системе регуляторов возбуждения, а на рисунке 4.8, б показан переходной процесс при функционировании регуляторов возбуждения.

Включение в нагрузку конденсаторов (например, рисунок 4.2, б), улучшающих $\cos(\varphi)$ и обеспечивающих поддержание напряжения при изменении режима, может резко ухудшить устойчивость, снизить запас устойчивости нагрузки системы.

Исправить это положение можно, применяя одновременно с улучшением $\cos(\varphi)$ (статическими конденсаторами) регулирование возбуждения на генераторах и увеличивая в составе нагрузки количество синхронных двигателей с регулированием возбуждения.

Целесообразно уменьшать сопротивление между генератором и двигателем, уменьшая, таким образом, величину критического напряжения $U_{кр}$.

Контрольные вопросы

1. Какой принцип работы асинхронного двигателя?
2. Каким уравнением движения описывается электромеханический переходной процесс для асинхронного двигателя?
3. Как выглядит упрощенная схема замещения асинхронного двигателя в установившемся режиме?
4. В чём заключаются особенности питания асинхронной нагрузки от мощной ЭЭС?
5. Как проводится анализ статической устойчивости асинхронной нагрузки при переменной и постоянной потребляемой активной мощности?
6. Что такое опрокидывающий момент?
7. Что такое избыточная энергия?
8. В чём заключается запас устойчивости и от чего он зависит?
9. Какие особенности возникают при питании асинхронной двигательной нагрузки от эквивалентного источника соизмеримой мощности?
10. Что такое лавина напряжения?
11. В чём заключаются условия нарушения устойчивости (опрокидывания) двигателя?

12. Как выглядят зависимости активной мощности эквивалентного двигателя от скольжения?

13. Как выглядит временная зависимость напряжения на двигателе при переходном процессе при отсутствии в системе регуляторов возбуждения?

14. Как выглядит временная зависимость напряжения на двигателе при переходном процессе при функционировании регуляторов возбуждения?

15. Какие существуют методы для уменьшения отрицательных явлений при переходных процессах в работе асинхронных двигателей?

5 Повышение устойчивости систем электроснабжения

Опыт, накопленный специалистами по электроэнергетике в ходе проектирования и разработки электрических систем, в ходе эксплуатации систем электроснабжения в различных отраслях, а также при теоретических и натурных исследованиях нормальных и аварийных переходных процессов в электрических системах, позволяет выработать и сформулировать систему правил и рекомендаций для повышения устойчивости СЭС промышленных предприятий, транспорта, объектов городского хозяйства и предприятий агропромышленного комплекса.

На основе правил и рекомендаций могут быть разработаны мероприятия по улучшению устойчивости и качества переходных процессов электрических систем с учётом специфики конкретного случая. Эти мероприятия предполагают улучшение параметров отдельных элементов системы. Часть элементов электрической системы является основной. Это турбины, генераторы с системой возбуждения, трансформаторы, линии электропередачи, синхронные компенсаторы, выключатели. Без этих элементов невозможно обеспечить выдачу мощности потребителям. Другая часть элементов электрической системы условно может быть названа дополнительной. Это элементы, предназначенные для повышения пропускной способности, улучшения условий эксплуатации и надёжности работы основных элементов и всей системы в целом. Это переключательные пункты, установки для компенсации индуктивного сопротивления электропередачи, промежуточные синхронные компенсаторы для повышения устойчивости, активные и индуктивные сопротивления в нейтрали трансформаторов, нагрузочные сопротивления для торможения генераторов при сбросах нагрузки, специальные устройства для синхронизации и ресинхронизации генераторов. Эти дополнительные элементы могут устанавливаться не сразу, а по мере эксплуатации передачи электрической энергии.

Мероприятия по улучшению устойчивости и качества переходных процессов можно разделить на основные и дополнительные. Основные мероприятия связаны с изменениями параметров основных элементов. Дополнительные мероприятия связаны с установкой дополнительных устройств.

Улучшить характер переходных процессов, повысить надёжность работы, снизить время отклонений от нормального режима позволяют и мероприятия режимного характера, которые могут выполняться персоналом либо в ручном, либо в автоматическом режимах.

5.1 Основные мероприятия. Улучшение параметров основных элементов электрических систем

Генераторы. Реактивные сопротивления генераторов являются важным фактором, влияющим на устойчивость электрических систем и пропускную способность электропередач. При отсутствии автоматического регулирования возбуждения или при применении регулирования с зоной нечувствительности синхронное сопротивление x_d влияет на статическую устойчивость, а переходное сопротивление x'_d и постоянная инерции T_J влияют на динамическую устойчивость. Сверхпереходные сопротивления x''_d и x''_q , зависящие от конструкции демпферных обмоток, влияют на протекание процессов ресинхронизации и самосинхронизации, а также на работу генератора в асинхронном режиме. Подбирая то или другое числовое значение реактивного сопротивления генератора, формально можно влиять на запас устойчивости системы. Уменьшение реактивных сопротивлений улучшает статическую устойчивость нормального режима и статическую устойчивость послеаварийного режима. При этом также улучшается синхронная динамическая устойчивость, но не происходит улучшения результирующей устойчивости. Следует иметь в виду, что за числовым значением реактивного сопротивления генератора стоит определенная конструктивная особенность генератора. При проектировании электрических станций и систем обычно ставится вопрос только о выборе параметров гидрогенераторов, так как турбогенераторы изготавливаются в виде единых серий с заранее заданными параметрами. При индивидуальном заказе гидрогенератора можно за счет конструктивных решений получить заниженные значения x''_d и x''_q , а также получить завышенное значение постоянной инерции T_J . Повышение постоянной инерции генераторов приводит к увеличению предельного времени отключения повреждения или при заданном времени отключения приводит к увеличению передаваемой мощности. Попутно повышение постоянной инерции машины сужает область самораскачивания ротора. Влияние постоянной инерции агрегата турбина-генератор на динамическую устойчивость целесообразно рассмотреть с точки зрения влияния на время отключения при заданном угле отключения (не зависящем от величины T_J) и на запас динамической устойчивости. Для получения количественной оценки рассмотрим наиболее простой случай аварийного режима – трёхфазное короткое замыкание вблизи шин генератора. Для повышения в n раз предельного времени отключения аварии при том же критическом угле (т. е. при том же запасе устойчивости) следует постоянную инерции агрегата увеличить в n^2 раз. В частности, при удвоении T_J предельное время отключения

аварии возрастает в $\sqrt{2}$ раза. Следует иметь в виду, что увеличение постоянной инерции сопровождается изменением других параметров генератора – увеличением массы, затрат материалов, увеличением стоимости.

Обратим теперь внимание на возможности, которые даёт система возбуждения генератора при попытках улучшить устойчивость и качество переходных процессов электрических систем. Система возбуждения составляет единое целое с генератором и должна удовлетворять многим требованиям, связанным с разнообразием режимов работы генератора в электрической системе. Правильный выбор системы возбуждения позволяет улучшить использование генератора с данными параметрами и характеристиками. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) синхронных генераторов и синхронных компенсаторов позволяет изменить их основные характеристики и добиться оптимальных показателей режима без конструктивных изменений, ведущих к существенному удорожанию этих машин. За счёт применения в АРВ регуляторов сильного типа с высокими потолками напряжения возбуждения оказывается возможным применение генераторов с высоким синхронным сопротивлением x_d изменяется от 1,5 до 2,0 и высоким переходным сопротивлением x'_d от 0,3 до 0,4 и снижение постоянной инерции T_J (при этом снижается масса машин и их стоимость). Влияние потолочного напряжения возбуждателя на предел передаваемой мощности в электропередаче можно количественно оценить следующим образом: увеличение напряжения в 2,5 раза даёт примерно такой же эффект, как и уменьшение реактивности генератора в 1,5 раза.

Для эффективности работы АРВ важно понижение постоянной времени T_e обмотки возбуждения возбуждателя. Влияние T_e на предел передаваемой мощности при сохранении динамической устойчивости можно количественно оценить следующим образом: при уменьшении T_e в 5 раз при времени отключения короткого замыкания 0,1 с предел мощности увеличится на 10 %.

Рассмотрим, как влияет АРВ на динамическую устойчивость СЭС. При понижении напряжения на шинах генератора в случае короткого замыкания в СЭС вступает в действие система АРВ. Быстрое нарастание тока возбуждения приводит к возрастанию амплитуды электромагнитной мощности аварийного режима и уменьшению площади ускорения. После отключения аварийного участка в СЭС работа АРВ приводит к возрастанию амплитуды электромагнитной мощности послеаварийного режима и, следовательно, к увеличению площади возможного торможения. Таким образом, работа АРВ приводит к расширению пределов динамической устойчивости генератора и СЭС. Для эффективного повышения динамической устойчивости необходимы и высокий потолок напряжения возбуждения, и большая скорость подъёма напряжения во времени. Для улучшения статической устойчивости и обеспечения работы при углах, больших 90° , необходимы отсутствие зоны нечувствительности АРВ и непрерывное действие регулятора возбуждения. Для обеспечения устойчивой работы до предела по линии электропередачи необходимо осуществлять регулирование не только по отклонению

регулируемой величины, но и по её производным. Для обеспечения результирующей устойчивости необходимо иметь возможность не только форсировать возбуждение, но и быстро уменьшать его («расфорсировка» возбуждения и гашение поля). В связи с внедрением в электроэнергетику автоматических систем управления (АСУ) устройства АРВ совершенствуются, превращаясь во многофункциональные средства для решения важных задач:

- поддержание заданного уровня напряжения в определенных точках СЭС;
- обеспечение статической, динамической и результирующей устойчивости СЭС;
- ограничение перегрузок машины по токам ротора и статора.

Трансформаторы. Отметим, какие возможности имеют трансформаторы в смысле влияния на устойчивость СЭС. Конструкция трансформатора проста и практически доведена до совершенства по коэффициенту полезного действия и по надёжности работы, поэтому возможности для «улучшения» параметров в случае трансформаторов существенно ограничены.

Линии электропередачи (ЛЭП). На пропускную способность электропередачи существенно влияет номинальное напряжение ЛЭП $U_{л.ном}$.

Влияние этого напряжения на предел передаваемой мощности можно выявить, рассматривая электропередачу, состоящую из генератора с реактивным сопротивлением X_G , трансформатора с реактивным сопротивлением $X_{ТР}$ и ЛЭП с реактивным сопротивлением X_L . Причем X_L входит в выражение для предела мощности с коэффициентом, обратно пропорциональным квадрату напряжения $U_{л.ном}$. В большинстве случаев соотношений величин X_G , $X_{ТР}$ и X_L с учётом длины ЛЭП предел передаваемой мощности электропередачи тем выше, чем выше $U_{л.ном}$. Эффективность повышения напряжения $U_{л.ном}$, как правило, тем выше, чем длиннее ЛЭП.

Для уменьшения реактивного сопротивления линии X_L можно применять конструктивное изменение ЛЭП – расщепление каждого из ее проводов на несколько проводов (часто на три провода). Такое расщепление проводов ЛЭП преследует еще и другую цель – снижение вероятности возникновения короны. Наиболее эффективно расщепление проводов в дальних электропередачах. Повышение напряжения электропередач и расщепление проводов ЛЭП улучшают статическую устойчивость нормального и послеаварийного режимов. При этом также улучшается синхронная динамическая устойчивость, но не происходит улучшения результирующей устойчивости.

Выключатели. Назначение выключателей состоит в быстром отключении коротких замыканий на линиях высокого напряжения, что позволяет локализовать аварию и по времени, и по месту в электрической системе. Чем быстрее произойдет отключение аварии, тем менее опасными и разрушительными будут последствия от токов короткого замыкания с их огромными тепловыми и механическими перегрузками в оборудовании электрических систем. Сокращению времени отключения КЗ $t_{откл}$ соответствует уменьшение площади ускорения и увеличение площади возможного

торможения, что приводит к увеличению запаса динамической устойчивости. Поскольку зависимость угла отключения КЗ $\delta_{\text{откл}}$ от времени отключения сильная, то имеют практический интерес даже небольшие снижения $t_{\text{откл}}$. Следует иметь в виду, что $t_{\text{откл}}$ – это время, проходящее с момента возникновения КЗ до момента отключения аварийного участка. Это время складывается из $t_{\text{рел}}$ – времени срабатывания устройств релейной защиты и из $t_{\text{выкл}}$ – собственного времени выключателя. Время $t_{\text{откл}}$ может составлять величину около 0,1 с. При попытках дальнейшего сокращения $t_{\text{откл}}$ возникает необходимость в более точном представлении переходного процесса и его влияния на устройства релейной защиты.

Синхронные компенсаторы. Параметры синхронных компенсаторов, устанавливаемых у потребителя в конце дальней электропередачи, не оказывают особо существенного влияния на устойчивость системы. Вопросы о создании специальных компенсаторов с улучшенными параметрами в основном ставятся в отношении компенсаторов, устанавливаемых на промежуточных подстанциях.

5.2 Дополнительные мероприятия. Установка дополнительных устройств

Переключательные пункты. Сооружение нескольких переключательных пунктов на электропередаче позволяет улучшить статическую устойчивость послеаварийного режима и синхронную динамическую устойчивость. Косвенно улучшается результирующая устойчивость. Статическая устойчивость нормального режима при этом не улучшается. Переключательные пункты дают возможность увеличить пропускную способность электропередачи в послеаварийном режиме, так как при повреждении электропередачи отключается не вся линия, а часть ее. В таком случае индуктивное сопротивление линии при аварии увеличивается в меньшей степени.

Заземление нейтралей трансформаторов через сопротивление. В высоковольтных сетях электрических систем обычно нейтрали трансформаторов глухо заземляются. Если же нейтрали трансформаторов заземлить через небольшое сопротивление (не повышающее заметно напряжения на нейтрали), то условия работы изоляции практически не изменяются, а устойчивость систем при несимметричных коротких замыканиях существенно улучшается. Например, система, неустойчивая в аварийном режиме при однофазном КЗ и отключении цепи при глухом заземлении нейтрали, может стать устойчивой при заземлении нейтрали через активное сопротивление (специально подобранное). Дело в том, что увеличение сопротивления аварийного шунта, вводимого в схему, приводит к уменьшению сброса мощности во время КЗ, т. е. к увеличению амплитуды угловой характеристики аварийного режима и, следовательно, к улучшению динамической устойчивости.

Продольная компенсация индуктивного сопротивления ЛЭП. Значительное уменьшение индуктивного сопротивления электропередачи можно получить, если в линию последовательно включить статические конденсаторы. В системах промышленного электроснабжения продольная емкостная компенсация уменьшает падение напряжения и, следовательно, повышает статическую устойчивость электродвигательной нагрузки.

Устройства поперечной компенсации. Пропускную способность ЛЭП можно увеличить, если на промежуточных подстанциях установить синхронные компенсаторы. В таких случаях регулируемые синхронные компенсаторы разделяют ЛЭП на участки, что приводит к увеличению предела мощности всей электропередачи. Эти синхронные компенсаторы обеспечивают поддержание напряжения на линии при изменении режима электропередачи, тем самым повышают статическую устойчивость. Эффективность применения синхронных компенсаторов возрастает за счёт установки на них АРВ без зоны нечувствительности.

Для поперечной компенсации на ЛЭП могут использоваться и шунтовые конденсаторные батареи, а также управляемые конденсаторы в сочетании с подмагничиваемыми реакторами. В последнем случае улучшается и статическая, и динамическая устойчивость электропередачи.

Нагрузочные сопротивления для торможения генераторов при сбросах нагрузки. Электрическое торможение генераторов часто используется для повышения динамической устойчивости в системе при симметричных коротких замыканиях. Аварийное нарушение баланса механической и электрической мощностей агрегата турбин-генератор вызывает ускорение ротора генератора за счет избыточной мощности, развиваемой турбиной. Ускорение ротора можно погасить за счёт автоматического включения активных сопротивлений последовательно или параллельно генератору. Наиболее эффективным является включение активных сопротивлений параллельно генераторам или трансформаторам передающей станции. В таких случаях действие нагрузочного сопротивления продолжается и после отключения короткого замыкания.

Специальные устройства регулирования турбин. Аварийное нарушение баланса мощностей в агрегате турбина-генератор может быть скомпенсировано и с другой стороны – за счёт частичного сброса мощности турбины (гидротурбины, паровой или газовой турбины). Это очень сложная, но решаемая научно-техническая проблема.

5.3 Мероприятия режимного характера

Отключение части генераторов и реакторов. В ряде случаев отключение части генераторов системы в послеаварийном режиме может быть средством повышения статической устойчивости в послеаварийном режиме, а также и динамической устойчивости. Так, если во время динамического перехода, в процессе аварии или в послеаварийном режиме отключить часть

генераторов, то условия устойчивости остальной части генераторов улучшатся. Отключение части генераторов может быть средством для синхронизации станций, выпавших из режима синхронной работы. В качестве мероприятия, улучшающего динамическую устойчивость, может применяться отключение части или всех шунтирующих реакторов. Если это отключение произведено в аварийном или послеаварийном режиме, когда напряжение в электропередаче понижено, то это заметно улучшит устойчивость.

Автоматическое отключение части потребителей. Нарушение баланса активных мощностей в электрической системе (перегрузка генераторов) может вызвать снижение частоты. А снижение частоты в некоторых случаях может привести, в свою очередь, к уменьшению активной мощности, выдаваемой генераторами, что может привести к неустойчивости их режима – лавинообразному уменьшению частоты. Лавина частоты вызывает уменьшение выдачи реактивной мощности и увеличение потребления реактивной мощности нагрузкой, что приводит к понижению напряжения в узлах нагрузки электрической системы. При снижении частоты от 43 Гц до 45 Гц напряжение может снизиться до критического значения, при котором возникает лавина напряжения (лавинообразное уменьшение напряжения). Эти явления приводят к массовому отключению потребителей в результате срабатывания релейной защиты. Ликвидация таких аварий и восстановление нормального режима системы могут длиться несколько часов. Одним из способов предотвращения лавины частоты и лавины напряжения является автоматическая частотная разгрузка (АЧР), т. е. автоматическое отключение некоторой части потребителей при понижении частоты в системе. Роль АЧР особенно важна в электрических системах небольшой и средней мощности.

Влияние резерва активной мощности на устойчивость. Условия надежности энергосистем требуют наличия определенного резерва мощности как на электростанциях, так и в различных устройствах электрических сетей. С точки зрения влияния на переходные процессы интересен только вращающийся аварийный резерв, необходимый при внезапных выпадениях из работы отдельных агрегатов или мощных электропередач. При наличии в системе достаточно большого вращательного аварийного резерва могут быть предотвращены аварии, связанные с лавиной частоты и лавиной напряжения. Наличие резерва по активной мощности в генераторах улучшает как статическую, так и динамическую устойчивость системы.

Автоматическое повторное включение (АПВ). Значительная часть однофазных коротких замыканий, появляющихся на линиях электропередачи, может исчезнуть, если отключить аварийный участок линии от источника питания. Так бывает, например, при появлении электрической дуги на изоляторах одного из проводов высоковольтной линии. При отключении фазы дуга может погаснуть и фаза может быть снова включена в нормальную работу. АПВ может быть трёхфазным, если при аварии на линии отключаются и вновь включаются три фазы линии, или однофазным, если отключается только одна повреждённая фаза. АПВ считается успешным, если за время отключения

линии КЗ ликвидируется и после обратного включения восстанавливается нормальная работа. АПВ позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную работу СЭС не только после самоустраниющихся повреждений, но и при ложном срабатывании устройств релейной защиты, самопроизвольном отключении выключателей или ошибочных действиях персонала.

Сохранение результирующей устойчивости. В различных аварийных режимах электрической системы существует возможность выхода синхронного генератора из режима синхронной работы (выпадение генератора из синхронизма). В таком случае генератор начинает работать как асинхронный со скоростью, несколько превышающей синхронную скорость. Это происходит потому, что нарушается баланс мощностей в агрегате турбина-генератор и турбина увеличивает свою скорость вращения. В асинхронном режиме генератор продолжает вырабатывать электрическую энергию и может облегчить дефицит мощности в системе после тяжелой аварии. Для этого нужно не отключать от сети выпавший из синхронизма генератор, а после кратковременного асинхронного хода предпринять попытку ресинхронизировать его. При успешной попытке будет сохранена результирующая устойчивость системы.

Приведенный выше, далеко не полный, перечень мероприятий по улучшению устойчивости и качества переходных процессов электрических систем нацеливает на успешное разрешение проблем и в то же время показывает на сложность этих проблем. Дело в том, что влияние указанных мероприятий на режимы системы в целом и на её отдельные переходные процессы в ряде случаев может быть противоречивым. Так, например, улучшение статической и динамической устойчивости за счёт уменьшения реактивных сопротивлений генератора x_d, x'_d, x''_d, x''_q ведёт к увеличению тока короткого замыкания данного генератора, что вызывает постановку новых задач при проектировании. И мероприятия, которые были условно названы дополнительными, должны учитываться при проектировании электропередачи. Выбор параметров основных элементов не может производиться без учёта тех возможностей, которые открывают дополнительные устройства. Только тщательно взвесив технико-экономическую эффективность улучшения параметров основного оборудования и проведя сопоставление стоимости, технических и эксплуатационных показателей дополнительных устройств, можно провести рациональное проектирование. Вопрос о выборе того или иного мероприятия не может решаться без экономического сопоставления его с другими и без оценки того экономического ущерба, который может быть причинен отсутствием данного мероприятия.

При выборе улучшающих мероприятий на этапе проектирования и в процессе эксплуатации СЭС инженер должен ориентироваться не только на готовые формулы и универсальные решения, но и применять творческий подход к анализу всего комплекса явлений, возникающих в системах электроснабжения.

Контрольные вопросы

1. С какой целью проводятся мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения?
2. В чем заключаются основные мероприятия по улучшению параметров основных элементов электрических систем?
3. В чём заключаются дополнительные мероприятия по улучшению параметров основных элементов электрических систем?
4. Что такое переключательные пункты?
5. С какой целью проводят заземление нейтралей трансформаторов через сопротивление?
6. С какой целью проводится продольная компенсация индуктивного сопротивления ЛЭП?
7. В чем состоит принцип работы устройства поперечной компенсации?
8. Для чего служат нагрузочные сопротивления для торможения генераторов при сбросах нагрузки?

Библиографический список

1. Переходные и аварийные процессы в системах электроснабжения: учебное пособие / Ю.А. Юдаев. – Рязань : Рязанский институт (филиал) Московского политехнического университета, 2025. – 64 с.
2. Винославский, В.Н. Переходные процессы в системах электроснабжения: учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др. – Киев : Выща школа, 1989. – 422 с.
3. Ивашкин, В. И., Юдаев Ю.А. Переходные процессы в системах электроснабжения. Учебное пособие / В.И. Ивашкин, Ю.А. Юдаев. – Рязань : Изд-во РГРТУ, 2012. – 128 с.
4. Гамазин, С.И. Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой: учебник / С.И. Гамазин, В.А. Ставцев, С.А. Цырук. – Москва : Изд-во МЭИ, 1997. – 422 с.
5. Долгов, А. П. Переходные электромеханические процессы электрических систем: учебное пособие / А. П. Долгов. — Новосибирск : НГТУ, 2019. – 243 с.
6. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для электроэнерг. спец. вузов / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.: Под ред. В.А. Веникова. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.
7. Котова, Е. Н. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учебно-метод. Пособие / Е. Н. Котова, Т. Ю. Паниковская. - Екатеринбург : Изд-во Урал, ун-та, 2014. - 216 с.
8. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. Пособие / Ю.А. Куликов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 284 с.
9. Строев, В.А. Математическое моделирование элементов электрических систем: учебное пособие / В.А. Строев, С.В. Шульженко. – Москва : Изд-во МЭИ, 2002. – 56 с.
10. Копылов, И.П. Электрические машины : учебник для вузов / И.П. Копылов. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 2025. – 669 с.
11. Электротехнический справочник. Том 3. Книга первая. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 656 с.
12. Зевеке, Г.В. Основы теории цепей: Учебник для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

Учебное издание

Юдаев Юрий Алексеевич

**ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ
ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Учебное пособие

Подписано в печать _____. Тираж 5 экз.
Рязанский институт (филиал) Московского политехнического университета
390000, г. Рязань, ул. Право-Лыбедская, 26/53