

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков

**ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ
ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2010

УДК 621.311

ББК 31.27

X95

Хрущев Ю.В.

X95

Электромеханические переходные процессы в электро-энергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 160 с.

В пособии изложены наиболее важные положения учебного курса: основные положения и определения; практические методы анализа статической и динамической устойчивости параллельной работы синхронных электрических машин; устойчивость нагрузки; средства обеспечения устойчивости. Освещены основы метода малых колебаний, примеры его применения при анализе апериодической и колебательной устойчивости электроэнергетических систем.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника (квалификация «бакалавр»).

УДК 621.311

ББК 31.27

Рецензенты

Кандидат технических наук, доцент ТУСУРа

Ю.А. Тановицкий

Заместитель главного инженера

томского предприятия «Магистральные электрические сети»

филиала ОАО «ФСК ЕЭС»

А.М. Старцев

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2010

© Хрущев Ю.В., Заповодников К.И.,
Юшков А.Ю., 2010

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. Основные понятия и определения	6
2. Основные положения, принимаемые при анализе	8
ГЛАВА 1. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ	
ЭНЕРГОСИСТЕМ	11
1.1. Уравнение движения ротора генератора.....	11
1.2. Понятие о статической устойчивости	15
1.3. Обобщённые параметры схемы замещения одномашинной энергосистемы	21
1.4. Угловые характеристики мощности одномашинной энергосистемы	24
1.5. Влияние промежуточных подключений на статическую устойчивость генератора	28
1.5.1. Влияние активной нагрузки	28
1.5.2. Влияние шунтирующего реактора.....	31
1.5.3. Влияние конденсаторной батареи	33
1.6. Метод малых колебаний для анализа статической устойчивости энергосистем	34
1.6.1. Линеаризация уравнений и ее назначение	34
1.6.2. Анализ статической устойчивости одномашинной Энергосистемы	39
1.7. Статическая устойчивость регулируемого генератора.....	41
1.7.1. Векторные диаграммы нерегулируемого и регулируемого генераторов.....	41
1.7.2. Угловые характеристики регулируемого генератора	44
1.7.3. Упрощенные математические модели регулируемого генератора	46
1.8. Понятие о самораскачивании ротора генератора.....	48
1.8.1. Самораскачивание при наличии большого активного сопротивления в статорной цепи	49
1.8.2. Самораскачивание при наличии зоны нечувствительности и запаздывания сигналов в системе автоматического регулирования возбуждения генератора	51
1.8.3. Самораскачивание при неправильной настройке автоматического регулятора возбуждения	53
1.9. Статическая устойчивость двухмашинной энергосистемы	54
1.9.1. Исходные уравнения	54
1.9.2. Уравнения малых колебаний и критерий статической устойчивости.....	56

1.9.3. Угловые характеристики, пределы мощности и пределы статической устойчивости двухмашинной энергосистемы	58
1.10. Основы практических расчетов статической устойчивости сложных энергосистем	60
ГЛАВА 2. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ	65
2.1. Понятие о динамической устойчивости.....	65
2.2. Учет элементов энергосистемы при расчётах динамической устойчивости	68
2.2.1. Учёт турбин	68
2.2.2. Учёт синхронных генераторов.....	69
2.2.3. Учёт электрической сети	72
2.2.4. Учёт нагрузки	73
2.3. Правило площадей и критерий динамической устойчивости.....	74
2.4. Определение предельного угла отключения повреждённой цепи линии электропередачи.....	77
2.5. Метод последовательных интервалов	79
2.6. Динамическая устойчивость одномашинной энергосистемы при полном сбросе мощности	84
2.7. Проверка устойчивости при наличии автоматического повторного включения	86
2.8. Процессы при отключении части генераторов.....	89
2.9. Процессы при форсировке возбуждения	90
2.10. Условия успешной синхронизации генератора.....	96
2.11. Динамическая устойчивость энергосистем с дефицитом мощности.....	99
2.12. Динамическая устойчивость двухмашинной Энергосистемы	103
ГЛАВА 3. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ	108
3.1. Статические характеристики нагрузки	108
3.1.1. Осветительная нагрузка.....	109
3.1.2. Реактор и батарея статических конденсаторов	110
3.1.3. Синхронный компенсатор	111
3.1.4. Синхронный двигатель	112
3.1.5. Асинхронный двигатель	114
3.1.6. Статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению	118
3.1.7. Статические характеристики комплексной нагрузки по частоте.....	119

3.1.8. Коэффициенты крутизны и регулирующие эффекты нагрузки.....	120
3.2. Статическая устойчивость асинхронного двигателя	122
3.2.1. Критерий статической устойчивости	122
3.2.2. Предельные по статической устойчивости..... параметры двигателя	123
3.2.3. Влияние внешних условий на статическую устойчивость двигателя	125
3.2.4. Вторичный признак (критерий) статической устойчивости асинхронного двигателя	128
3.3. Вторичные признаки (критерии) статической устойчивости комплексной нагрузки	130
3.3.1. Влияние компенсирующих устройств на статическую устойчивость нагрузки	134
ГЛАВА 4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ ЭНЕРГСИСТЕМ ПРИ БОЛЬШИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ.....	137
4.1. Возмущающие воздействия и большие возмущения в узлах нагрузки	137
4.2. Динамические характеристики нагрузки	138
4.2.1. Осветительная нагрузка.....	139
4.2.2. Асинхронный двигатель	140
4.2.3. Синхронный двигатель	142
4.3. Динамическая устойчивость синхронного электродвигателя	145
4.4. Условия самозапуска асинхронного электродвигателя.....	147
4.5. Процессы при пуске двигателей	149
4.5.1. Общая характеристика условий пуска	149
4.5.2. Схемы пуска.....	151
4.5.3. Расчёт времени пуска.....	153
4.6. Самоотключения электроустановок и восстановление нагрузки.....	155
4.7. Мероприятия по снижению больших возмущений	156
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	159

ВВЕДЕНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В курсе «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах» вместе с изменением электрических величин рассматривается также механическое (вращательное) движение роторов электрических машин. Основное внимание уделяется вопросам устойчивости совместного движения роторов этих машин, объединённых в параллельную работу электрическими связями в электроэнергетических системах.

При изложении курса, а также в практических задачах проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем используется ряд терминов, основное содержание которых наиболее полно раскрыто в книгах [1, 2].

Энергетической системой в широком смысле называется совокупность всех звеньев общей цепочки преобразования, распределения и использования всех видов энергии.

Из этого определения следует, что энергетическую систему составляют не только элементы электротехнического и теплотехнического оборудования, но также и источники энергоресурсов, такие как угольные шахты, торфопредприятия, нефтепромыслы, газовые промыслы, водохранилища и прочие.

Электроэнергетической системой или, сокращённо, *энергосистемой* называют часть энергетической системы, в которой производится, преобразуется, передаётся и потребляется исключительно или преимущественно электрическая энергия.

Электрической системой называется электрическая часть электроэнергетической системы.

В электрической системе различают две группы элементов:

силовые элементы – вырабатывающие, преобразующие, передающие и распределяющие электрическую энергию;

элементы управления – регулирующие и изменяющие состояние системы.

Совокупность процессов, существующих в системе и определяющих её состояние в любой момент времени или на некотором интервале времени, называется *режимом системы*.

Показатели режима, отражающие условия работы системы, называются *параметрами режима*. К ним относятся значения мощностей, напряжений, токов, частоты и т.п.

Параметрами системы называются показатели, с помощью которых характеризуются физические свойства и состояния элементов системы. К ним, например, относятся значения сопротивлений, проводимостей, постоянных времени, коэффициентов трансформации.

Из множества режимов электроэнергетической системы можно выделить три основных.

Нормальный установившийся режим, характеризующийся длительным сохранением значений режимных параметров безаварийно работающих элементов системы. Применительно к таким режимам проектируется электроэнергетическая система и определяется её технико-экономические характеристики.

Послеаварийный установившийся режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента или ряда элементов системы.

Переходный режим, нормальный или аварийный, во время которого система переходит от одного состояния к другому.

Переходные процессы, нормальные или аварийные, составляющие переходный режим – это закономерные последовательные изменения параметров режима системы от момента возмущения до начала нового установившегося режима.

Нормальные переходные процессы сопровождают текущую эксплуатацию системы. Эти процессы возникают при обычных эксплуатационных операциях: при отключениях и включениях элементов системы, при изменениях мощности нагрузок и генераторов, при действии автоматических регулирующих устройств.

Аварийные переходные процессы протекают при переходе элементов системы в аварийное состояние, их отключении и повторном включении.

Переходные процессы и, соответственно, переходные режимы начинаются с *возмущений* – начальных отклонений параметров режима, то есть начальных изменений значений токов, напряжений, мощностей и других параметров.

Причины, по которым появляются возмущения, называются *возмущающими воздействиями*. В качестве возмущающих воздействий выступают, например, короткие замыкания, обрывы проводов, коммутационные переключения в электрических сетях.

Различают малые и большие возмущения в системе.

Малые возмущения в действующей энергосистеме присутствуют непрерывно. Существование этих возмущений связано с непрерывным изменением нагрузки, действием регулирующих устройств, температурными изменениями активных сопротивлений элементов системы и с

другими причинами. Поэтому строго неизменного режима системы не существует и, говоря об установившемся режиме, в сущности имеют в виду режим малых возмущений. При этом предполагают, что малые возмущения и связанные с ними непрерывные процессы происходят около некоторого равновесного состояния системы.

Большими возмущениями считают начальные отклонения параметров режима, вызванные какими-либо резкими изменениями в электроэнергетической системе, то есть интенсивными возмущающими воздействиями: короткими замыканиями, коммутационными переключениями в электрической сети и другими причинами

Устойчивость параллельной работы электрических машин должна сохраняться при малых и больших возмущениях в электроэнергетической системе. В зависимости от типа возмущений различают два основных вида устойчивости системы.

Статической устойчивостью называется способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному (если возмущающее воздействие не снято).

Динамическая устойчивость – это способность системы восстанавливать исходное состояние, или близкое к исходному, после действия больших возмущений.

Восстановление близкого к исходному состояния имеет место в тех случаях, когда возмущающее воздействие, например, отключение какого-либо элемента системы, не снимается в течение переходного режима, вследствие чего система не возвращается в исходное состояние.

Специфической разновидностью является *результатирующая устойчивость* - способность электроэнергетической системы возвращаться в исходное состояние, или близкое к нему, после кратковременного асинхронного хода синхронных машин. При этом асинхронный ход (режим) может быть результатом нарушения статической или динамической устойчивости системы.

Подчеркивая разницу между результирующей и динамической устойчивостью, последнюю часто называют *синхронной динамической устойчивостью* энергосистемы.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ АНАЛИЗЕ

Электроненергетические системы относятся к классу нелинейных сложных динамических систем, математический анализ которых не бывает полным из-за невозможности подробного математического описа-

ния процессов. Поэтому положения, принимаемые при анализе, сводятся, в основном, к совокупности упрощений, не искажающих суть процессов и позволяющих получить удовлетворительные по точности количественные результаты расчёта. При вводе этих упрощений ослабляются затруднения, связанные с нелинейностью параметров и сложностью энергосистем.

Различают две разновидности нелинейностей в электроэнергетических системах: нелинейности параметров системы и нелинейности взаимосвязей между параметрами режима.

Под *нелинейностью параметра системы* понимается его зависимость от параметров режима либо от внешних факторов. К таким нелинейностям относятся температурные зависимости активных сопротивлений, зависимости реактивных сопротивлений от насыщения магнитных систем и другие технические нелинейности. При расчётах эти нелинейности обычно не учитываются, а случаи, когда такой учёт необходим, оговариваются особо.

При математическом описании процессов *нелинейности взаимосвязей между параметрами режима* отражаются в виде систем нелинейных дифференциальных уравнений, не имеющих аналитических решений. Поэтому при расчётах динамической устойчивости используются, как правило, численные методы решения. При анализе статической устойчивости широко применяется *линеаризация*, то есть преобразование систем нелинейных уравнений к линейным формам, удобным для расчётов.

Одним из важных показателей сложности системы является её высокая размерность. Для электроэнергетической системы характерны высокая физическая и высокая математическая размерности.

Под *высокой физической размерностью* понимается большое разнообразие объединённых в систему элементов и большое количество элементов каждого вида, что представляет большие затруднения при анализе процессов. Преодоление этих затруднений осуществляется путём эквивалентирования однотипных элементов, то есть путём математического представления группы элементов одним эквивалентным. В наибольшей мере эквивалентирование применяется к элементам генерации и потребления электрической энергии, а при анализе крупных энергообъединений эквивалентировются целые энергорайоны.

Под *высокой математической размерностью* подразумевается большое количество дифференциальных и алгебраических уравнений, требуемых для математического описания процессов. Размерность систем этих уравнений, используемых для уточнённого описания процессов крупных энергообъединений, исчисляется в десятках тысяч. Эффек-

тивным приёмом снижения математической размерности является условное разделение общей совокупности процессов на быстрые и медленные процессы. Примером такого разделения является широко используемое отдельное рассмотрение электромагнитных и электромеханических процессов. Дальнейшее снижение математической размерности достигается путём использования упрощённых математических моделей, отражающих наиболее существенные явления в элементах электроэнергетических систем. Для оценки допустимости использования этих моделей при решении практических задач проводятся специальные исследования.

Одним из упрощающих приёмов, широко используемых при анализе переходных процессов, является замена реальных динамических характеристик элементов электроэнергетических систем их статическими характеристиками, а также рассмотрение энергосистемы, динамической по свойствам, как системы позиционной. Под *позиционной системой* понимается такая система, в которой параметры режима зависят только от данного её состояния независимо от того, как было достигнуто это состояние.

Под *статическими характеристиками* понимаются графически или аналитически выраженные связи между параметрами режима. Эти связи выявляются в условиях установившегося режима системы или в переходном режиме, но при допущениях, позволяющих считать эти связи не зависящими от времени. [2]. Для статической характеристики характерна зависимость между параметрами режима вида

$$x = \varphi(y_1, y_2, \dots, y_n).$$

Под *динамическими характеристиками* понимаются взаимосвязи параметров, полученные в условиях, когда указанные параметры или часть их зависят от времени:

$$x = \varphi(y_1, y_2, \dots, y_n, \frac{dy_1}{dt}, \frac{dy_2}{dt}, \dots, \frac{dy_n}{dt}, t).$$

Статические характеристики достаточно полно описывают позиционную систему, динамические характеристики – динамическую систему.

ГЛАВА 1

СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1. УРАВНЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Изучение электромеханических переходных процессов целесообразно начать с одного из основных уравнений, *уравнения движения ротора генератора*.

Движение вращающейся части энергоагрегата, далее условно называемой ротором генератора, описывается, согласно второму закону Ньютона, уравнениями:

$$\begin{aligned} J_0 \alpha &= \Delta M; \\ \Delta M &= M_T - M_c - M_{эм}, \end{aligned} \quad (1.1)$$

где J_0 , α – соответственно, момент инерции и угловое ускорение вращающейся части энергоагрегата (ротора турбины, вала и ротора генератора); ΔM – небаланс моментов, действующих на вал; M_T – вращающий момент, создаваемый турбиной; M_c – момент сопротивления, обусловленный трением в подшипниках и сопротивлением охлаждающей среды; $M_{эм}$ – электромагнитный момент, обусловленный электрической нагрузкой генератора и отражающий взаимодействие между электромагнитными системами статора и ротора.

Момент M_c , составляющий около 3 % от номинального момента, в целях упрощения часто не учитывают, то есть принимают, что

$$\Delta M = M_T - M_{эм}. \quad (1.2)$$

С учётом того что $\alpha = d\omega / dt$, где ω – угловая скорость, запишем уравнение движения ротора как

$$J_0 \frac{d\omega}{dt} = \Delta M. \quad (1.3)$$

Выразим все составляющие этого уравнения в системе относительных единиц. Для этого разделим правую и левую его части на номинальный момент $M_{ном} = S_{ном} / \omega_0$ и представим результат в следующем виде [3]:

$$\frac{J_0 \omega_0}{S_{ном}} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{ном}} = \Delta M_*. \quad (1.4)$$

При дальнейших преобразованиях из (1.4) следует:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{J_0 \omega_0^2}{S_{\text{НОМ}}} \frac{d\omega}{dt} = \Delta M_*; \quad (1.5)$$

$$\frac{1}{\omega_0} T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta M_*; \quad (1.6)$$

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*, \quad (1.7)$$

где ω_0 – синхронная частота, $T_j = \frac{J_0 \omega_0^2}{S_{\text{НОМ}}}$ – постоянная инерции ротора

(вращающейся части агрегата), имеющая размерность времени и численно равная промежутку времени, в течение которого ротор разгоняется из состояния покоя до номинальной скорости вращения под действием номинального вращающего момента.

Введём базисную единицу времени $t_{\text{баз}}$ и после несложных преобразований из (1.7) получим:

$$\frac{t_{\text{баз}}}{t_{\text{баз}}} T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*, \quad (1.8)$$

$$T_{j*} \frac{d\omega_*}{dt_*} = \Delta M_*. \quad (1.9)$$

Составляющие в последнем уравнении выражены в системе относительных единиц. За базисную единицу времени при расчётах переходных процессов обычно принимают промежуток времени в один радиан, то есть

$$t_{\text{баз}} = \frac{1}{\omega_0} = \frac{1}{314} [c] = 1 [\text{рад}]. \quad (1.10)$$

Радян – это промежуток времени, в течение которого достигается изменение угла в один радиан при синхронной угловой скорости [3].

При расчётах электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах вместо небаланса моментов ΔM для упрощения используется, как правило, небаланс ΔP между мощностью турбины P_T и электрической (электромагнитной) мощностью P генератора:

$$\Delta P = P_T - P. \quad (1.11)$$

Связь между этими небалансами в системе относительных единиц выражается соотношением

$$\Delta M_* = \Delta P_* \frac{1}{\omega_*} = \Delta P_* \frac{1}{1 + \Delta \omega_*}, \quad (1.12)$$

где $\Delta\omega_* = \omega_* - 1$ – переменная составляющая угловой скорости, обусловленная качаниями ротора генератора в динамических переходах энергосистемы.

Составляющей $\Delta\omega_*$, как правило, пренебрегают из-за её малой величины ($\Delta\omega_* = 0,01 \dots 0,02$), а уравнение (1.9) записывается без явных признаков принадлежности к системе относительных единиц (без звёздочек) в виде

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta P. \quad (1.13)$$

Параметры движения ротора генератора, а именно его угловое ускорение α , угловая скорость ω и угол θ связаны между собой через производные:

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt^2}, \quad (1.14)$$

где угол θ отсчитывается от неподвижной оси, которую совмещают, как правило, с магнитной осью статорной обмотки фазы A (рис. 1.1).

Более удобной для отсчёта углов является специально вводимая синхронно вращающаяся (синхронная) ось, относительно которой фиксируется угловое положение δ ротора генератора.

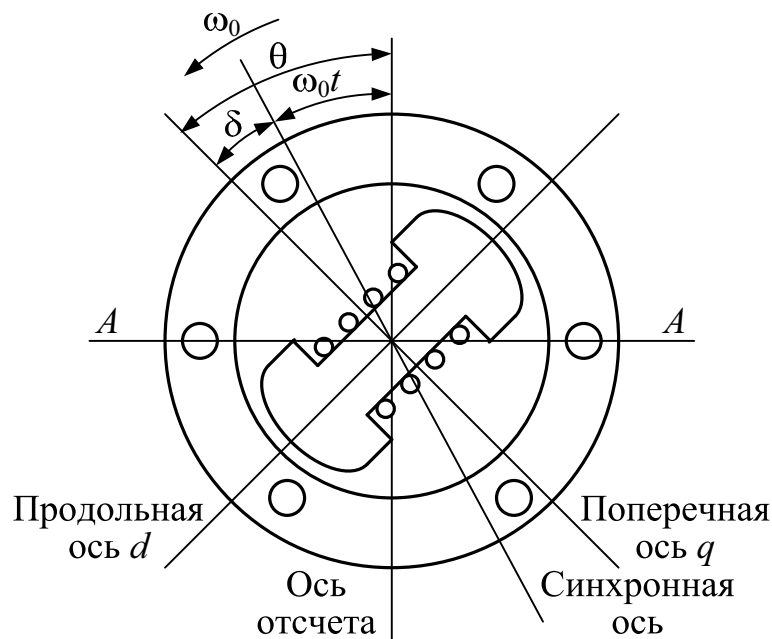


Рис. 1.1. Параметры движения ротора генератора

Связь между углами θ и δ определяется функцией

$$\theta = \omega_0 t + \delta, \quad (1.15)$$

где $\omega_0 t$ отражает изменение угла синхронно вращающейся оси.

Двойное дифференцирование функции (1.15) приводит к равенству

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (1.16)$$

или, согласно (1.14), к равенству

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (1.17)$$

При подстановке правых частей выражений (1.11) и (1.17) в уравнение движения ротора генератора (1.13) это уравнение принимает окончательную (основную) форму

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}, \quad (1.18)$$

где все составляющие представлены в системе относительных единиц:

T_j [рад]; t [рад]; δ [рад]; P_T [отн.ед.]; $P_{эм}$ [отн.ед.].

В практических расчётах это уравнение используется и в других формах (табл. 1.1), различающихся тем, что некоторые или все его составляющие выражены в именованных единицах [2].

Таблица 1.1

Формы уравнения движения ротора генератора

Уравнение движения ротора генератора	T_j	t	δ	P
$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}$	рад	рад	рад	отн.ед.
$\omega_0 T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}$	с	рад	рад	отн.ед.
$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}$	с	с	рад	отн.ед.
$\frac{T_j}{360 f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}$	с	с	эл.град	отн.ед.
$\frac{T_j S_6}{360 f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{эм}$	с	с	эл.град	кВт

Здесь $f_0 = 50$ Гц; $\omega_0 = 2\pi f_0 = 314$ рад/с; S_6 – базисная мощность; $P[\text{отн.ед.}] = P[\text{кВт}]/S_6[\text{кВА}]$.

Переход от одной формы записи к другой осуществляется с помощью соотношений:

$$t[\text{рад}] = \omega_0 t \left[\frac{\text{рад}}{\text{с}} \times \text{с} \right]; \quad \delta[\text{рад}] = \frac{2\pi}{360} \delta[\text{эл.град}].$$

Возможны и другие сочетания единиц измерения и, следовательно, другие формы записи уравнения движения ротора генератора [2].

1.2. ПОНЯТИЕ О СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Многие принципиальные вопросы электромеханических переходных процессов рассматриваются с использованием простых схем электроэнергетических систем. Эти схемы называются *моделями энергосистем*, причём слово «модель» часто опускается, но обязательно подразумевается, поскольку любая схема энергосистемы по существу является моделью этой энергосистемы.

Наиболее распространены одномашинная, двухмашинная и трёхмашинная модели энергосистем. *Простейшей* из них является *одномашинная модель энергосистемы*, которая имеет ещё название *модель «машина-шины»*.

Простейшая (одномашинная) модель энергосистемы представляется одной удалённой электростанцией (эквивалентным генератором), работающей через трансформаторные связи и линию электропередачи параллельно с генераторами мощной концентрированной энергосистемы, настолько мощной, что её приемные шины обозначают как шины бесконечной мощности (ШБМ). Отличительными признаками ШБМ являются неизменное по модулю напряжение ($U = \text{const}$) и неизменная частота $\omega_0 = \text{const}$ этого напряжения. При использовании ШБМ соответствующие им энергосистемы в электрических схемах, как правило, не изображаются. В схемах замещения шины бесконечной мощности используются как элемент, изображающий мощную систему.

Рассмотрим процессы в одномашинной энергосистеме (рис. 1.2,а), в которой от удалённого нерегулируемого генератора Г через трансформаторы T_1 и T_2 и одноцепную линию электропередачи Л передаётся активная мощность P при токе I в энергосистему С. Мощность поступает на приёмные шины энергосистемы, принимаемые за шины бесконечной мощности. Определим основные соотношения между параметрами режима одномашинной энергосистемы, необходимые для анализа процессов.

Примем, в порядке упрощения, что активные сопротивления и полные проводимости всех элементов системы равны нулю

($r = 0$; $g = 0$; $b = 0$) и составим схему замещения. При этих допущениях схема замещения имеет вид цепочки из индуктивных сопротивлений (см. рис. 1.2,б), включённой между двумя источниками электродвижущих сил (ЭДС). Источником E_q моделируется синхронная ЭДС генератора, источником U – напряжение на ШБМ.

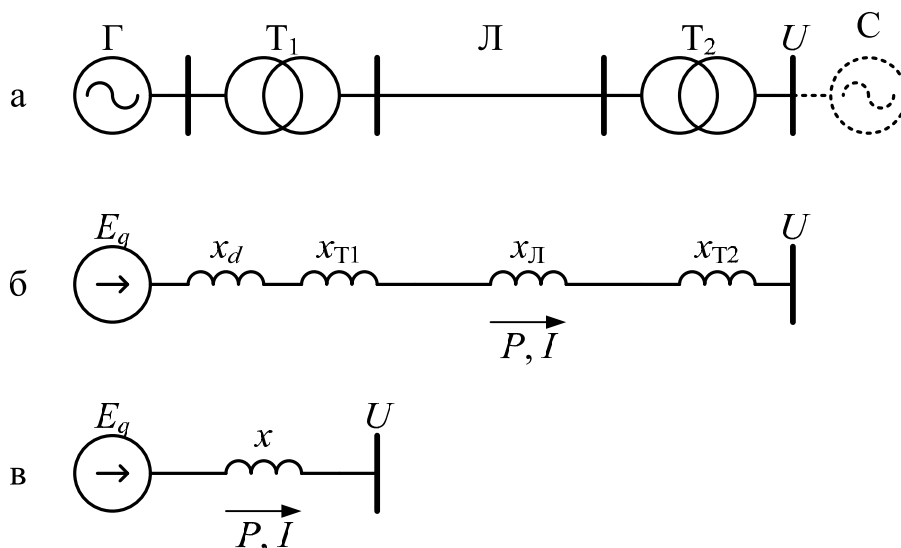


Рис. 1.2. Одномашина модель энергосистемы

Эквивалентное индуктивное сопротивление x в эквивалентной схеме замещения (см. рис. 1.2, в) определено как сумма индуктивных сопротивлений:

$$x = x_d + x_{T1} + x_L + x_{T2} = x_d + x_{TC}. \quad (1.19)$$

Взаимосвязь между мощностью P , модулями E_q , U векторов \underline{E}_q , \underline{U} и углом δ между ними определим с помощью векторной диаграммы напряжений, ЭДС и токов (рис. 1.3), действующих в эквивалентной схеме замещения.

На диаграмме выделены активная \underline{I}_a и реактивная \underline{I}_p составляющие тока \underline{I} и, соответственно, показаны продольная $\underline{I}_p jx$ и поперечная $\underline{I}_a jx$ составляющие падения напряжения $\underline{I} jx$ на эквивалентном сопротивлении x . ЭДС \underline{E}_q и напряжение \underline{U}_ϕ представлены фазными величинами.

Из диаграммы следует равенство

$$I_a x = E_{q\phi} \sin \delta. \quad (1.20)$$

Умножив обе части этого равенства на $3U_\phi/x$, получим

$$3U_{\phi}I_a = \frac{3E_q U_{\phi}}{x} \sin \delta = \frac{E_q U}{x} \sin \delta, \quad (1.21)$$

где E_q , U – линейные величины.

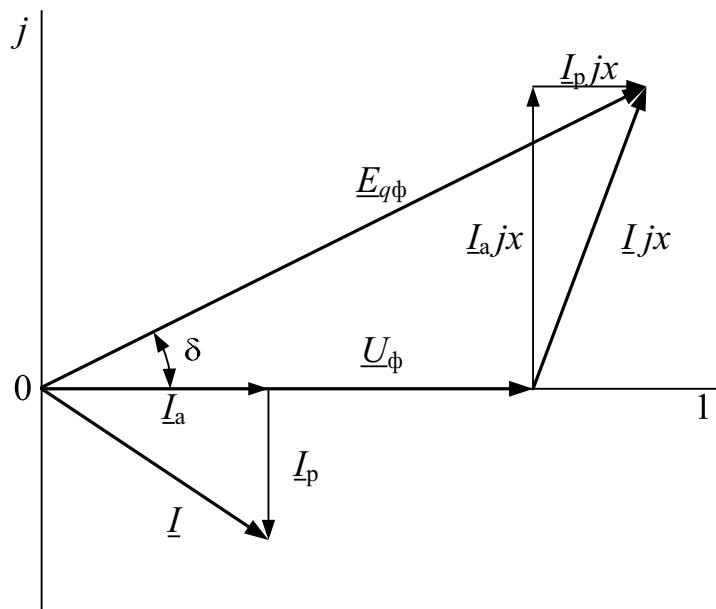


Рис. 1.3. Векторная диаграмма параметров режима одномашинной энергосистемы

Учитывая, что трёхфазная мощность $P = 3U_{\phi}I_a$, представим последнее равенство в виде зависимости

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \delta. \quad (1.22)$$

При $E_q = \text{const}$, $U = \text{const}$ зависимость (1.22) представляет собой синусоидальную функцию активной мощности генератора от угла. Графическое изображение этой функции называется *угловой характеристикой активной мощности генератора*. Это название сохраняется для графических изображений зависимостей $P(\delta)$ и в более сложных случаях, например, при изменяющихся параметрах E_q, U или при работе генератора в составе сложной энергосистемы.

Для рассмотрения понятия о статической устойчивости требуется графическое представление отрезка функции $P(\delta)$ в пределах положительного полупериода синусоиды (рис. 1.4).

Угловая характеристика является геометрическим местом точек, соответствующих всем возможным значениям мощности, передаваемой от генератора.

В установившемся режиме от генератора передаётся только одна конкретная величина мощности, которой соответствует конкретное значение угла. Эта мощность P_0 равна мощности турбины P_T , вследствие чего турбина, вал и ротор генератора сохраняют равномерное вращательное движение.

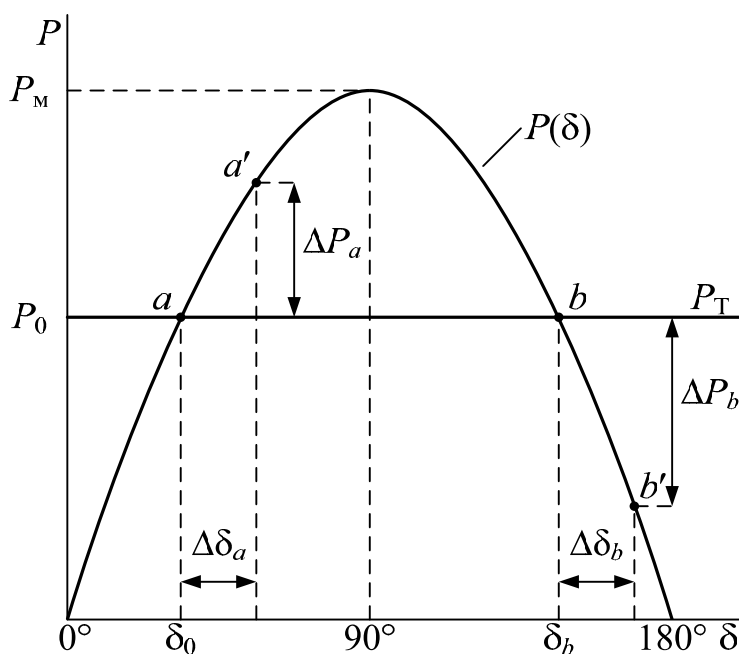


Рис. 1.4. Угловая характеристика генератора

Таким образом, в установившемся режиме на вал энергоагрегата действуют два одинаковых по абсолютной величине, но противоположных по направлению вращающих момента: ускоряющий механический момент турбины и тормозящий электромагнитный момент генератора. Аналогами этих моментов, используемыми в электроэнергетике, являются механическая мощность турбины P_T и электрическая мощность генератора P_0 (см. рис. 1.4). Отклонение любой из этих мощностей (моментов) от установившегося значения отражается в виде появления небаланса мощностей (моментов) $\Delta P = P_T - P$ на валу, под действием которого ротор генератора будет ускорять либо замедлять своё вращательное движение. Соответственно величина угла δ будет увеличиваться или уменьшаться.

Как видно на рис. 1.4, есть две точки пересечения (a и b) характеристики турбины P_T и угловой характеристики $P(\delta)$ генератора. Возникает вопрос о возможности устойчивой работы в каждой из этих точек.

Допустим, что установившийся режим генератора характеризуется точкой a . При случайном увеличении мощности генератора на вели-

чину ΔP_a и соответствующем увеличении угла на величину $\Delta\delta_a$ нарушится равенство моментов, действующих на вал, причём тормозящий электромагнитный момент генератора окажется больше ускоряющего момента турбины. Под действием избыточного тормозящего момента начнётся замедление движения ротора, сопровождаемое уменьшением угла и отдаваемой в сеть активной мощности генератора. Процесс будет продолжаться до тех пор, пока не восстановится равенство ускоряющего и тормозящего моментов, то есть пока система не возвратится к исходному режиму, характеризуемому точкой a .

Таким образом, при работе в точке a режим энергосистемы статически устойчив, так как система способна возвращаться в исходное состояние при действии малых возмущений.

При работе в точке b незначительное увеличение угла сопровождается уменьшением отдаваемой в сеть активной мощности. При случайном переходе в точку b' мощность турбины окажется больше мощности генератора на величину ΔP_b . Соответственно, ускоряющий механический момент турбины окажется больше тормозящего электромагнитного момента генератора, вследствие чего ротор генератора будет ускоряться. Это приведёт к увеличению угла δ и, как следствие, к увеличению небаланса мощностей (моментов) ΔP . Дальнейшее развитие процесса имеет лавинообразный характер и завершается выпадением удалённого генератора из синхронизма с генераторами приёмной энергосистемы.

Таким образом, состояние энергосистемы, соответствующее точке b , является неустойчивым, хотя в этой точке, как и в точке a , имеет место равенство тормозящего и ускоряющего моментов, действующих на вал ротора генератора.

При практических расчётах широко используются критерии (условия), при выполнении которых сохраняется статическая устойчивость энергосистемы. Один из таких критериев легко устанавливается при более глубоком анализе устойчивых и неустойчивых режимов. Продолжая рассуждения, замечаем, что устойчивым режимам рассматриваемой энергосистемы соответствуют все точки угловой характеристики, расположенные на её восходящей ветви. Экстремальная точка разграничивает восходящую и нисходящую ветви характеристики и, следовательно, является граничной. Общепринято относить эту точку к области устойчивых режимов.

В любой точке восходящей ветви угловой характеристики случайно возникающий небаланс мощности ΔP и соответствующее ему

приращение угла $\Delta\delta$ имеют одинаковые знаки, их отношение положительно и может рассматриваться как формальный признак устойчивости

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} > 0. \quad (1.23)$$

При переходе к бесконечно малым приращениям и учёте экстремальной точки угловой характеристики, где $dP/d\delta = 0$, этот признак записывается в виде

$$\frac{dP}{d\delta} \geq 0 \quad (1.24)$$

и используется как *практический критерий статической устойчивости одномашинной энергосистемы*.

Производная $dP/d\delta$ называется *синхронизирующей мощностью* [3]. Её можно вычислить по формуле

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E_q U}{x} \cos \delta. \quad (1.25)$$

Предельному по условиям статической устойчивости режиму энергосистемы соответствует равенство

$$\frac{dP}{d\delta} = 0. \quad (1.26)$$

В этом режиме предельный угол $\delta_{\text{пр}} = 90^\circ$, а предельная, то есть максимально возможная передаваемая мощность P_M определяется как

$$P_M = \frac{E_q U}{x} \sin 90^\circ = \frac{E_q U}{x}. \quad (1.27)$$

Очевидно, что в условиях эксплуатации генератор не следует загружать до предельной мощности P_M , так как любое незначительное отклонение параметров режима может привести к потере синхронизма и переходу генератора в асинхронный режим. На случай появления непредвиденных возмущений предусматривается запас по загрузке генератора, характеризуемый *коэффициентом запаса статической устойчивости*

$$K_{\text{ст}} = \frac{P_M - P_0}{P_0}. \quad (1.28)$$

Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем [7] предписано, что в нормальных режимах энергосистем должен обеспечиваться запас, соответствующий коэффициенту $K_{\text{ст}} \geq 20\%$. В наиболее тяжёлых режимах, при которых увеличение перетоков мощности по линиям позволяет уменьшить ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается снижение запаса по устойчивости до $K_{\text{ст}} \geq 8\%$.

В кратковременных послеаварийных режимах также должен обеспечиваться запас $K_{ст} \geq 8\%$. При этом под кратковременными понимаются послеаварийные режимы длительностью до 40 минут, в течение которых диспетчер должен восстановить нормальный запас по статической устойчивости.

1.3. ОБОБЩЁННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ОДНОМАШИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Во многих случаях удалённая электростанция связана с приёмной системой более сложной сетью, чем одна линия и два трансформатора. При проведении расчетов такая сеть считается *пассивной частью* схемы замещения, если сопротивления и проводимости её элементов рассматриваются как независимые от параметров режима и других факторов. К пассивной части относят элементы, замещающие трансформаторы, линии электропередачи, реакторы, батареи статических конденсаторов и нагрузку, если она учитывается постоянными сопротивлениями. В силу неизменности параметров системы пассивная часть схемы замещения является линейной и поэтому для её расчёта и преобразований применимы методы, разработанные для линейных электрических цепей.

Вместе с линейными в схеме замещения энергосистемы присутствуют нелинейные и динамические элементы. К нелинейным относятся элементы, учитываемые статическими характеристиками. Динамические элементы учитываются с помощью динамических характеристик, либо для них записываются подсистемы дифференциальных уравнений. Методы преобразования, применяемые к пассивной части схемы замещения, для нелинейных и динамических элементов непосредственно не используются. Однако они могут быть составной частью методик эквивалентирования (упрощения) схем замещения с нелинейными и динамическими элементами.

Одним из широко распространённых способов математического описания пассивных частей схем замещения является их представление в форме *обобщённых параметров*, используемых при расчётах режимов простых и сложных энергосистем. Рассмотрим основные принципы определения этих параметров на примере преобразования схемы замещения одномашиной энергосистемы, в которой источники ЭДС E_q и U включены в схему произвольной сложности, состоящую из пассивных элементов (рис. 1.5).

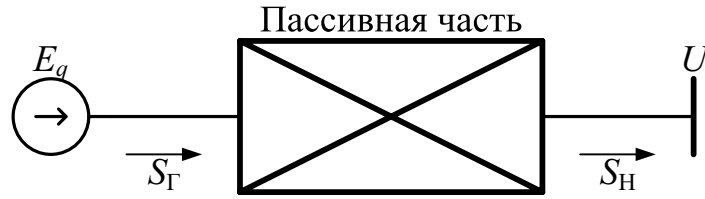


Рис. 1.5. Обобщенная схема замещения одномашинной энергосистемы

Насколько бы ни была сложна пассивная часть схемы замещения, её всегда можно преобразовать к Т-образному или П-образному виду. Предположим, что такое преобразование проведено и получена Т-образная эквивалентная схема с источниками ЭДС E_q и U . (рис. 1.6). Определим обобщённые параметры, то есть *собственные и взаимные сопротивления (или проводимости)* этой схемы.

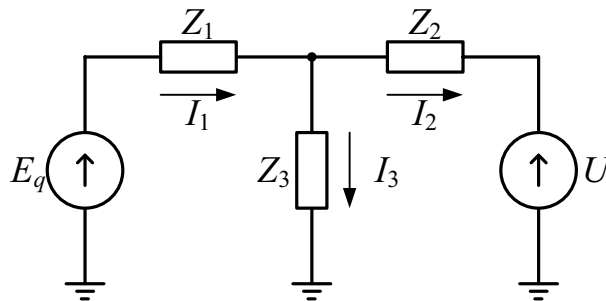


Рис. 1.6. Т-образная эквивалентная схема одномашинной энергосистемы

Распределение токов в ветвях Т-схемы (рис. 1.7) представим как результат наложения токов от двух источников ЭДС, действующих раздельно (рис. 1.7, а, б).

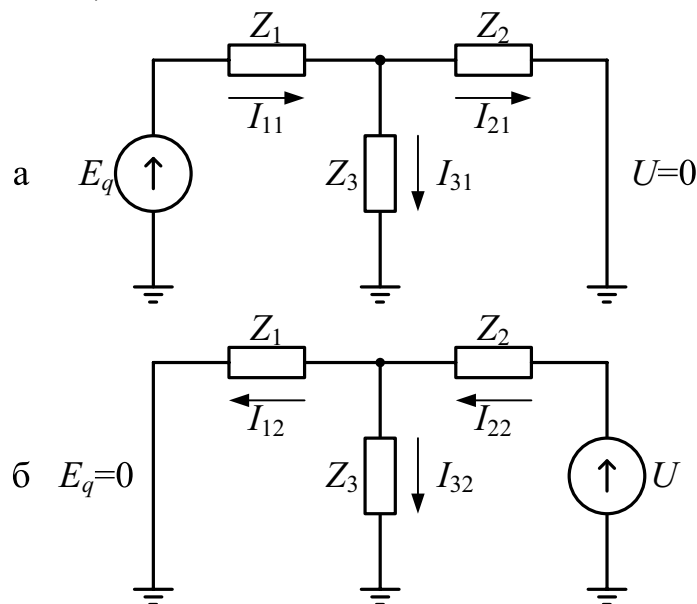


Рис. 1.7. Расчет токов методом наложения

В соответствии с принятыми положительными направлениями искомые токи $\underline{I}_1, \underline{I}_2$ в трёхфазной схеме будут определены как

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{11} - \underline{I}_{12}; \quad (1.29)$$

$$\underline{I}_2 = -\underline{I}_{22} + \underline{I}_{21}, \quad (1.30)$$

где

$$\underline{I}_{11} = \underline{E}_\phi / Z_{11} = \underline{E}_\phi Y_{11}; \quad (1.31)$$

$$\underline{I}_{22} = \underline{E}_\phi / Z_{22} = \underline{E}_\phi Y_{22}; \quad (1.32)$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{E}_\phi / Z_{12} = \underline{E}_\phi Y_{12}; \quad (1.33)$$

$$\underline{I}_{21} = \underline{E}_\phi / Z_{21} = \underline{E}_\phi Y_{21}. \quad (1.34)$$

В последних выражениях обобщённые параметры обозначены как: Z_{11}, Z_{22} и $Y_{11} = 1/Z_{11}, Y_{22} = 1/Z_{22}$ – соответственно собственные сопротивления и собственные проводимости ветвей с источниками ЭДС; Z_{12}, Z_{21} и $Y_{12} = 1/Z_{12}, Y_{21} = 1/Z_{21}$ – соответственно взаимные сопротивления и взаимные проводимости ветвей между узлами подключения источников ЭДС.

Из схем замещения (см. рис. 1.7) и выражений (1.31 – 1.34) следует, что собственное сопротивление каждой ветви с источником ЭДС определяет величину тока в этой ветви при нулевом значении ЭДС другого источника.

Собственные сопротивления вычисляются как эквивалентные сопротивления пассивной части относительно зажимов источников ЭДС по правилам параллельного и последовательного сложения:

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}; \quad (1.35)$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}. \quad (1.36)$$

Взаимное сопротивление определяет величину тока в ветви с источником ЭДС при нулевом значении этой ЭДС под действием ЭДС другого источника.

Взаимные сопротивления Z_{12} и Z_{21} одинаковы. Они вычисляются по формуле преобразования звезды в эквивалентный треугольник:

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}. \quad (1.37)$$

Обобщённые параметры схемы замещения, как комплексные величины, могут быть представлены в декартовой и полярной системах координат:

$$\begin{array}{l}
Z_{11} = r_{11} + jx_{11} = z_{11}e^{j\psi_{11}}; \\
Z_{22} = r_{22} + jx_{22} = z_{22}e^{j\psi_{22}}; \\
Z_{12} = r_{12} + jx_{12} = z_{12}e^{j\psi_{12}}; \\
Y_{11} = g_{11} - jb_{11} = y_{11}e^{-j\psi_{11}}; \\
Y_{22} = g_{22} - jb_{22} = y_{22}e^{-j\psi_{22}}; \\
Y_{12} = g_{12} - jb_{12} = y_{12}e^{-j\psi_{12}}.
\end{array} \quad (1.38)$$

С использованием обобщённых параметров схемы замещения в следующем разделе в компактной форме записываются выражения для определения составляющих P_{Γ} , Q_{Γ} , P_{H} , Q_{H} мощностей \underline{S}_{Γ} – со стороны генератора и \underline{S}_{H} – со стороны шин приёмной энергосистемы (см. рис. 1.5).

1.4. УГЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОЩНОСТИ ОДНОМАШИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Проведём вывод аналитических выражений для определения составляющих P_{Γ} , Q_{Γ} , P_{H} , Q_{H} мощностей \underline{S}_{Γ} и \underline{S}_{H} , показанных на рис. 1.5. В соответствии с (1.29 – 1.34) выразим токи \underline{I}_1 , \underline{I}_2 через фазные ЭДС источников и обобщённые параметры схемы замещения:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{11} - \underline{I}_{12} = \underline{E}_{\phi} Y_{11} - \underline{U}_{\phi} Y_{12}; \quad (1.39)$$

$$\underline{I}_2 = -\underline{I}_{22} + \underline{I}_{21} = -\underline{U}_{\phi} Y_{22} + \underline{E}_{\phi} Y_{12}. \quad (1.40)$$

Соответственно для трёхфазных мощностей запишем:

$$\underline{S}_{\Gamma} = P_{\Gamma} + jQ_{\Gamma} = 3\underline{E}_{\phi}^* \underline{I}_1 = 3\underline{E}_{\phi}^* (\underline{E}_{\phi} Y_{11} - \underline{U}_{\phi} Y_{12}); \quad (1.41)$$

$$\underline{S}_{\text{H}} = P_{\text{H}} + jQ_{\text{H}} = 3\underline{U}_{\phi}^* \underline{I}_2 = 3\underline{U}_{\phi}^* (-\underline{U}_{\phi} Y_{22} + \underline{E}_{\phi} Y_{12}), \quad (1.42)$$

где звёздочкой обозначены комплексно-сопряжённые величины.

Обозначим угол между векторами \underline{E}_{ϕ} , \underline{U}_{ϕ} буквой δ и совместим ось отсчёта углов с вектором \underline{U}_{ϕ} . Тогда для векторов \underline{U}_{ϕ} , \underline{U}_{ϕ}^* , \underline{E}_{ϕ} , \underline{E}_{ϕ}^* будут справедливы соотношения:

$$\underline{U}_{\phi} = \underline{U}_{\phi}^* = U_{\phi} e^{j0} = U_{\phi}; \quad (1.43)$$

$$\underline{E}_\phi = E_\phi e^{j\delta}; \quad \underline{E}_\phi^* = E_\phi e^{-j\delta}. \quad (1.44)$$

С учётом этих соотношений и при записи проводимостей в полярной системе координат выражения для мощностей \underline{S}_Γ и \underline{S}_H преобразуются к виду:

$$\begin{aligned} \underline{S}_\Gamma &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 3E_\phi^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - 3E_\phi U_\phi y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})} = \\ &= E^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - EU y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})}; \end{aligned} \quad (1.45)$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_H &= P_H + jQ_H = -3U_\phi^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + 3E_\phi U_\phi y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})} = \\ &= -U^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + EU y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})}, \end{aligned} \quad (1.46)$$

где E и U – линейные значения ЭДС генератора и напряжения приемной системы.

При выделении вещественных и мнимых составляющих комплексных слагаемых из последних выражений следует:

$$P_\Gamma = E^2 y_{11} \cos \psi_{11} - EU y_{12} \cos(\delta + \psi_{12}); \quad (1.47)$$

$$P_H = -U^2 y_{22} \cos \psi_{22} + EU y_{12} \cos(-\delta + \psi_{12}); \quad (1.48)$$

$$Q_\Gamma = E^2 y_{11} \sin \psi_{11} - EU y_{12} \sin(\delta + \psi_{12}); \quad (1.49)$$

$$Q_H = -U^2 y_{22} \sin \psi_{22} + EU y_{12} \sin(-\delta + \psi_{12}). \quad (1.50)$$

В практике расчётов эти выражения приводятся к виду, более удобному для анализа. Для этого вместо аргументов ψ_{11} , ψ_{22} , ψ_{12} используются углы α_{11} , α_{22} , α_{12} , дополняющие эти аргументы до 90° . *Дополняющие углы* вводят в выражения (1.47 – 1.50) на основе равенств:

$$\psi_{11} = 90^\circ - \alpha_{11}; \quad \psi_{22} = 90^\circ - \alpha_{22}; \quad \psi_{12} = 90^\circ - \alpha_{12},$$

и после несложных преобразований получают:

$$P_\Gamma = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + EU y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (1.51)$$

$$P_H = -U^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + EU y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}); \quad (1.52)$$

$$Q_\Gamma = E^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - EU y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}); \quad (1.53)$$

$$Q_H = -U^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + EU y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}). \quad (1.54)$$

Дополняющие углы будут отличны от нуля только в тех случаях, когда хотя бы один элемент пассивной части схемы замещения будет содержать активное сопротивление. При преобразованиях идеализированных схем замещения, не содержащих активных сопротивлений, все дополняющие углы приобретают нулевое значение.

Выражения (1.53, 1.54) для реактивных мощностей Q_Γ и Q_H при рассмотрении вопросов устойчивости используются редко. Сосредото-

чим внимание на более важных выражениях (1.51, 1.52) для активных мощностей P_{Γ} и P_{H} , предварительно записав их в компактной форме:

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{12\text{M}} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (1.55)$$

$$P_{\text{H}} = -P_{22} + P_{12\text{M}} \sin(\delta + \alpha_{12}), \quad (1.56)$$

где $P_{11} = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11}$; $P_{22} = U^2 y_{22} \sin \alpha_{22}$ – собственные мощности со стороны генератора и приёмной системы; $P_{12\text{M}} = EUy_{12}$ – максимум взаимных мощностей генератора и приёмной системы.

Как видно из (1.55, 1.56), синусоидальные зависимости взаимных мощностей от угла на входе и выходе пассивной части схемы замещения одинаковы по амплитуде и имеют равные по абсолютной величине, но различные по знаку фазовые сдвиги относительно оси ординат.

Напомним, что каждое из собственных сопротивлений Z_{11} и Z_{22} определяется как отношение ЭДС к току, которые действуют в одной и той же ветви. По этому признаку собственные сопротивления являются, в физическом смысле, активно-реактивными сопротивлениями, у которых:

$$r_{11} > 0; \psi_{11} < 90^0; \alpha_{11} > 0; r_{22} > 0; \psi_{22} < 90^0; \alpha_{22} > 0. \quad (1.57)$$

Взаимные сопротивления Z_{12} , Z_{21} определяются как отношения ЭДС в одной ветви к току в другой и поэтому в физическом смысле не являются сопротивлениями. Их следует рассматривать как комплексные коэффициенты пропорциональности между токами и ЭДС, у которых в зависимости от структуры и параметров пассивной части схемы замещения могут быть получены соотношения:

$$r_{12} = r_{21} \geq 0; \psi_{12} = \psi_{21} \leq 90^0; \alpha_{12} = \alpha_{21} \geq 0. \quad (1.58)$$

Построим, для примера, угловые характеристики мощности генератора с неизменной ЭДС, от которого передаётся мощность через электрическую сеть, представленную в виде активного и индуктивного сопротивлений (рис. 1.8). В этом случае все собственные и взаимные проводимости равны между собой, и для их составляющих можно ввести единые обозначения:

$$y_{11} = y_{22} = y_{12} = y; \quad (1.59)$$

$$\alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{12} = \alpha. \quad (1.60)$$

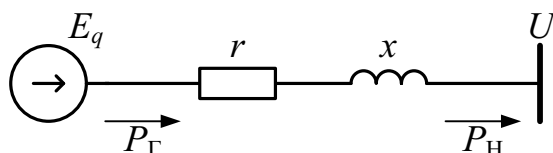


Рис. 1.8. Схема замещения простейшей энергосистемы с учетом активного сопротивления

Соответственно, выражения (1.51, 1.52) для активных мощностей записываются в виде:

$$P_{\Gamma} = E^2 y \sin \alpha + EUy \sin(\delta - \alpha); \quad (1.61)$$

$$P_{\text{H}} = -U^2 y \sin \alpha + EUy \sin(\delta + \alpha). \quad (1.62)$$

В компактной форме (1.55, 1.56) эти выражения записываются как:

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{12\text{M}} \sin(\delta - \alpha); \quad (1.63)$$

$$P_{\text{H}} = -P_{22} + P_{12\text{M}} \sin(\delta + \alpha). \quad (1.64)$$

Угловые характеристики мощности, построенные по этим выражениям, представлены на рис. 1.9.

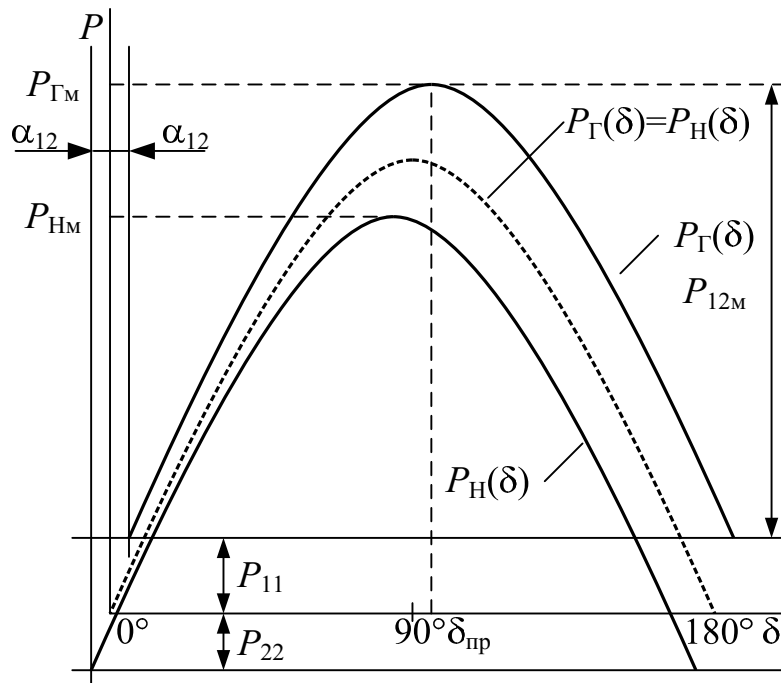


Рис. 1.9. Угловые характеристики мощности $P_{\Gamma}(\delta)$, $P_{\text{H}}(\delta)$ при наличии продольного активного сопротивления

При построении угловых характеристик мощности $P_{\Gamma}(\delta)$, $P_{\text{H}}(\delta)$ полезно использовать особенности выражений (1.63, 1.64). Сначала следует провести прямые P_{11} и $-P_{22}$, а затем, используя эти прямые как оси симметрии, построить синусоидальные кривые взаимных мощностей, сдвинутые для $P_{\Gamma}(\delta)$ вправо, а для $P_{\text{H}}(\delta)$ влево на угол α относительно оси ординат.

Предел по статической устойчивости генератора, определяемый по условию $dP_{\Gamma}/d\delta = 0$, обозначен точкой $P_{\Gamma\text{M}}$ на угловой характери-

стике $P_{\Gamma}(\delta)$. Максимум $P_{\Gamma_{\text{м}}}$ соответствует углу $\delta_{\text{пр}} = 90^{\circ} + \alpha$ и вычисляется как

$$P_{\Gamma_{\text{м}}} = P_{11} + P_{12_{\text{м}}}. \quad (1.65)$$

Разность $P_{\Gamma}(\delta) - P_{\text{Н}}(\delta)$ представляет собой зависимость потерь активной мощности на сопротивлении r от угла. Если принять $r = 0$, то будет получено: $\alpha = 0$, $P_{11} = P_{22} = 0$. При этом угловые характеристики $P_{\Gamma}(\delta)$ и $P_{\text{Н}}(\delta)$ будет определяться выражением

$$P_{\Gamma} = P_{\text{Н}} = P_{12_{\text{м}}} \sin \delta, \quad (1.66)$$

что соответствует ранее полученному выражению (1.22).

1.5. ВЛИЯНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЙ НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРА

При средней и большой дальности передачи электрической энергии (200 км и более) в промежуточных точках линий, как правило, подключаются различные элементы и части энергосистемы. Это могут быть шунтирующие реакторы, емкостные поперечные компенсирующие устройства (конденсаторные батареи), управляемые источники реактивной мощности, подстанции с промежуточной электрической нагрузкой либо с местными энергосистемами малой мощности. Эти подключения оказывают влияние на статическую устойчивость электропередач, что выражается в увеличении или уменьшении пределов статической устойчивости.

Оценим такое влияние наиболее распространённых подключений, полагая, что они представляются пассивными элементами в схеме замещения одномашинной энергосистемы.

1.5.1. Влияние активной нагрузки

Положим, что промежуточная нагрузка Н (рис. 1.10,а), работающая с коэффициентом мощности равным единице, представлена в схеме замещения активным сопротивлением r (рис. 1.10,б). Поскольку эта схема имеет Т-образный вид (см. рис. 1.6) с элементами $Z_1 = jx_1$, $Z_2 = jx_2$, $Z_3 = r$, то для неё можно воспользоваться формулами (1.35 – 1.37) для определения обобщённых параметров:

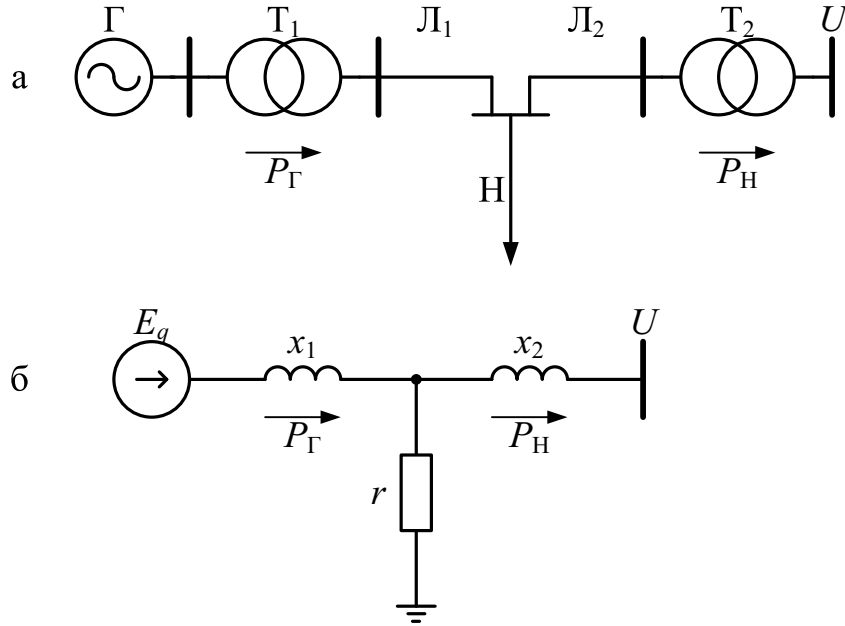


Рис. 1.10. Энергосистема с активной нагрузкой в промежуточной точке линии (а) и схема её замещения (б)

$$\left. \begin{aligned} Z_{11} &= jx_1 + \frac{jx_2 \cdot r}{jx_2 + r} = z_{11} e^{j\psi_{11}}; \\ Z_{22} &= jx_2 + \frac{jx_1 \cdot r}{jx_1 + r} = z_{22} e^{j\psi_{22}}; \end{aligned} \right\} \quad (1.67)$$

$$Z_{12} = Z_{21} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{r} = j(x_1 + x_2) - \frac{x_1 \cdot x_2}{r} = z_{12} e^{j\psi_{12}}. \quad (1.68)$$

Как выше установлено, аргументы собственных сопротивлений составляют: $\psi_{11} < 90^\circ$, $\psi_{22} < 90^\circ$. Поэтому соответствующие дополняющие углы положительны: $\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11} > 0$, $\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22} > 0$. Аргумент ψ_{12} взаимных сопротивлений Z_{12} , Z_{21} в данном случае находится в интервале углов от 90° до 180° , так как вещественная составляющая этих сопротивлений $r_{12} = r_{21} < 0$. Соответственно, дополняющий угол $\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12} < 0$.

На рис. 1.11 показаны угловые характеристики мощности $P_\Gamma(\delta)$, $P_H(\delta)$, построенные по выражениям:

$$P_\Gamma = P_{11} + P_{12M} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (1.69)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{12M} \sin(\delta + \alpha_{12}). \quad (1.70)$$

Здесь же для сравнения приведена характеристика

$$P_{\Gamma} = P_{\text{H}} = P_{\text{M}} \sin \delta \quad (1.71)$$

для случая, когда промежуточная нагрузка отключена, то есть когда $r \rightarrow \infty$.

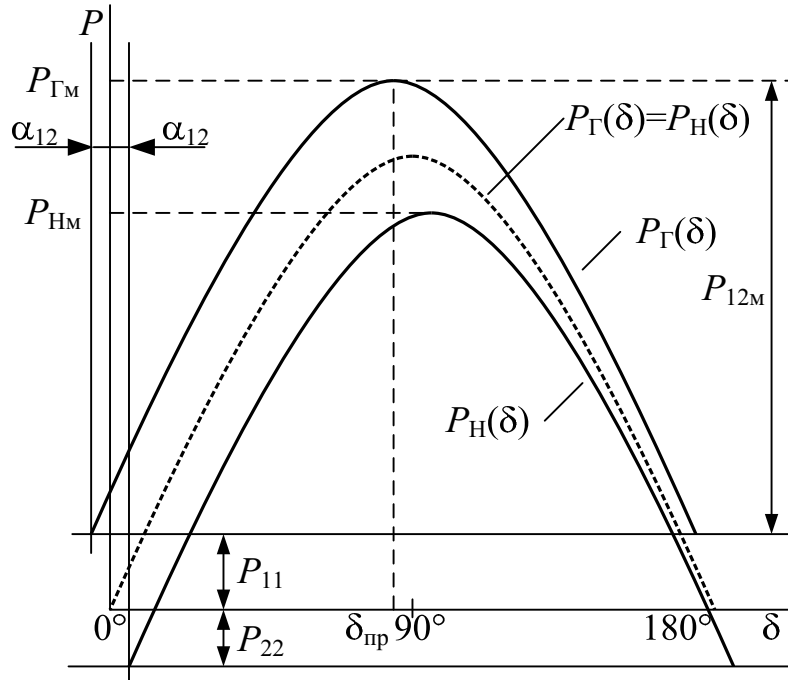


Рис. 1.11. Угловые характеристики мощности $P_{\Gamma}(\delta)$, $P_{\text{H}}(\delta)$ при наличии поперечного активного сопротивления

Как видно из рис. 1.11, при подключении активной нагрузки в промежуточной точке линии электропередачи максимум $P_{\Gamma\text{M}}$ угловой характеристики генератора $P_{\Gamma}(\delta)$ смещается относительно угла 90° влево на угол $\alpha_{12} < 0$, а максимум P_{HM} характеристики $P_{\text{H}}(\delta)$ смещается на такой же угол вправо. При последовательном включении активного сопротивления наблюдалась обратная картина (см. рис. 1.8, 1.9).

При подключении активной нагрузки происходит промежуточный отбор $P_r(\delta)$ мощности. Его можно определить как разность $P_{\Gamma}(\delta) - P_{\text{H}}(\delta) = P_r(\delta)$, зависящую от угла δ . Наличие этого отбора приводит к увеличению предельной по статической устойчивости мощности генератора. Однако при этом уменьшаются возможности передачи мощности в приёмную систему. Поэтому можно говорить о неоднозначном (положительном или отрицательном) влиянии промежуточной активной нагрузки на статическую устойчивость генератора одномашиной энергосистемы.

1.5.2. Влияние шунтирующего реактора

Шунтирующие реакторы (ШР) используются в высоковольтных электрических сетях для компенсации избыточной реактивной мощности, генерируемой линиями электропередачи. Реакторы подключаются наглухо или через выключатели в концевых точках линий электропередачи длиной свыше 300 км для предотвращения появления перенапряжений при коммутационных переключениях. В некоторых случаях реакторы подключаются к шинам высшего напряжения станционных и сетевых подстанций.

Подключение ШР в промежуточной точке электрической связи одномашинной энергосистемы (рис. 1.12,а) вносит дополнительное индуктивное сопротивление в схему замещения (рис. 1.12,б), что отражается на обобщенных параметрах Z_{11} , Z_{22} и Z_{12} .

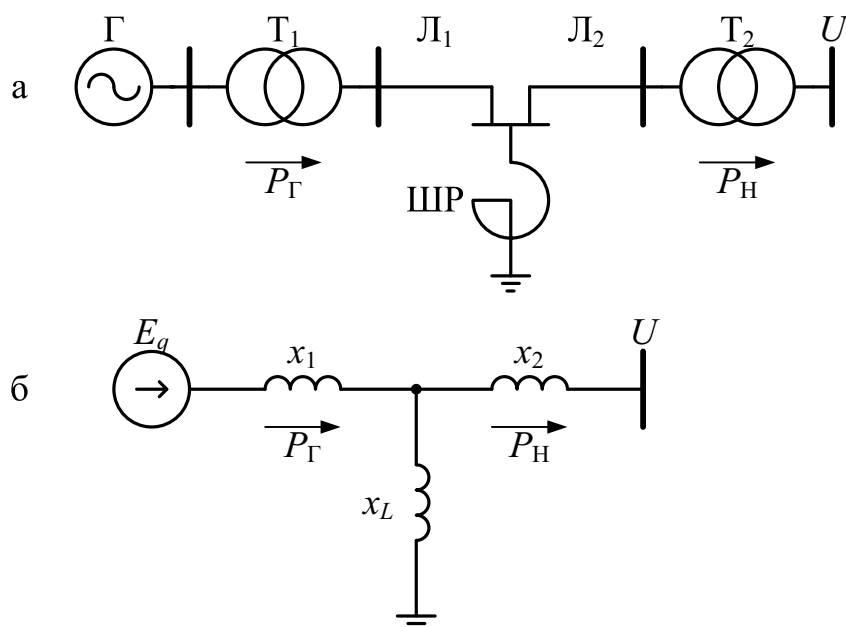


Рис. 1.12. Энергосистема с ШР в промежуточной точке ЛЭП (а) и схема её замещения (б)

В принятой идеализации схем замещения элементов обобщенные параметры, как и исходные для их расчета сопротивления, не содержат вещественных частей:

$$\begin{aligned} Z_1 &= jx_1; \quad Z_2 = jx_2; \quad Z_3 = jx_L; \\ Z_{11} &= jx_{11}; \quad Z_{22} = jx_{22}; \quad Z_{12} = jx_{12}. \end{aligned} \quad (1.72)$$

Поэтому дополняющие углы α_{11} , α_{22} и α_{12} равны нулю, а зависимости $P_G(\delta)$, $P_H(\delta)$ совпадают и выражаются одной формулой

$$P_{\Gamma}(\delta) = P_{\text{H}}(\delta) = P_{\text{M}} \sin \delta. \quad (1.73)$$

Рассмотрим случаи, когда ШР отключен и когда он находится в работе.

В первом случае взаимное сопротивление Z_{12}' и соответствующий предел мощности P_{M}' определяется как:

$$Z_{12}' = jx_{12}' = jx_1 + jx_2; \quad (1.74)$$

$$P_{\text{M}}' = EU/x_{12}'.$$

Во втором случае на аналогичные параметры Z_{12} , P_{M} оказывает влияние индуктивное сопротивление реактора x_L , что выражается в виде:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{jx_L} = j(x_{12}' + \Delta x_L); \quad (1.75)$$

$$P_{\text{M}} = EU/x_{12} = EU/(x_{12}' + \Delta x_L), \quad (1.76)$$

где $\Delta x_L = x_1 x_2 / x_L > 0$.

Очевидно, что $x_{12} > x_{12}'$ и $P_{\text{M}} < P_{\text{M}}'$ (рис. 1.13).

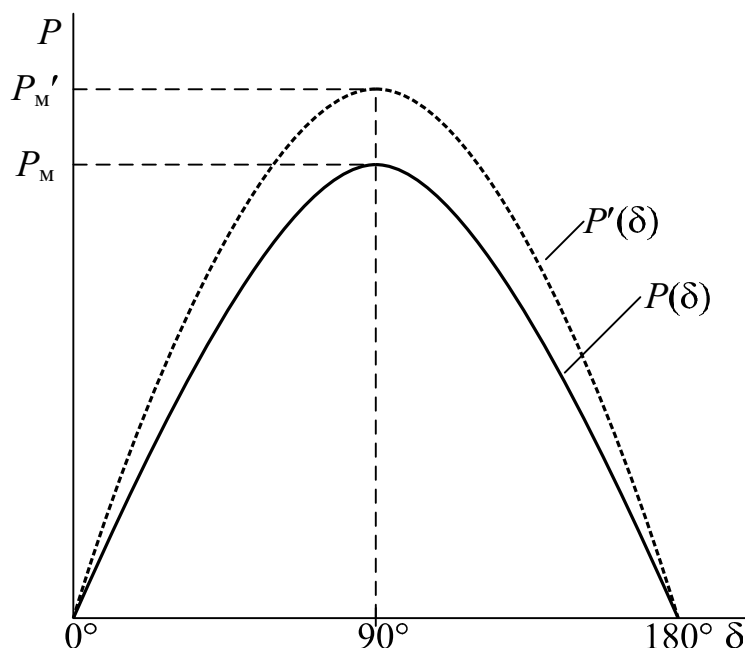


Рис. 1.13. Влияние ШР на угловую характеристику мощности генератора

Из этого следует, что шунтирующий реактор, подключенный в промежуточной точке линии электропередачи, оказывает отрицательное влияние на статическую устойчивость одномашинной энергосистемы.

1.5.3. Влияние конденсаторной батареи

Конденсаторные батареи (КБ) иногда устанавливаются и подключаются в промежуточных точках линий электропередачи с целью поддержания нормальных уровней напряжения при передаче больших потоков мощности. Оценим влияние КБ на статическую устойчивость одномашиной энергосистемы при таких же расчетных условиях, что и в предыдущих случаях (рис. 1.14, а, б).

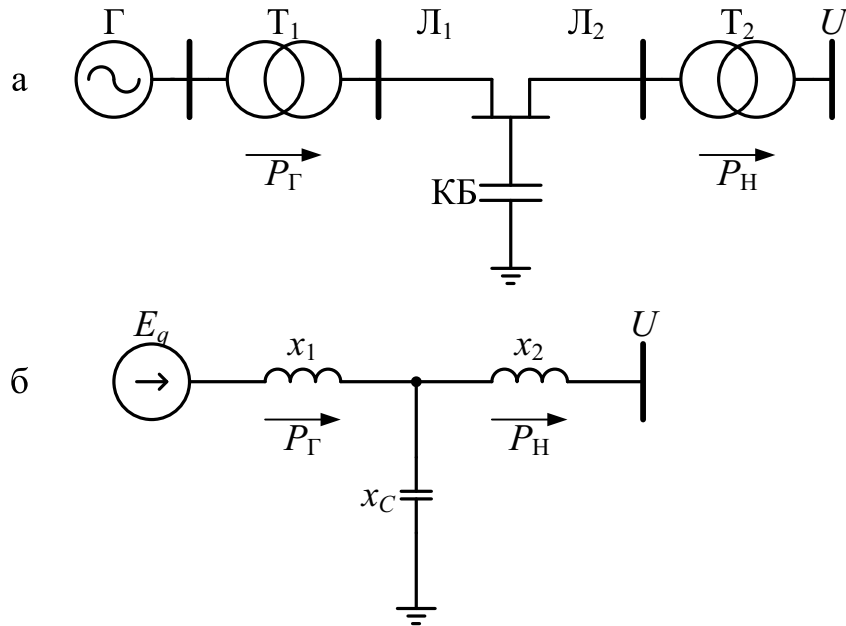


Рис. 1.14. Энергосистема с КБ в промежуточной точке ЛЭП (а) и схема её замещения (б)

При подключенной КБ в схеме замещения энергосистемы (рис. 1.14, б) появляется элемент с отрицательным реактивным сопротивлением

$$Z_3 = -jx_C, \quad (1.77)$$

влияние которого на взаимное сопротивление Z_{12} и предел мощности определяется по выражениям:

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 - \frac{jx_1 jx_2}{jx_C} = j(x_{12}' - \Delta x_C); \quad (1.78)$$

$$P_M = EU/x_{12} = EU/(x_{12}' - \Delta x_C), \quad (1.79)$$

где $\Delta x_C = \frac{x_1 x_2}{x_C} > 0$.

Из этих соотношений видно, что $x_{12} < x_{12}'$ и $P_m > P_m'$ (рис. 1.15), то есть конденсаторная батарея, подключенная в промежуточной точке линии электропередачи, оказывает положительное влияние на статическую устойчивость одномашинной энергосистемы.

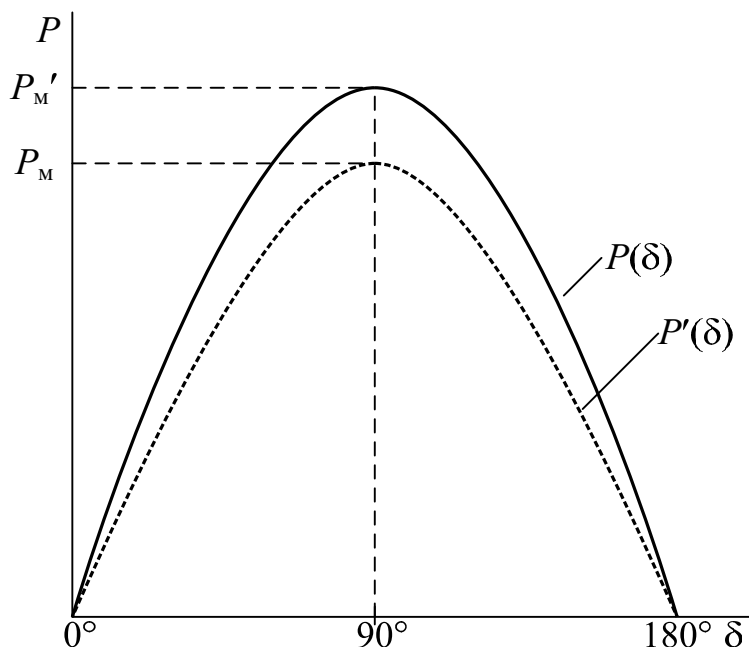


Рис. 1.15. Влияние КБ на угловую характеристику мощности генератора

Следует отметить, что выводы, касающиеся влияния шунтирующих реакторов и конденсаторных батарей на статическую устойчивость распространяются и на сложные энергосистемы.

1.6. МЕТОД МАЛЫХ КОЛЕБАНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.6.1. Линеаризация уравнений и ее назначение

Распространенным способом упрощения нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих электромеханические переходные процессы электроэнергетических систем, является *линеаризация* этих уравнений. Различают линеаризацию «в большом» и линеаризацию «в малом».

При линеаризации «в большом» нелинейная зависимость заменяется кусочно-линейной. Например, синусоида представляется в виде трапеции (рис. 1.16). Существуют определенные способы и критерии

линеаризации, благодаря которым кусочно-линейная зависимость наиболее близко отображает исходную функцию.

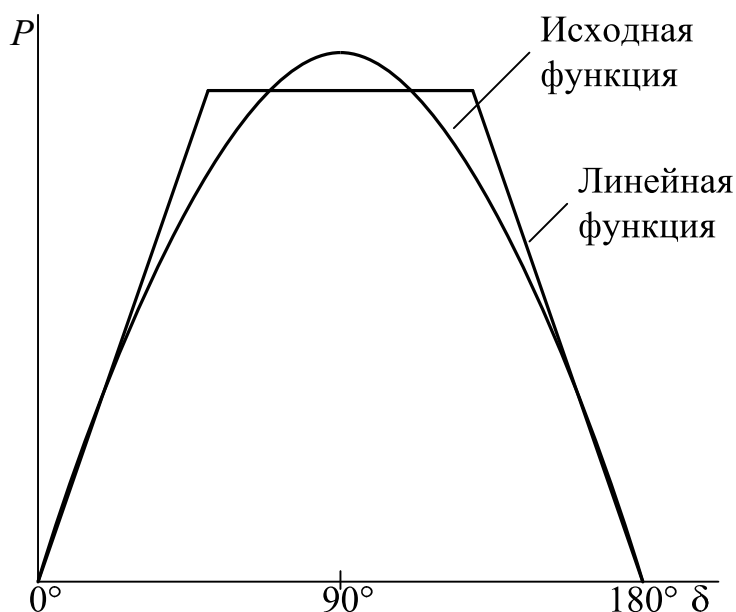


Рис. 1.16. Кусочно-линейное представление синусоидальной зависимости

Линеаризация «в большом» больше применима для анализа динамической устойчивости энергосистем и используется, в основном, для исследовательских целей.

Линеаризация «в малом» представляет собой замену исходной нелинейной функции линейной зависимостью на малом или бесконечно малом линейном отрезке в окрестности какой-либо точки функции. При анализе статической устойчивости энергосистем такой точкой, как правило, является точка, изображающая исследуемый установившийся режим.

Метод исследования статической устойчивости энергосистем, опирающийся на линеаризацию «в малом», называется *методом малых колебаний*. При этом под малыми колебаниями подразумеваются изменения малых линейных приращений параметров режима энергосистемы в окрестности точки, изображающей исследуемый установившийся режим. Численные значения параметров этого режима рассматриваются в качестве координат *изображающей точки* в многомерном пространстве.

Для полной характеристики малых колебаний параметров режима требуется получение частных решений системы линейных дифференциальных уравнений, получаемых в результате линеаризации «в малом». Однако, как доказал известный русский математик А.М. Ляпунов, для

суждения об устойчивости системы нет необходимости исследовать частные решения. Можно ограничиться рассмотрением так называемых *свободных колебаний* параметров режима, получаемых в виде общих решений систем линеаризованных дифференциальных уравнений.

По общему решению системы линейных дифференциальных уравнений можно определить тенденцию к развитию процессов. Если оказывается, что малые приращения параметров режима самопроизвольно (при отсутствии возмущающих воздействий на систему) не возрастают, то энергосистема работает в устойчивом режиме. Если же эти приращения имеют тенденцию к возрастанию, то режим системы неустойчив.

Из общей характеристики метода малых колебаний следует, что при его применении необходимо выполнить следующие действия:

- провести расчет установившегося режима и таким образом определить координаты изображающей точки;
- составить систему дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих электромеханические процессы;
- провести линеаризацию «в малом» дифференциальных и алгебраических уравнений;
- составить характеристическое уравнение полученной системы дифференциальных и алгебраических уравнений и определить его корни;
- по виду корней характеристического уравнения определить тенденцию развития процессов в электроэнергетической системе и сделать заключение об устойчивости (или неустойчивости) исследуемого установившегося режима.

Рассмотрим эти действия на примере исследования статической устойчивости одномашинной нерегулируемой энергосистемы, угловая характеристика генератора которой (рис. 1.17) построена по выражению

$$P = P_M \sin \delta. \quad (1.80)$$

Предположим, что исследуемый устанавливающийся режим энергосистемы рассчитан, координаты (P_0, δ_0) изображающей точки a (рис. 1.17) соответственно определены, а электромеханические переходные процессы описываются системой, представленной дифференциальным и алгебраическим уравнениями:

$$\begin{cases} T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P; \\ P = P_M \sin \delta. \end{cases} \quad (1.81)$$

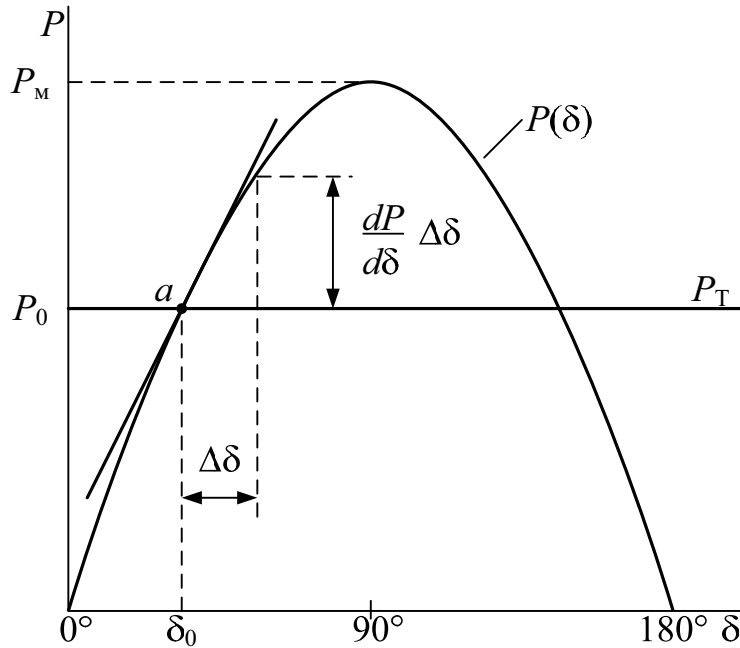


Рис. 1.17. Линеаризация угловой характеристики мощности в изображающей точке исследуемого режима

Представим угол δ как $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$, где $\Delta\delta$ – малое приращение угла в окрестности точки a , и преобразуем левую часть дифференциального уравнения системы (1.81) с учетом этого равенства, приведя ее к виду

$$T_j \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = T_j \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2}. \quad (1.82)$$

Из последнего равенства следует, что при линеаризации второй производной «в малом», достаточно дифференцируемую функцию заменить ее малым линейным приращением. Это же справедливо для производных по времени любого порядка.

В правой части рассматриваемого уравнения приращение ΔP_0 постоянной величины P_0 равно нулю, а приращение переменной P обозначается как ΔP .

С учетом этих замечаний в результате линеаризации «в малом» первого уравнения системы (1.81) получим линейное уравнение

$$T_j \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = -\Delta P, \quad (1.83)$$

в котором в качестве переменных выступают не параметры режима P, δ , а их малые линейные приращения $\Delta P, \Delta\delta$.

При линеаризации второго уравнения системы (1.81) следует нелинейную зависимость $P(\delta)$ заменить линейной зависимостью $\Delta P(\Delta\delta)$ в окрестности точки a .

Представим $P(\delta)$ как $P(\delta_0 + \Delta\delta)$ и разложим в общем виде эту функцию в ряд Тейлора

$$P(\delta_0 + \Delta\delta) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta + \frac{1}{2!} \frac{d^2P}{d\delta^2} \Delta\delta^2 + \dots \quad (1.84)$$

Ограничимся рассмотрением линейной части этого ряда, из которой вычтем значение функции $P(\delta_0) = P_0$ в точке a . В результате получим искомую зависимость $\Delta P(\Delta\delta)$:

$$\Delta P = P(\delta_0 + \Delta\delta) - P(\delta_0) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta - P_0 \quad (1.85)$$

или

$$\Delta P = \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta. \quad (1.86)$$

Отметим, что производная $dP/d\delta$ представлена в уравнении (1.86) своим численным значением в точке a и поэтому выступает здесь не как функция $dP/d\delta$, $\delta = \delta_0$, а как коэффициент линейной зависимости $\Delta P(\Delta\delta)$.

Линейная зависимость вида (1.86) может быть получена и без предварительного разложения линеаризуемой функции в ряд Тейлора. Эта зависимость полностью соответствует формулам записи *полного дифференциала функции*, что позволяет формализовать и тем самым упростить операции по линеаризации «в малом». Особенно это важно при линеаризации функций нескольких переменных, которая, как и получение полного дифференциала, производится с использованием частных производных. Например, линеаризация «в малом» некоторой функции $z(x, y)$ в общем виде осуществляется по формуле получения полного дифференциала этой функции:

$$\Delta z = \frac{dz}{dx} \Delta x + \frac{dz}{dy} \Delta y. \quad (1.87)$$

Уравнения (1.83, 1.86) образуют искомую систему, которая при исключении переменной ΔP приводится к одному уравнению

$$T_j \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta = 0. \quad (1.88)$$

Этим уравнением описываются свободные колебания малого линейного приращения $\Delta\delta$ угла δ ротора генератора в окрестности рассматриваемой точки a (см. рис 1.17).

1.6.2. Анализ статической устойчивости одномашинной энергосистемы

Для выявления тенденции изменения переменной $\Delta\delta$ рассмотрим варианты общего решения уравнения (1.88)

$$\Delta\delta(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}, \quad (1.89)$$

где C_1, C_2 – произвольные постоянные, а p_1, p_2 – корни характеристического уравнения

$$T_j p^2 + \frac{dP}{d\delta} = 0, \quad (1.90)$$

определяемые как

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}. \quad (1.91)$$

В случае, когда $dP/d\delta < 0$ корни $p_{1,2} = \pm\alpha$ – вещественные, и общее решение (1.89) представляет собой сумму двух экспоненциальных составляющих:

$$\Delta\delta(t) = C_1 e^{\alpha t} + C_2 e^{-\alpha t}. \quad (1.92)$$

Как видно, с течением времени t составляющая $C_1 e^{\alpha t}$ возрастает, а составляющая $C_2 e^{-\alpha t}$ убывает (рис.1.18).

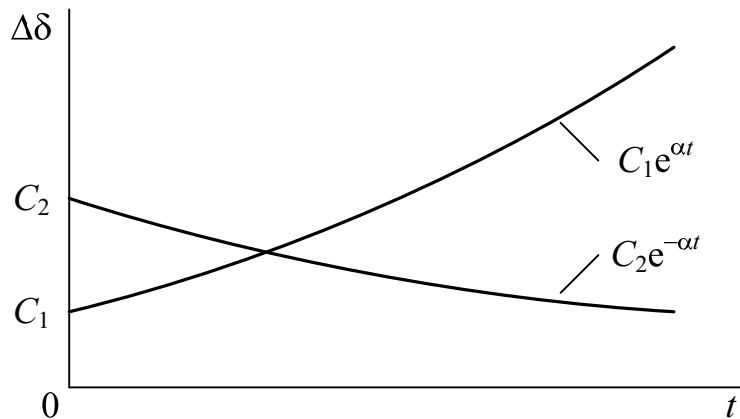


Рис. 1.18. Составляющие решения (1.92) уравнения (1.88)

В целом же малое приращение $\Delta\delta$ угла δ имеет тенденцию к возрастанию, что является признаком неустойчивости энергосистемы. При этом нарушение устойчивости, то есть переход ротора генератора в асинхронный режим по отношению к генераторам приемной энергосис-

темы, происходит в виде «сползания» без периодических изменений угла.

Этот вид нарушения статической устойчивости называется *апериодическим* или *неустойчивостью по «сползанию»*.

При $dP/d\delta > 0$ корни $p_{1,2} = \pm jv$ – мнимые сопряженные, и общее решение (1.89) представляется в виде

$$\Delta\delta(t) = \underline{C}_1 e^{jvt} + \underline{C}_2 e^{-jvt}. \quad (1.93)$$

В этом случае произвольные постоянные \underline{C}_1 и \underline{C}_2 являются комплексно-сопряженными величинами, то есть

$$\underline{C}_1 = A - jB; \quad \underline{C}_2 = A + jB. \quad (1.94)$$

С учетом (1.94) на основе известного преобразования Эйлера решение (1.93) может быть представлено в виде двух гармонических составляющих:

$$\begin{aligned} \Delta\delta(t) &= (A - jB)e^{jvt} + (A + jB)e^{-jvt} = \\ &= A(e^{jvt} + e^{-jvt}) + B \frac{(e^{jvt} - e^{-jvt})}{j} = \\ &= 2A \cos vt + 2B \sin vt. \end{aligned} \quad (1.95)$$

Сделаем замену $A = \cos \varphi$, $B = \sin \varphi$ и преобразуем решение (1.95) к более удобному для анализа виду

$$\begin{aligned} \Delta\delta(t) &= 2C(\cos vt \cos \varphi + \sin vt \sin \varphi) = \\ &= 2C \cos(vt - \varphi), \end{aligned} \quad (1.96)$$

где $C = \sqrt{A^2 + B^2}$, $\varphi = \arctg \frac{B}{A}$, $v = \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}$ – частота свободных колебаний линейного приращения угла.

Из (1.96) следует, что изменение малого линейного приращения угла происходит по закону незатухающих гармонических колебаний с постоянной амплитудой (рис.1.19). Это свидетельствует об устойчивости исследуемого установившегося режима, так как отсутствует тенденция к возрастанию амплитуды свободных колебаний рассматриваемого параметра режима.

Таким образом, устойчивым режимам энергосистемы соответствует условие $dP/d\delta > 0$. Такой же результат был получен ранее на основе логических рассуждений. Период T возникающих при этом условии свободных колебаний линейного приращения угла определяется как

$$T = \frac{2\pi}{v} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}}. \quad (1.97)$$

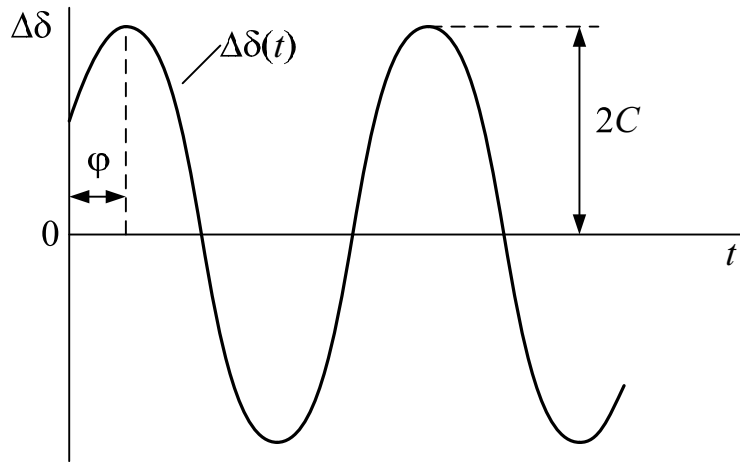


Рис. 1.19. Решение (1.96) уравнения (1.88)

При $dP/d\delta \rightarrow 0$ имеем $T \rightarrow \infty$. Следовательно, максимум угловой характеристики $P(\delta)$ является границей перехода незатухающих свободных колебаний малого линейного приращения угла к его апериодическому возрастанию, указывающему на апериодическое нарушение статической устойчивости генератора.

Следует отметить, что при учёте процессов в демпферных контурах и системе автоматического регулирования возбуждения генератора определение корней характеристического уравнения является весьма сложной задачей. При анализе устойчивости в таких случаях используются методы, не требующие нахождения корней характеристического уравнения.

1.7. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ РЕГУЛИРУЕМОГО ГЕНЕРАТОРА

1.7.1. Векторные диаграммы нерегулируемого и регулируемого генераторов

До сих пор предполагалось, что ЭДС генераторов при изменении их мощности остается постоянной. При медленном изменении режима таким свойством обладает синхронная ЭДС E_q нерегулируемого генератора. В действительности же все современные синхронные генерато-

ры оснащены системами автоматического регулирования возбуждения (АРВ). В упрощенных расчетах и для таких генераторов иногда принимается неизменные расчетные значения ЭДС, определяемые в соответствии с заданным законом регулирования возбуждения.

При построении угловых характеристик мощности нерегулируемого генератора используется его простейшая математическая модель: $E_q = \text{const}$, x_d (см. рис.1.2). Угловая характеристика генератора в этом случае в соответствии с выражением

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \delta, \quad (1.98)$$

представляет собой синусоидальную зависимость (см. рис. 1.4). Изменение других параметров режима имеется, но в этой зависимости не отражено.

Для уяснения взаимосвязи между режимными параметрами нерегулируемого генератора рассмотрим два режима энергосистемы. Совмещенная векторная диаграмма этих режимов представлена на рис. 1.20.

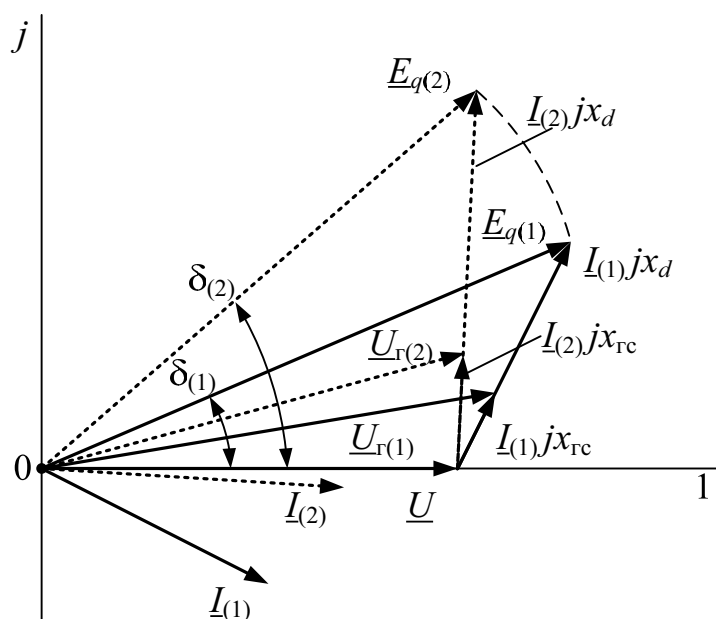


Рис. 1.20. Изменение напряжения нерегулируемого генератора при увеличении угла

Как следует из векторной диаграммы, изменение тока статора генератора от величины I_1 до величины I_2 привело к заметному снижению напряжения U_G генератора, что указывает на его значительную зависимость от мощности нагрузки. Эта зависимость является основным

недостатком нерегулируемых генераторов, для ослабления которого генераторы оснащаются автоматическими регуляторами возбуждения АРВ. Взаимосвязи между параметрами режима в этом случае становятся сложнее.

При линейном представлении характеристики намагничивания (характеристики холостого хода) ток возбуждения и синхронная ЭДС генератора изменяется пропорционально и в соответствующей системе относительных единиц имеют равные численные значения. Поэтому при синхронной ЭДС E_q регулируемого генератора ток возбуждения можно не вводить, а его действие учитывать упрощенно по выражению

$$E_q = E_{q0} + k_{0U}(U_{Г0} - U_{Г}), \quad (1.99)$$

где E_{q0} – установочное (начальное) значение ЭДС; $U_{Г0}$ – установочное (требуемое) значение напряжения; k_{0U} – коэффициент усиления АРВ по отклонению напряжения генератора.

Строго выполнить задачу, то есть удержать равенство $U_{Г0} = U_{Г}$ с помощью АРВ не удастся. Для этого требуется бесконечно большая величина коэффициента усиления k_{0U} . Однако при достаточно больших значениях этого коэффициента, достигающая 100 – 300 ед.возб.хх/ед.напр., напряжение генератора изменяется незначительно, и в упрощенных расчетах устойчивости это напряжение часто принимается неизменным. При этом синхронная ЭДС E_q генератора изменяется в зависимости от его нагрузки и может принимать как наибольшие, так и наименьшие граничные значения. Другими словами, генератор может выходить в некоторых режимах, как на верхнее, так и на нижнее ограничения по току возбуждения. Эти ограничения устанавливаются с помощью специальных устройств в системе АРВ генератора.

Принимая в пределе, что с помощью АРВ поддерживается $U_{Г0} = \text{const}$, проследим за изменением синхронной ЭДС по совмещенной для двух режимов векторной диаграмме генератора (рис. 1.21).

Из диаграммы следует, что при изменении тока статора поддержание генераторного напряжения на неизменном уровне обеспечивается за счет соответствующего изменения синхронной ЭДС. Этот фактор существенно влияет на статическую устойчивость генератора. В общем случае, когда при действии АРВ учитывается изменение генераторного напряжения, при расчетном построении угловой характеристики $P(\delta)$ следует принимать во внимание изменение ЭДС E_q и напряжения $U_{Г}$.

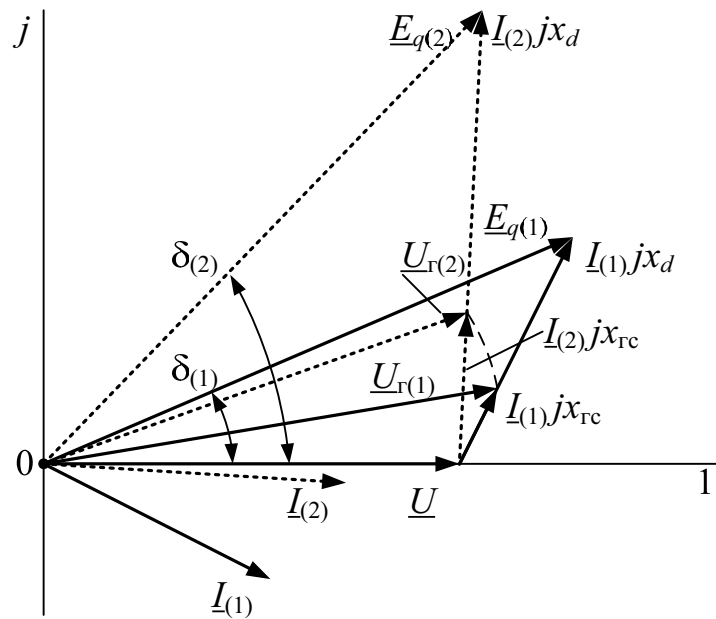


Рис. 1.21. Изменение ЭДС регулируемого генератора при увеличении угла

Поскольку параметры δ , E_q , U_Γ взаимосвязаны, координаты каждой точки характеристики $P(\delta)$ определяются путем решения системы нелинейных уравнений. На качественном уровне угловую характеристику регулируемого генератора можно построить графическим способом.

1.7.2. Угловые характеристики регулируемого генератора

Для графического построения угловой характеристики регулируемого генератора разделим весь диапазон возможных значений синхронной ЭДС $E_{q\min} \leq E_q \leq E_{q\max}$ на несколько уровней и для этих уровней построим семейство так называемых *внутренних* угловых характеристик (рис. 1.22). Обозначим исходный установившийся режим изображающей точкой a с координатами P_0 , δ_0 при одном из принятых уровней ЭДС и относительно этого режима будем увеличивать и уменьшать активную мощность генератора, учитывая изменение ЭДС. В результате будет построена серия точек на внутренних характеристиках (точки $g_n, 1', 2', 3', a, 1, 2, m', g_b$ на рис. 1.22), объединение которых дает *внешнюю угловую характеристику* регулируемого генератора, учитывающую изменение синхронной ЭДС при изменениях режима.

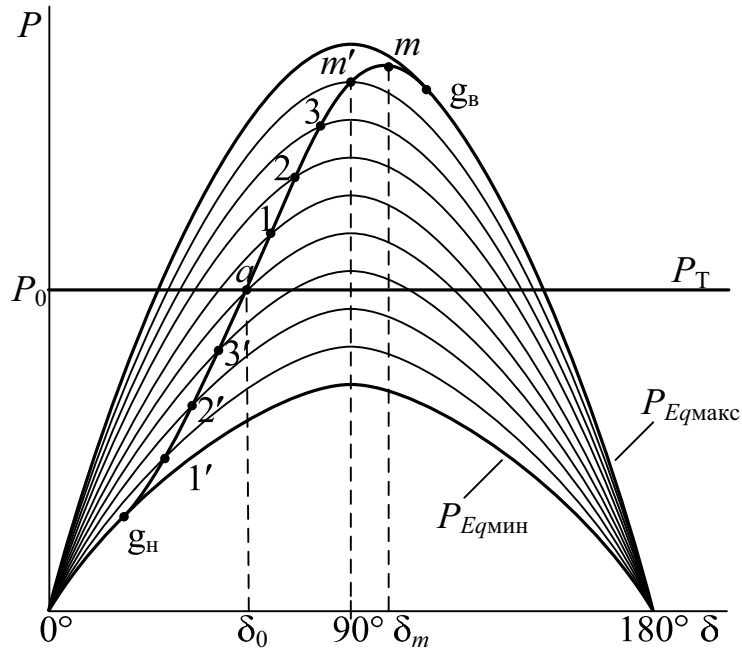


Рис. 1.22. Построение внешней угловой характеристики мощности генератора

За пределами граничных точек g_H и g_B внешняя угловая характеристика совпадает с граничными внутренними характеристиками, соответствующими нижнему $E_{q\min}$ и верхнему $E_{q\max}$ граничным значениям синхронной ЭДС. Максимум P_M внешней характеристики смещен вправо относительно экстремальных точек внутренних характеристик.

Особый интерес представляет участок внешней характеристики между точками m' и m , соответствующими экстремальным значениям мощности на одной из внутренних и на внешней характеристиках.

В интервале значений угла от 0 до 90° по всем внутренним характеристикам мощности выполняется неравенство $dP/d\delta > 0$, поэтому система обладает естественной устойчивостью. С некоторым приближением можно считать, что в этом интервале устойчивость будет сохраняться при технически несовершенных регуляторах, например, с существенной зоной нечувствительности, или даже при ручном регулировании возбуждения.

В зоне $m' m$ внешней характеристики производная мощности по углу, определяемая по внутренним характеристикам, имеет отрицательный знак, поэтому статическая устойчивость системы может быть обеспечена только с помощью АРВ. Чем совершеннее будет система АРВ, тем ближе к точке m будет расположен реальный предел статической устойчивости энергосистемы. Современные устройства АРВ сильного действия (СД) позволяют получать реальный предел статической устойчивости системы в непосредственной близости к точке m .

Участок m' и m внешней характеристики, на котором статическая устойчивость обеспечивается только за счет действия АРВ, принято называть *зоной искусственной устойчивости*.

Точка m' , в которой для соответствующей внутренней характеристики выполняется равенство $dP/d\delta = 0$, называется *внутренним пределом статической устойчивости* энергосистемы.

1.7.3. Упрощенные математические модели регулируемого генератора

Численные значения мощности P_{MEq} , соответствующей точке m внешней характеристики генератора (см. рис. 1.22), зависят от величины коэффициента усиления k_{0U} автоматического регулятора возбуждения. При больших значениях этого коэффициента, свойственных АРВ СД, величина P_{MEq} близка к наибольшему возможному его значению, соответствующему условию $U_{\Gamma} = \text{const}$. В этих случаях в практических расчетах статической устойчивости часто используется математическая модель генератора вида ($U_{\Gamma} = \text{const}$, $x_{\Gamma} = 0$), в которой вместо угла δ , характеризующего положение поперечной оси ротора относительно синхронно вращающейся оси, в расчетах используется фазовый угол $\delta_{U_{\Gamma}}$ вектора напряжения \underline{U}_{Γ} на выводах генератора (рис. 1.23). Максимум P_{MEq} угловой характеристики $P_{Eq}(\delta)$ весьма близок по величине максимальному значению характеристики $P_{MU_{\Gamma}}$ и поэтому в расчетах принимается:

$$P_{MEq} = P_{MU_{\Gamma}} = P_m. \quad (1.100)$$

Разница между P_{MEq} и $P_{MU_{\Gamma}}$ обусловлена потерями активной мощности в статорных обмотках генератора, которые как правило не учитываются.

Углы δ_{MEq} , $\delta_{MU_{\Gamma}}$, соответствующие экстремальным точкам угловых характеристик $P_{Eq}(\delta)$, $P_{U_{\Gamma}}(\delta_{U_{\Gamma}})$, различаются на величину внутреннего угла генератора $\delta_{мвн}$ в рассматриваемом режиме:

$$\delta_{мвн} = \delta_{MEq} - \delta_{MU_{\Gamma}}. \quad (1.101)$$

Величина внутреннего угла соизмерима с углом $\delta_{MU_{\Gamma}}$, однако это не оказывает влияния на результаты расчета предельных режимов.

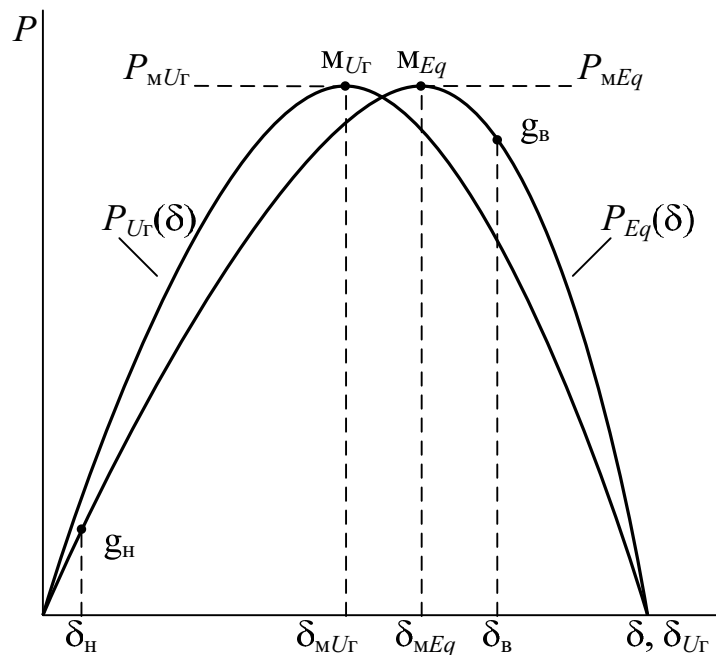


Рис. 1.23. Угловые характеристика мощности при точном и упрощенном учете действия АРВ генератора

При необходимости, для определения угла δ внутренний угол $\delta_{\text{вн}}$ в произвольных режимах может быть вычислен и прибавлен к аргументу $\delta_{U\Gamma}$ вектора генераторного напряжения. Такие вычисления могут потребоваться в случаях, когда при построении угловых характеристик происходит выход тока возбуждения на верхнее или нижнее ограничения (точки $g_{\text{н}}$, $g_{\text{в}}$ на рис. 1.23). При действии этих ограничений ЭДС генератора остается постоянной величиной ($E_{q\text{мин}}$ или $E_{q\text{макс}}$) и, следовательно, синусоидальная зависимость $P_{U\Gamma}(\delta_{U\Gamma})$ не отражает реальные режимы генератора. В этих случаях осуществляют переход к модели генератора ($E_q = E_{q\text{макс}} = \text{const}$, $x_{\Gamma} = x_d$) при достижении верхнего ограничения или, соответственно, к модели ($E_q = E_{q\text{мин}} = \text{const}$, $x_{\Gamma} = x_d$) при достижении нижнего ограничения тока возбуждения, а зависимость $P_{U\Gamma}(\delta_{U\Gamma})$ в интервалах угла δ $[0, \delta_{\text{н}}]$ и $[\delta_{\text{в}}, 180^\circ]$ корректируют с учетом изменения напряжения на выводах генераторов.

При учете реально установленных значений коэффициента усиления k_{0U} АРВ генератора напряжение U_{Γ} не является константой. Однако при этом на синхронном реактивном сопротивлении x_d генератора может быть условно выделено некоторое сопротивление Δx

(рис. 1.24, а), за которым ЭДС E_x сохраняет практически постоянное значение, которые используются в расчетах (рис. 1.24, б).

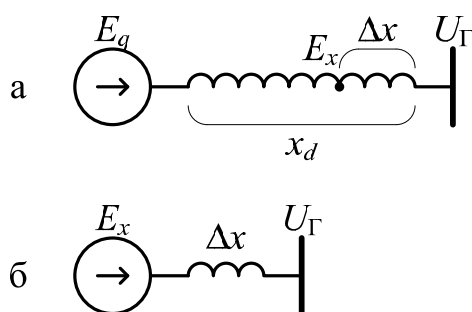


Рис. 1.24. Схемы замещения генератора: а – пояснительная; б – принимаемая в расчетах

Если увеличивать коэффициент k_{0U} от нуля до бесконечности, то сопротивление Δx будет изменяться в пределах $x_d \geq \Delta x \geq 0$. В практических расчетах этот фактор, как правило, учитывают упрощенно. Для генераторов с АРВ СД принимают $E_x = U_\Gamma = \text{const}$, $x_\Gamma = \Delta x = 0$, а для генераторов с АРВ ПД используют математическую модель: $E_x = E' = \text{const}$, $x_\Gamma = \Delta x = x'_d$. Очевидно, что при отсутствии АРВ генератор будет учитываться естественной моделью: $E_x = E_q = \text{const}$, $x_\Gamma = \Delta x = x_d$.

Эти математические модели генераторов используются для расчетов нормальных и предельных по статической устойчивости режимов простейших и сложных электроэнергетических систем.

1.8. ПОНЯТИЕ О САМОРАСКАЧИВАНИИ РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Самораскачивание – это вид электромеханической неустойчивости генератора, когда у его ротора, вращающегося с основной эксплуатационной скоростью при некотором значении угла, появляются колебательные изменения скорости и угла с увеличивающейся амплитудой вплоть до выпадения из синхронизма.

В энергосистеме могут также происходить колебательные изменения скоростей и углов роторов генераторов с невозрастающими амплитудами. Такие изменения известны как *синхронные качания генераторов*.

Самораскачивание генераторов может появиться по различным причинам. Из них выделяют три обобщенных причины, а именно:

- наличие большого активного сопротивления в статорной цепи;
 - наличие зоны нечувствительности или запаздывание действия устройства АРВ;
 - неправильная настройка устройства АРВ.
- Рассмотрим обобщенно проявление каждой из этих причин.

1.8.1. Самораскачивание при наличии большого активного сопротивления в статорной цепи

Для иллюстрации влияния активного сопротивления в статорной цепи на самораскачивание генератора используем уточненное уравнение

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_T - P, \quad (1.102)$$

в котором вторым членом в левой части приближенно учитывается влияние демпферных контуров и внешней электрической сети на движение его ротора. Коэффициент D в этом уравнении, называемый *демпферным коэффициентом*, обобщенно отражает совокупное влияние всех демпфирующих факторов, а его значение зависит от интенсивности воздействия этих факторов.

Ранее исследованиями установлено, что при увеличении содержания активной составляющей в эквивалентном сопротивлении электрической сети демпферный коэффициент уменьшается и при некотором значении становится отрицательным, что является условием возможного появления самораскачивания генератора. Для иллюстрации влияния этого коэффициента проведем линеаризацию в «малом» уравнения (1.102) и запишем соответствующее характеристическое уравнение:

$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta}{dt} + \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta = 0; \quad (1.103)$$

$$T_j p^2 + Dp + \frac{dP}{d\delta} = 0. \quad (1.104)$$

Общее решение линейного дифференциального уравнения (1.103) имеет вид:

$$\Delta \delta(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}, \quad (1.105)$$

где p_1, p_2 – корни характеристического уравнения (1.104):

$$p_{1,2} = \frac{-D \pm \sqrt{D^2 - 4T_j \frac{dP}{d\delta}}}{2T_j}. \quad (1.106)$$

В случае, когда $D < 0$ и $D^2 - 4T_j \frac{dP}{d\delta} < 0$, корни p_1, p_2 характеристического уравнения (1.104) представляет собой комплексно-сопряженную пару $p_{1,2} = \alpha \pm j\nu$ с положительной вещественной частью α , а решение (1.105) приобретает вид

$$\begin{aligned} \Delta\delta(t) &= \underline{C}_1 e^{(\alpha+j\nu)t} + \underline{C}_2 e^{(\alpha-j\nu)t} = \\ &= e^{\alpha t} (\underline{C}_1 e^{j\nu t} + \underline{C}_2 e^{-j\nu t}), \end{aligned} \quad (1.107)$$

где $\underline{C}_1 = A + jB$, $\underline{C}_2 = A - jB$ – комплексно-сопряженная пара произвольных постоянных.

С использованием формул перехода к гармоническим функциям (формулы Эйлера) решение (1.107) преобразуется к виду (см. подраздел 6.2):

$$\Delta\delta(t) = 2Ce^{\alpha t} \cos(\nu t - \varphi), \quad (1.108)$$

где $C = \sqrt{A^2 + B^2}$; $\varphi = \text{arctg} \frac{B}{A}$.

В полученном решении множитель $e^{\alpha t}$ при $\alpha > 0$ увеличивает амплитуду гармонической функции по мере возрастания времени t (рис.1.25).

Колебательный процесс с возрастанием амплитуды указывает на наличие колебательной неустойчивости - самораскачивания ротора генератора.

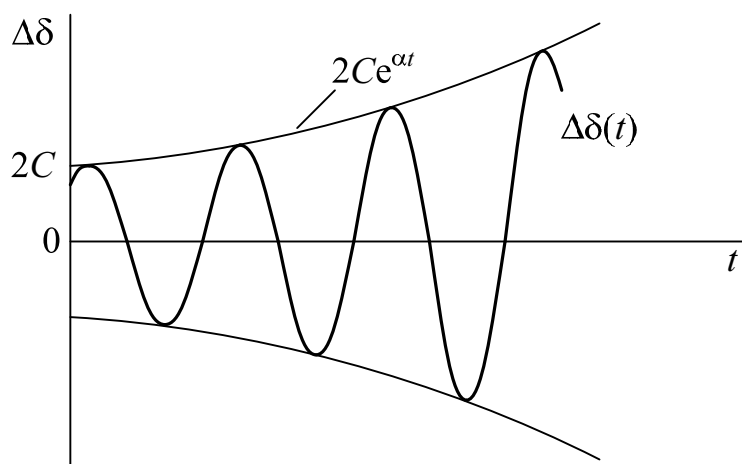


Рис. 1.25. Решение (1.108) уравнения (1.102), отражающее самораскачивание ротора генератора

Следует отметить, что современные системы АРВ при правильной их настройке способны подавлять самораскачивание роторов генерато-

ров, обусловленное большими активными сопротивлениями в их старторных цепях.

1.8.2. Самораскачивание при наличии зоны нечувствительности и запаздывания сигналов в системе автоматического регулирования возбуждения генератора

Наличие зоны нечувствительности является свойством систем АРВ электромеханического типа, которые на современных синхронных машинах практически не применяются. Их рассмотрение представляет теоретический интерес.

Запаздывание в прохождении сигнала от момента изменения параметра регулирования до момента изменения ЭДС обусловлено электромагнитной инерционностью элементов АРВ и обмотки возбуждения, свойственной всем синхронным генератором. Поэтому полностью избавиться от запаздывания невозможно, его можно только уменьшить. Наименьшее запаздывание имеют современные полупроводниковые и цифровые устройства АРВ, устанавливаемые на крупных синхронных генераторах. Электромагнитная инерция обмоток возбуждения является их физическим свойством, и поэтому больших успехов по ее снижению не наблюдается и не предвидится. Очевидно, что системы АРВ с зоной нечувствительности имеют также и запаздывание в прохождении сигналов. Рассмотрим упрощенную физическую интерпретацию колебательных процессов генератора с системой АРВ этого типа.

При работе генератора в области искусственной устойчивости (зона $m' m$ на рис.1.22) колебательный процесс будет определяться отрицательным наклоном внутренних характеристик, зоной нечувствительности, запаздыванием, энергетическими соотношениями ускорения-торможения и демпфированием колебаний ротора.

Выделим зону нечувствительности на фрагменте внешней угловой характеристики в области искусственной устойчивости и рассмотрим колебательные процессы, соответствующие этой зоне. В пределах верхней границы (вг) и нижней границы (нг) зоны нечувствительности генератор ведет себя как нерегулируемый, и его движение определяется отрицательным наклоном внутренних характеристик. Допустим, что в какой-то момент режим генератора характеризуется координатами точки a . На соответствующей внутренней характеристике это точка неустойчивого равновесия, и поэтому ротор будет уходить от угла δ_a влево или вправо (для определенности будет считать, что вправо) с изменением мощности по внутренней характеристике. После пересечения грани-

цы зоны нечувствительности в точке b АРВ начнет увеличивать ЭДС, но с запаздыванием. Поэтому процесс пойдет не по границе (нг), а ниже этой границы. В точке c электромагнитный и механический моменты уравниваются, но процесс здесь не остановится, так как на траектории abc ротор получит дополнительную кинетическую энергию. В обратном направлении ротор начнет двигаться после прохождения точки d , положение которой определяется равенством площадок $acba$ и $cdd'c$. При обратном ходе ротора траектория пересечет зону нечувствительности по внутренней характеристике (участок de), пройдет с убыванием ЭДС до точки g и далее, пока не уравниваются площадки торможения и ускорения. На следующем цикле размах колебаний увеличится. Если положительное демпфирование будет компенсировать прирост энергии колебаний ротора, то установится непрерывный колебательный процесс. В противном случае ротор генератора выпадает из синхронизма.

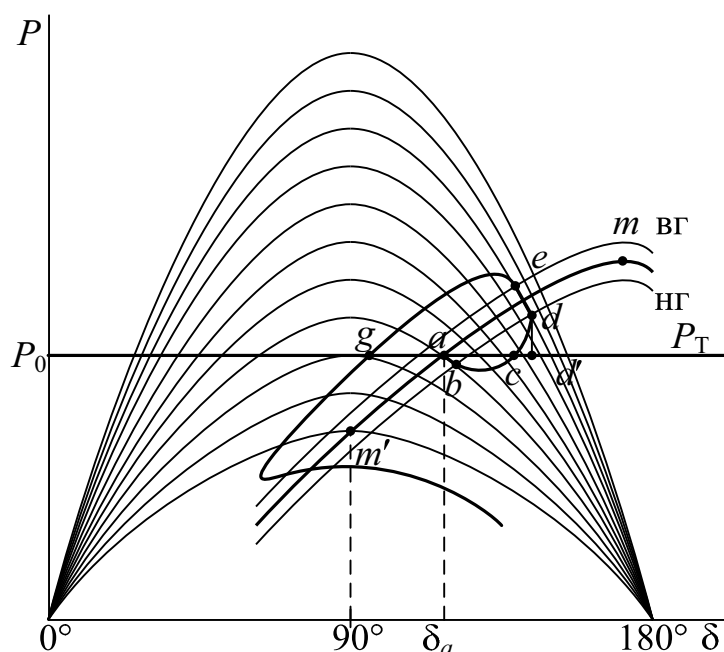


Рис. 1.26. Самораскачивание ротора генератора при наличии у системы АРВ зоны нечувствительности

При запаздывании АРВ без зоны нечувствительности процесс протекает аналогично (рис.1.27).

При малом возмущении ЭДС возрастает с замедлением (участок траектории ac), а после прохождения точки d ЭДС начинает убывать, но тоже с замедлением. На обратном ходе площадка $gff'g$ уравнивается с площадкой $gdd'g$, после чего угол δ снова увеличивается. Далее воз-

можны три направления развития процесса: колебания (качания) ротора затухают; амплитуда колебаний продолжается длительное время; амплитуда увеличивается вплоть до выпадения ротора из синхронизма. На рисунке 1.27 показан последний случай.

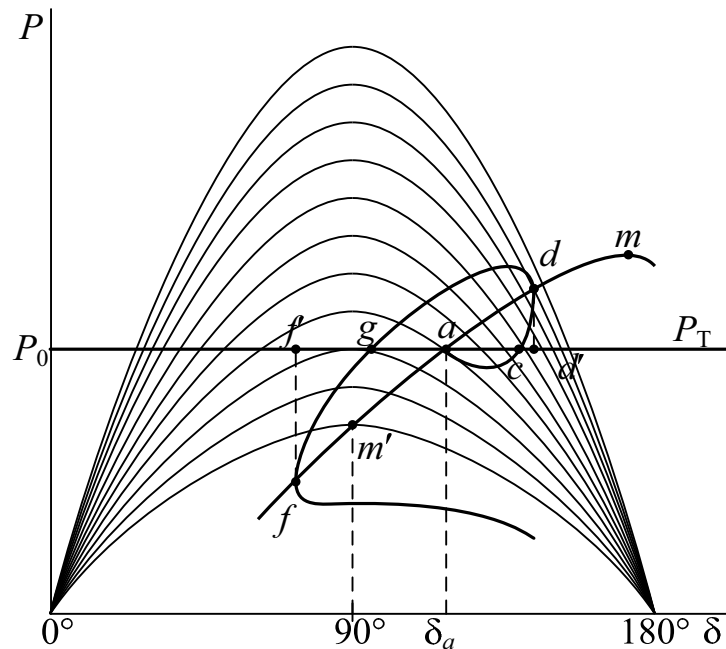


Рис. 1.27. Самораскачивание ротора генератора при запаздывании АРВ без зоны нечувствительности

Отметим, что АРВ СД при надлежащей настройке обеспечивает устойчивую без колебаний работу генератора в непосредственной близости от точки m . При АРВ ПД самораскачивание начинается раньше.

1.8.3. Самораскачивание при неправильной настройке автоматического регулятора возбуждения

Типичным примером неправильной настройки АРВ СД является случай, когда чрезмерно увеличен коэффициент усиления по отклонению напряжения k_{0U} , а коэффициенты усиления по производным (коэффициенты каналов стабилизации) находятся вне области устойчивости. В этом случае самораскачивание может возникнуть не только в зоне искусственной устойчивости, но и в других режимах, даже при очень малой нагрузке генераторов.

Область устойчивости $D(0)$, построенная, например, на плоскости коэффициентов усиления по первой k_{1U} и второй k_{2U} производным напряжения генератора (рис.1.28), ограничена некоторой кривой, назы-

ваемой *границей области устойчивости*. Устойчивая работа генератора возможна лишь в том случае, когда значения коэффициентов усиления определяют точку внутри этой области (например, точку A).

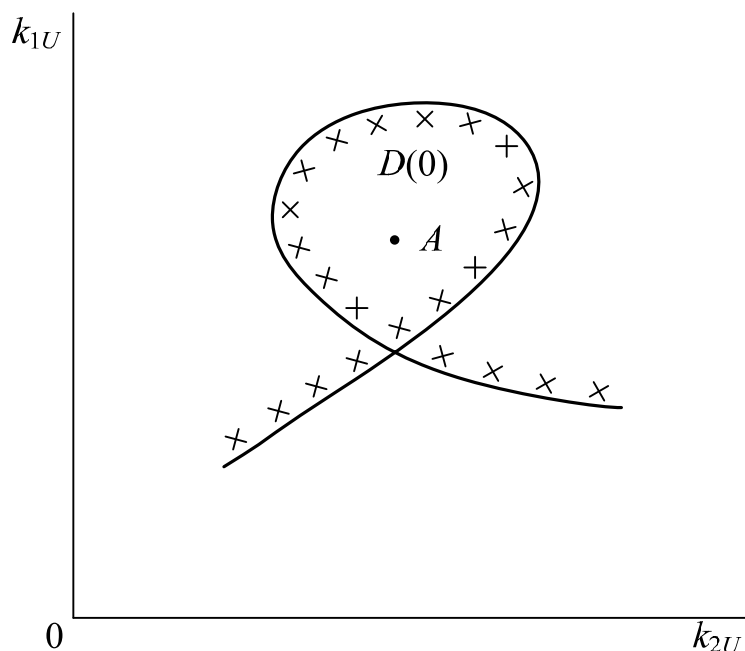


Рис. 1.28. Область устойчивости энергосистемы

Желательно, чтобы точка A находилась подальше от границы области для обеспечения некоторого запаса по устойчивости.

1.9. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ДВУХМАШИННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1.9.1. Исходные уравнения

Проведем общий анализ статической устойчивости энергосистемы, содержащей два генератора, работающих на общую нагрузку (рис. 1.28, а).

Такая система называется двухмашинной и используется в качестве модели для изучения электромеханических переходных процессов в энергосистемах с электростанциями соизмеримой мощности, представление которых одномашинной моделью не позволяет получить качественно верные результаты.

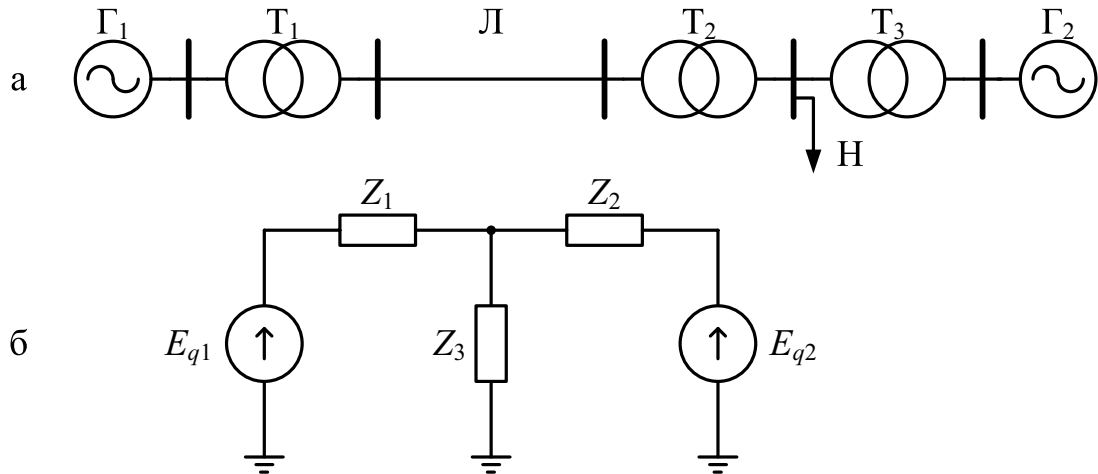


Рис. 1.28. Двухмашинная энергосистема (а) и ее схема замещения (б)

Для упрощения примем, что нагрузка S_H представлена сопротивлением $Z_H = \frac{U_{\phi}^2}{S_H}$ (рис. 1.28,б), а генераторы не оборудованы устройствами АРВ. В этом случае зависимости электромагнитной мощности первой и второй станций могут быть выражены через обобщенные параметры $Z_{11}, Z_{22}, Z_{12}, Z_{21}$ схемы замещения (рис. 1.28, б), абсолютные значения E_{q1}, E_{q2} векторов синхронных ЭДС и относительный углы δ_{12}, δ_{21} (рис. 1.29) между ними:

$$P_1 = \frac{E_{q1}^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} E_{q2}}{z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \quad (1.109)$$

$$P_2 = \frac{E_{q2}^2}{z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{E_{q2} E_{q1}}{z_{21}} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}). \quad (1.110)$$

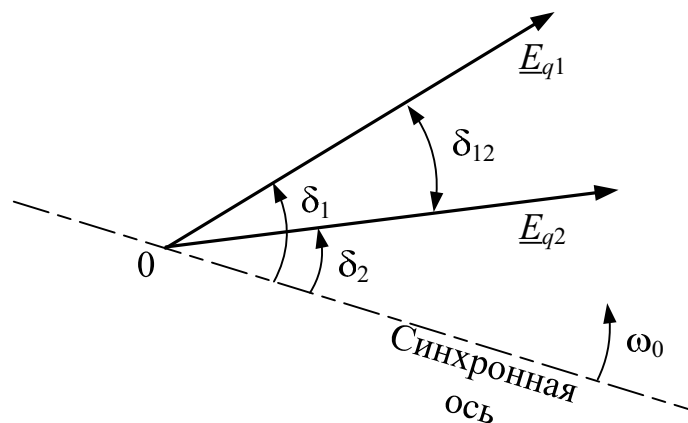


Рис. 1.29. Относительный и абсолютные углы генераторов двухмашинной энергосистемы

Уравнения движения роторов генераторов первой и второй станций отражают абсолютное их движение по отношению к синхронно вращающейся оси (рис. 1.29) и поэтому записываются через вторые производные абсолютных углов δ_1 и δ_2 :

$$T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} - P_{01} + P_1 = 0; \quad (1.111)$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} - P_{02} + P_2 = 0. \quad (1.112)$$

Совместно четыре уравнения (1.109 – 1.112) представляют собой нелинейную дифференциально-алгебраическую систему, включающую шесть неизвестных функций: $P_1(t)$, $P_2(t)$, $\delta_1(t)$, $\delta_2(t)$, $\delta_{12}(t)$, $\delta_{21}(t)$. В качестве пятого и шестого недостающих уравнений используем соотношение между абсолютными и относительным углами:

$$\delta_1 - \delta_2 = \delta_{12}; \quad \delta_{21} = -\delta_{12}. \quad (1.113)$$

Исследуем на устойчивость рассматриваемую модель энергосистемы методом малых колебаний.

1.9.2. Уравнения малых колебаний и критерий статической устойчивости

Необходимой операцией метода малых колебаний является линеаризация «в малом» исходной нелинейной дифференциально-алгебраической системы уравнений. В результате такой линеаризации уравнений системы (1.109 – 1.112) имеем:

$$\Delta P_1 = \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = \left(\frac{E_{q1} E_{q2}}{z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right) \Delta \delta_{12}; \quad (1.114)$$

$$\Delta P_2 = \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = - \left(\frac{E_{q1} E_{q2}}{z_{12}} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}) \right) \Delta \delta_{12}; \quad (1.115)$$

$$T_{j1} \frac{d^2 \Delta \delta_1}{dt^2} + \Delta P_1 = 0; \quad (1.116)$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \Delta \delta_2}{dt^2} + \Delta P_2 = 0; \quad (1.117)$$

$$\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2 = \Delta \delta_{12}. \quad (1.118)$$

Путем исключения переменных ΔP_1 и ΔP_2 эта система легко приводится к трем уравнениям:

$$T_{j1} \frac{d^2 \Delta \delta_1}{dt^2} + \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = 0; \quad (1.119)$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \Delta \delta_2}{dt^2} + \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = 0; \quad (1.120)$$

$$\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2 = \Delta \delta_{12}. \quad (1.121)$$

Следует отметить, что статическая устойчивость параллельной работы генераторов двухмашинной энергосистемы оценивается по характеру изменения относительного угла. В определенных условиях, например, при изменении частоты в системе, абсолютные углы могут изменяться на одинаковую величину и с одинаковой скоростью, и это не приведет к потере устойчивости. Нарушение устойчивости возможно, когда абсолютные углы по разному изменяются во времени, что отражается на изменениях относительного угла.

Для того чтобы система уравнений отражала только относительное движение, вычтем из (1.119) уравнение (1.120), предварительно разделив каждое из них на свою постоянную инерции:

$$\frac{d^2(\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2)}{dt^2} + \left(\frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \right) \Delta \delta_{12} = 0. \quad (1.122)$$

С учетом равенства (1.121) из (1.122) получаем

$$\frac{d^2 \Delta \delta_{12}}{dt^2} + A_{21} \Delta \delta_{12} = 0, \quad (1.123)$$

где величина $A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}$ называется *удельным относительным ускорением вращения ротора второго генератора по отношению к первому*.

Такое название соответствует физической сущности величины A_{21} . Действительно, из уравнений (1.119, 1.120) можно получить абсолютные ускорения роторов:

$$a_1 = \frac{d^2 \Delta \delta_1}{dt^2} = - \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12}; \quad (1.124)$$

$$a_2 = \frac{d^2 \Delta \delta_2}{dt^2} = - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12}. \quad (1.125)$$

Разность этих величин является относительным ускорением

$$a_{21} = a_2 - a_1 = \left(\frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \right) \Delta \delta_{12}, \quad (1.126)$$

а отношение

$$\frac{a_{21}}{\Delta\delta_{12}} = A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \quad (1.127)$$

является ускорением, отнесенным к одной единице измерения угла, то есть удельным ускорением.

Общее решение линейного дифференциального уравнения (1.123) представляет собой сумму двух экспоненциальных функций

$$\Delta\delta_{12}(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}, \quad (1.128)$$

где $p_{1,2} = \pm\sqrt{-A_{21}}$ – корни характеристического уравнения

$$p^2 + A_{21} = 0. \quad (1.129)$$

Общее решение (1.128) имеет такой же вид, что и решение (1.89), полученное для одномашинной энергосистемы. Поэтому выводы относительно оценки устойчивости по виду корней характеристического уравнения, сформулированные для одномашинной системы, остаются справедливыми и для двухмашинной системы.

Если корни $p_{1,2}$ вещественные, то относительный угол $\delta_{12}(t)$ прогрессивно возрастает, и система неустойчива. При мнимых корнях угол $\delta_{12}(t)$ изменяется по закону незатухающих синусоидальных колебаний. В этом случае система устойчива.

Таким образом, критерием статической устойчивости двухмашинной нерегулируемой энергосистемы является условие

$$A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \geq 0. \quad (1.130)$$

Условие (1.130) относится к группе практических критериев статической устойчивости энергосистем. Как и выполнение критерия (1.24) для одномашинной системы, выполнение критерия (1.130) гарантирует невозникновение аperiodического нарушения устойчивости. Однако вопрос о возможности появления колебательного нарушения устойчивости, то есть самораскачивания роторов генераторов, остается открытым. Для получения ответа на этот вопрос требуется проведение более глубоких исследований.

1.9.3. Угловые характеристики, пределы мощности и пределы статической устойчивости двухмашинной энергосистемы

Угловые характеристики $P_1(\delta_{12})$ и $P_2(\delta_{12})$ электростанций двухмашинной нерегулируемой энергосистемы (рис.1.30) построены по выражениям (1.109, 1.110). Экстремальные значения $P_{1\max}$, $P_{2\min}$ мощно-

стей этих характеристик называются *пределами мощности* электростанций.

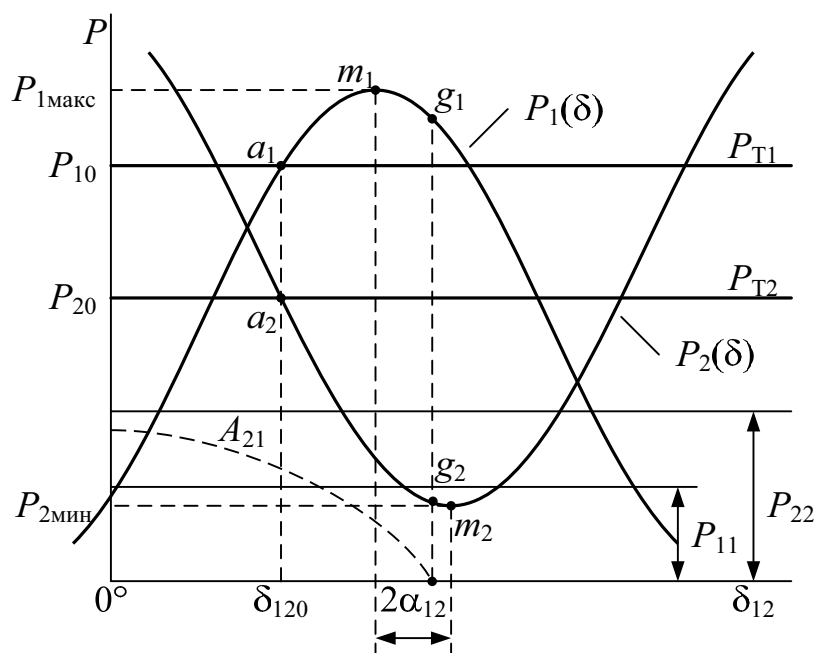


Рис. 1.30. Угловые характеристики мощности двухмашинной энергосистемы

Угловое смещение между точками m_1 , m_2 , определяемое по оси абсцисс, равно $2\alpha_{12}$. Установившийся режим характеризуется точками a_1 , a_2 , расположенными на одной вертикали, соответствующей значению $\delta_{12(0)}$ относительного угла в установившемся режиме. Значения P_{10} , P_{20} активных мощностей генераторов равны значениям механических мощностей соответствующих турбин. Прямые линии собственных мощностей P_{11} , P_{22} являются осями симметрии для синусоидальных зависимостей взаимных мощностей между узлами приложения синхронных ЭДС эквивалентных генераторов.

Предел статической устойчивости системы, характеризуемый точками g_1 , g_2 , в общем случае не совпадает с экстремальными точками m_1 , m_2 и находится, рассматривая по оси абсцисс, между ними. Местоположение абсциссы точек g_1 , g_2 определяется по условию

$$A_{21} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} = 0. \quad (1.131)$$

Для этого строится кривая зависимости $A_{21}(\delta_{12})$ до пересечения с осью абсцисс. В точке пересечения $A_{21} = 0$, что соответствует пределу статической устойчивости.

На местоположение предела статической устойчивости основное влияние оказывает соотношение между постоянными инерции T_{j1} , T_{j2} вращающихся частей энергоагрегатов. Если в системе $T_{j2} \gg T_{j1}$, то можно принять, что $T_{j2} \rightarrow \infty$ и, соответственно, второй член в выражении (1.131) устремляется к нулю, а предел устойчивости практически совпадает с пределом мощности первой станции. В другом случае, когда $T_{j1} \rightarrow \infty$, предел устойчивости системы практически совпадает с пределом мощности второй станции. В этих крайних случаях двухмашинная энергосистема может рассматриваться как две одномашинные с шинами бесконечной мощности в точках приложения ЭДС E_{q1} или E_{q2} в зависимости от соотношения между постоянными инерции.

Угловые характеристики на рис. 1.130 не отражают возможные случаи, когда $\delta_2 > \delta_1$ и поэтому $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 < 0$. Для того, чтобы при рассмотрении охватить и эти случаи, угловые характеристики $P_1(\delta_{12})$, $P_2(\delta_{12})$ достраиваются влево от оси ординат примерно на 180 – 200 эл.град.

При использовании упрощенных моделей генераторов с АРВ (см. подраздел 1.7.3) полученные выводы относительно статической устойчивости двухмашинной нерегулируемой системы сохраняют свое значение. Разница лишь в том, что при расчетах устойчивости вместо неизменных синхронных ЭДС используются фиксированные значения переходных ЭДС (модель $E' = \text{const}$, $x_{\Gamma} = x'_d$), либо фиксированные значения напряжений (модель $U_{\Gamma} = \text{const}$, $x_{\Gamma} = 0$) и соответствующие им внутренние реактивные сопротивления в зависимости от типа АРВ.

1.10. ОСНОВЫ ПРАКТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СЛОЖНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Высокая размерность энергосистем не позволяет использовать точные математические модели элементов в практических расчетах статической и динамической устойчивости. При анализе статической устойчивости обычно исходят из предположения, что системы АРВ генераторов и двигателей хорошо настроены, вследствие чего самораскачивание не возникает вплоть до апериодических статических пределов. В рамках этого упрощения задача решается значительно легче, однако все еще остается сложной. Вторым важным допущением является упрощенное представление генераторов в виде модели $U_{\Gamma} = \text{const}$, $x_{\Gamma} = 0$ либо $E' = \text{const}$, $x_{\Gamma} = x'_d$. Это упрощение позволяет в значительной мере

приблизить задачу анализа статической устойчивости к задаче расчета серии установившихся режимов энергосистемы. Основные предпосылки сближения этих задач заключаются в следующем.

Как показано, характер малых колебаний параметров режима энергосистем определяется по виду корней характеристического уравнения, построенного для линеаризованной системы дифференциальных уравнений. Характеристическое уравнение, соответствующее системе дифференциальных уравнений сложной энергосистемы и представленное в стандартной полиномиальной форме

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0, \quad (1.132)$$

может иметь вещественные, мнимые, комплексные и нулевые корни.

Если все вещественные корни и вещественные части всех комплексных корней не положительны, то при отсутствии кратных корней система статически устойчива. Это утверждение представляет собой необходимые и достаточные условия устойчивости.

Свободный член a_n характеристического уравнения (1.132) связан с его корнями известным [4] соотношением

$$a_n = (-1)^n a_0 \prod_{i=1}^n p_i, \quad (1.133)$$

где \prod – произведение.

Нетрудно доказать, что появление положительного вещественного корня в произведении $\prod_{i=1}^n p_i$ приводит к изменению знака коэффициента a_n . Этот факт широко используется при практических расчетах статической устойчивости энергосистем в следующей интерпретации: если изменять (утяжелять) заведомо устойчивый режим в направлении к неустойчивому состоянию, то изменение знака свободного члена характеристического уравнения будет соответствовать пределу апериодической статической устойчивости. Без учета самораскачивания роторов генераторов такое определение предела статической устойчивости является достаточным.

Для демонстрации способа определения знака коэффициента a_n будем считать, что в схеме замещения энергосистемы, содержащей m генераторов, есть шины бесконечной мощности, причем в качестве таких шин приняты выводы самого мощного m -го генератора. При этом рассматривается эквивалентная схема, в которой присутствуют только узлы с подключенными генераторами, а связи между узлами представлены в форме собственных и взаимных проводимостей.

Примем далее для всех генераторов упрощенные математические модели вида ($U_{\Gamma} = \text{const}, x_{\Gamma} = 0$) и запишем систему $2(m-1)$ дифференциальных и алгебраических уравнений переходных процессов в виде:

$$\begin{cases} T_{ji} \frac{d^2 \delta_{U_{\Gamma i}}}{dt^2} = P_{0i} - P_i; \\ P_i = U_{\Gamma i}^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^{m-1} U_{\Gamma i} U_{\Gamma k} y_{ik} \sin(\delta_{U_{\Gamma i}} - \delta_{U_{\Gamma k}} - \alpha_{ik}), \end{cases} \quad (1.134)$$

где $i = \overline{1, m-1}$.

Отметим, что упрощенная математическая модель здесь соответствует генераторам с АРВ СД. Генераторы с АРВ ПД не введены для упрощения.

После линеаризации уравнений (1.134) и исключения переменных ΔP_i , $i = \overline{1, m-1}$ получим систему $m-1$ линейных дифференциальных уравнений:

$$T_{ji} \frac{d^2 \Delta \delta_{U_{\Gamma i}}}{dt^2} + \sum_{k=1}^{m-1} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{U_{\Gamma k}}} \Delta \delta_{U_{\Gamma k}} = 0, \quad i = \overline{1, m-1}. \quad (1.135)$$

Выделим из суммарных членов уравнений (1.135) составляющие с индексами $k = i$, объединим их с первыми слагаемыми и запишем систему (1.135) в операторной форме:

$$\left(T_{ji} p^2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{U_{\Gamma i}}} \right) \Delta \delta_{U_{\Gamma i}} + \sum_{k=1, k \neq i}^{m-1} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{U_{\Gamma k}}} \Delta \delta_{U_{\Gamma k}} = 0, \quad i = \overline{1, m-1}. \quad (1.136)$$

Переход к операторной форме записи уравнений в рассматриваемом случае осуществляется заменой символа дифференцирования d/dt оператором p в той же степени, что и порядок производной. В дальнейших преобразованиях оператор p используется как алгебраическая величина.

В развернутой матричной форме система уравнений (1.136) выглядит так:

$$\begin{bmatrix} T_{j1}p^2 + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma 2}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & T_{j2}p^2 + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U\Gamma 2}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma 2}} & \dots & T_{jm-1}p^2 + \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta_{U\Gamma 1} \\ \Delta \delta_{U\Gamma 2} \\ \dots \\ \Delta \delta_{U\Gamma m-1} \end{bmatrix} = 0. \quad (1.137)$$

Характеристическое уравнение системы может быть записано в форме определителя или в форме полинома. В первом случае приравнивают определитель квадратной матрицы из (1.137) к нулю:

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_{j1}p^2 + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \dots & T_{jm-1}p^2 + \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \end{vmatrix} = 0. \quad (1.138)$$

Развертыванием определителя (1.138) в общем виде можно получить характеристическое уравнение в форме (1.132), то есть в форме полинома. При $p = 0$ из (1.132) и (1.138) следует равенство

$$D(0) = a_n = \begin{vmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma 1}} & \dots & \frac{\partial P_{m-1}}{\partial \delta_{U\Gamma m-1}} \end{vmatrix}. \quad (1.139)$$

При расчете установившихся режимов энергосистемы методом Ньютона используется матрица частных производных узловых мощностей (матрица Якоби). Определитель J этой матрицы, называемой *якобианом* по составу и численным значениям, для рассматриваемой схемы замещения, совпадает с определителем (1.139), являющимся свободным членом характеристического уравнения, то есть выполняется равенство

$$a_n = J. \quad (1.140)$$

Это равенство позволяет использовать якобиан в качестве свободного члена характеристического уравнения. Однако при этом должны быть выполнены следующие условия расчета [5]:

1. в расчетной схеме должен быть балансирующий узел рассматриваемый как ШБМ;
2. для генераторов принимается $U_G = \text{const}$;
3. генераторы в исходных узлах схемы задаются значениями P_G, U_G , а не P_G, Q_G ;
4. в расчетах устойчивости и установившихся режимов должны использоваться одни и те же статические характеристики нагрузки.

При выполнении этих условий расчет предела статической устойчивости проводится в виде серии расчетов установившихся режимов при пошаговом изменении какого-либо параметра, то есть при утяжелении режима. Изменение знака якобиана в этом случае наступает в предельном режиме.

Однако точный расчет самого предельного режима обычно невозможен. Вблизи этого режима нарушается сходимость итерационного процесса расчета установившихся режимов методом Ньютона и, как показывает практика, многих других методов. Причем сходимость нарушается не только для эквивалентных, но для исходных произвольных схем замещения энергосистем.

Факт расходимости итерационного процесса можно использовать для приближенного определения пределов статической устойчивости энергосистем произвольной структуры по программам расчета установившихся режимов. Однако при использовании таких программ следует учитывать, что расходящиеся итерационные процессы могут наблюдаться не только вблизи предельного, но и в других режимах энергосистем.

ГЛАВА 2

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

2.1. ПОНЯТИЕ О ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Для выяснения принципиальных положений анализа динамической устойчивости рассмотрим явления, возникающие при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей линии электропередачи одномашинной энергосистемы (рис. 2.1,а).

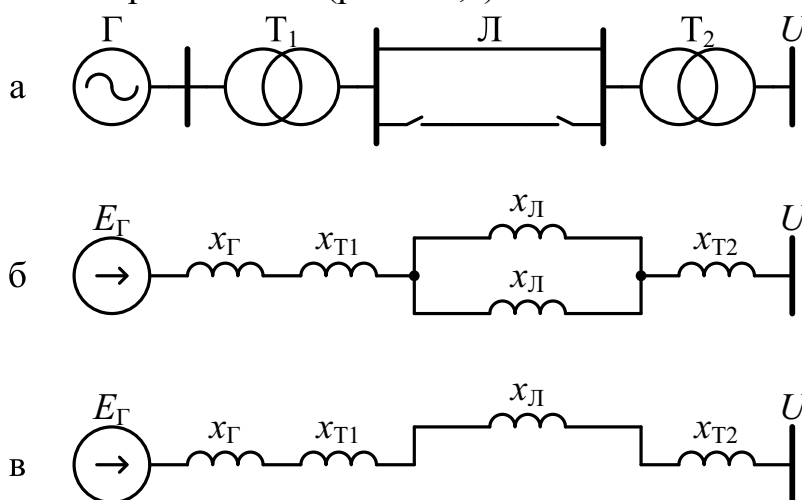


Рис. 2.1. Одномашинная энергосистема (а) и ее схемы замещения: для нормального режима (б) и режима с отключенной цепью (в)

Взаимное реактивное сопротивление схемы замещения (рис. 2.1,б), равное

$$x_I = x_{Г} + x_{Т1} + x_{Л}/2 + x_{Т2}, \quad (2.1)$$

определяет максимум $P_{Iм}$ угловой характеристики мощности генератора $P_I(\delta)$ в исходном режиме:

$$P_{Iм} = \frac{E_{Г}U}{x_I}. \quad (2.2)$$

После отключения одной из цепей линии электропередачи (рис. 2.1,в) будет получено новое большее по значению сопротивление

$$x_{II} = x_{Г} + x_{Т1} + x_{Л} + x_{Т2}. \quad (2.3)$$

Максимум новой угловой характеристики $P_{II}(\delta)$ составит, соответственно, меньшую величину (рис. 2.2):

$$P_{IIм} = \frac{E_{Г}U}{x_{II}}. \quad (2.4)$$

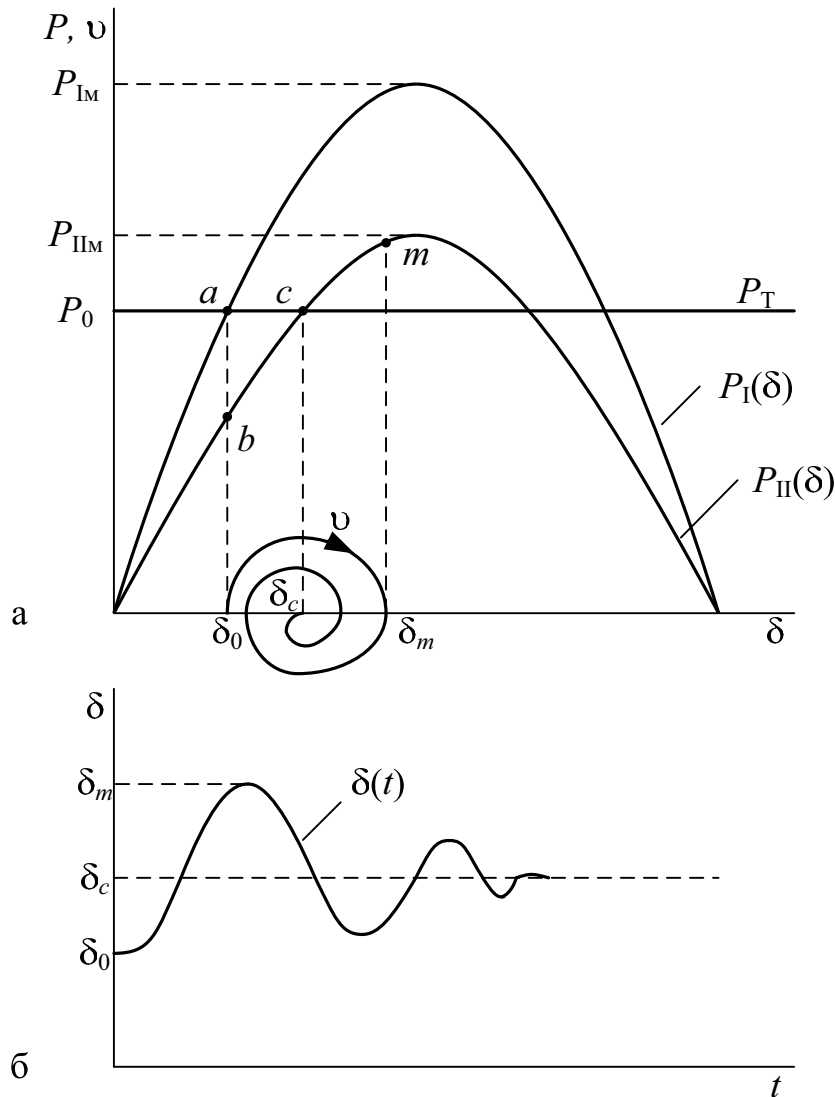


Рис. 2.2. Устойчивый динамический переход энергосистемы

Точке пересечения a характеристики мощности турбины $P_T(\delta) = \text{const}$ и угловой характеристики генератора $P_I(\delta) = P_{\text{IM}} \sin \delta$ в нормальном режиме соответствуют угол δ_0 , мощность P_0 и скорость (частота) ω_0 , установившиеся в этом режиме. При отключении цепи происходит резкий сброс активной мощности, отдаваемой генератором в сеть, до величины, соответствующей точке b . В результате нарушается баланс мощностей (моментов) на валу ротора генератора и турбины за счет уменьшения тормозящего момента, обусловленного электрической нагрузкой. Угол δ_0 и относительная скорость

$$v = \omega - \omega_0 = 0 \quad (2.5)$$

сохраняют свои значения в момент отключения цепи в силу инерции ротора генератора. В дальнейшем под действием избыточного уско-

ряющего момента относительная скорость v нарастает и при значении угла δ_c становится наибольшей.

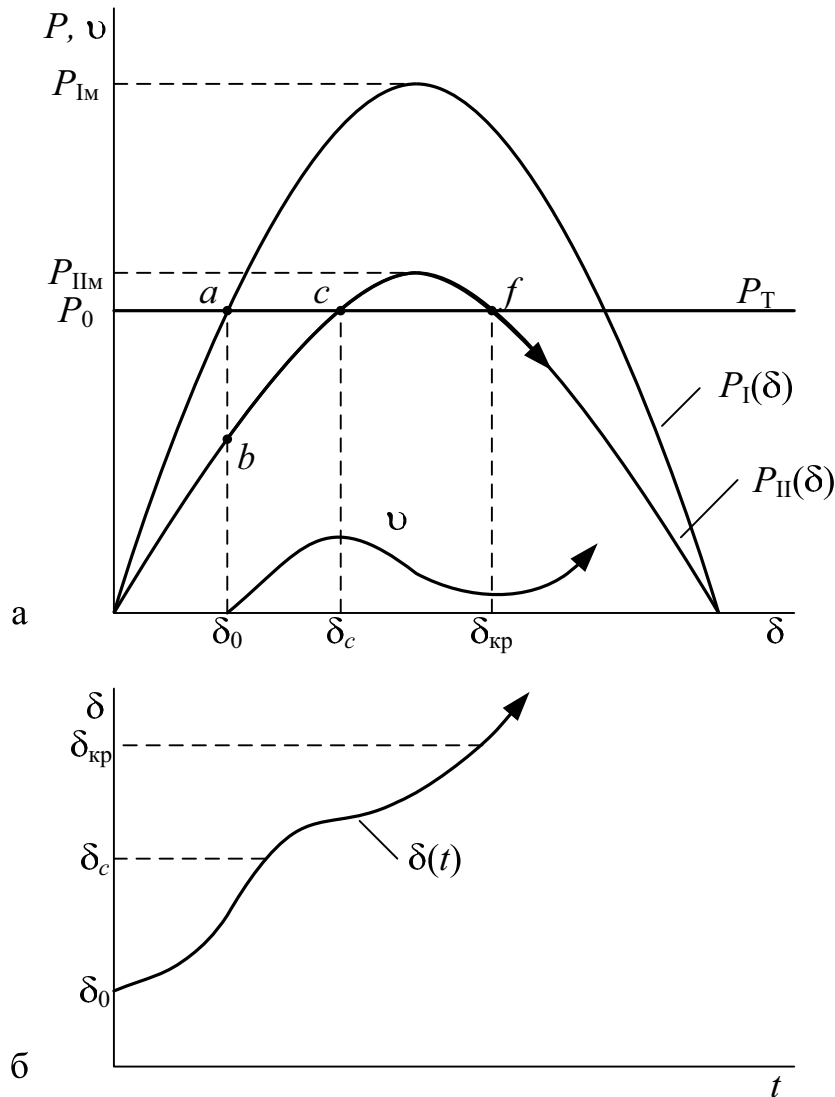


Рис. 2.3. Неустойчивый динамический переход энергосистемы

В точке c ускоряющий и тормозящий моменты уравновешиваются, но ротор по инерции, за счёт дополнительной кинетической энергии, накопленной на участке bc , будет продолжать относительное движение. Однако это движение будет происходить с замедлением, поскольку справа от точки c ускоряющий момент турбины меньше, чем тормозящий электромагнитный момент генератора. Увеличение угла прекратится при значении δ_m , когда дополнительная кинетическая энергия, приобретённая ротором на участке bc компенсируется равной по величине потенциальной энергией на участке cm . Очевидно, что при значе-

нии угла δ_m режим не установится, поскольку в этом состоянии тормозящий момент генератора выше ускоряющего момента турбины. Под действием избыточного тормозящего момента от точки m ротор будет возвращаться к углу δ_c и снова по инерции его пройдёт. Однако к начальному углу δ_0 ротор не возвратится вследствие потерь на трение и действия демпфирующих моментов. Амплитуда изменения угла при дальнейших качаниях ротора будет уменьшаться (рис. 2.2,б), и окончательно режим системы установится в новой точке устойчивого равновесия – точке c .

Однако возможен и другой исход процесса. Если угол достигнет критической величины $\delta_{кр}$, соответствующей точке f (рис. 2.3,а) прежде, чем относительная скорость v примет нулевое значение, то избыточный момент на валу ротора генератора становится вновь ускоряющим. Относительная скорость v ротора опять начинает возрастать до выпадения генератора из синхронизма. Такой характер нарушения устойчивости называется динамическим.

Основной причиной динамических нарушений устойчивости энергосистем являются короткие замыкания, приводящие к резким изменениям электромагнитных моментов синхронных машин.

2.2. УЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ РАСЧЁТАХ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

2.2.1. Учёт турбин

Резкие изменения режима энергосистемы сопровождаются внезапными изменениями активной мощности электрических машин и соответствующими нарушениями баланса между механическими и электромагнитными моментами машин. Регуляторы скорости и частоты синхронных генераторов обладают значительной инерцией и поэтому реагируют на появление небалансов моментов или, точнее, на изменения скорости вращения роторов машин с большим запаздыванием и в дальнейшем изменяют подвод энергоносителей к лопаткам турбин сравнительно медленно по отношению к процессам в электрической части энергосистем. В этих условиях имеются достаточные основания для упрощённого представления механических процессов в системах управления мощностью турбин при расчётах динамической устойчивости энергосистем.

Динамические процессы, возникающие при больших возмущениях в энергосистемах, продолжаются, как правило, несколько секунд.

При расчётах этих процессов за 3 – 5 с расчётного периода времени становится ясно, сохранится или не сохранится динамическая устойчивость энергосистемы.

За этот период несколько раз меняется знак скорости v относительного движения, но регулятор скорости турбины энергоагрегата не успевает заметно отреагировать и изменить впуск энергоносителя на лопатки турбины. Мощность турбины остается практически неизменной, что позволяет в большинстве расчётов принимать математическую модель турбины в простейшем её виде:

$$P_T = P_0 = \text{const} . \quad (2.6)$$

Следует, однако, отметить, что на некоторых тепловых электростанциях осуществляется специализированное регулирование мощности турбин с целью обеспечения динамической устойчивости энергосистем. Для энергоагрегатов этих электростанций мощность турбин задаётся функциями вида $P_T = f(t)$, учитывающими инерционность механических перемещений элементов и паровых объёмов в системах регулирования мощности турбин. Пример такой функции приведен на рис. 2.4.

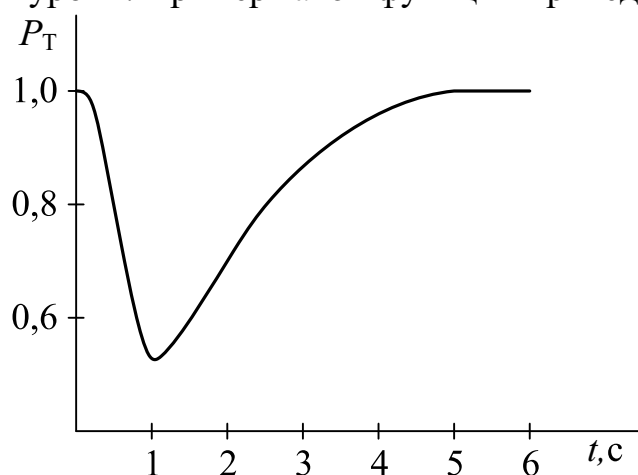


Рис. 2.4. Характеристика изменения мощности турбины от времени

При расчётах динамической устойчивости мощность турбин энергоагрегатов этого типа учитывается в виде функций $P_T = f(t)$.

2.2.2. Учёт синхронных генераторов

Электромагнитный момент, действующий на вал ротора генератора в динамическом переходе, является результатом реакции на внешние по отношению к генератору возмущения и на внутренние процессы в генераторе. Внешние и внутренние процессы взаимосвязаны и поэтому их разделение условно.

Полное описание процессов, происходящих в обмотках и системах АРВ генераторов, осуществляется с помощью подсистем дифференциальных уравнений высокого порядка. Моделирование процессов с помощью этих подсистем в упрощённом виде предусмотрено в промышленных программных комплексах, предназначенных для анализа режимов электроэнергетических систем.

В этих же комплексах предусмотрены также наиболее простые математические модели генераторов, удобные для изучения принципиально важных процессов в генераторах, оказывающих решающее влияние на изменения электромагнитных моментов.

Простейшей математической моделью электромеханических переходных процессов генератора одномашинной энергосистемы является его уравнение движения

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P, \quad (2.7)$$

в котором электромагнитная мощность P представляется в упрощённой форме.

Установим вид ЭДС генератора, используемой для расчета этой мощности.

Из принципа неизменности суммарного потокосцепления обмотки возбуждения в начальный момент скачкообразного изменения режима синхронной машины следует, что в моменты коммутации сохраняет своё значение только поперечная составляющая E'_q переходной ЭДС при отсутствии демпферных обмоток или составляющая E''_q сверхпереходной ЭДС, если машина снабжена демпферными обмотками.

В расчётах динамической устойчивости процессы в демпферных обмотках синхронных машин можно не учитывать, поскольку токи в этих обмотках затухают быстро – в сотые доли секунды, тогда как период качаний ротора достигает 1,5 – 2,0 с.

Из этих условий следует, что при расчётах динамической устойчивости синхронный генератор может учитываться моделью (E'_q, x'_d) . Точное выражение электромагнитной мощности в этом случае имеет вид

$$P = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q - x'_d}{x_{q\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta, \quad (2.8)$$

где $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{ГС}$, $x_{q\Sigma} = x_q + x_{ГС}$, $x_{ГС}$ – сопротивление элементов между генератором и приемной системой.

Угловая характеристика, соответствующая выражению (2.8), может быть построена путём графического сложения двух синусоидальных функций (рис. 2.5).

В практических расчётах часто опускают вторую составляющую мощности из-за малой величины и, кроме того, принимают

$$E'_q = E', \quad (2.9)$$

то есть поперечную составляющую приравнивают к модулю переходной ЭДС.

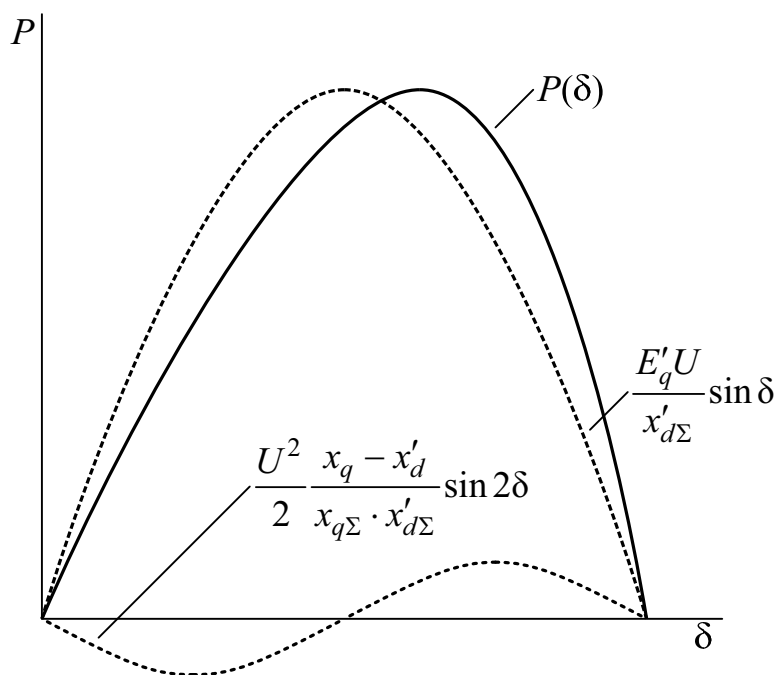


Рис. 2.5. Угловая характеристика мощности генератора и ее составляющие

В итоге используют приближённое выражение

$$P = \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta. \quad (2.10)$$

При несимметричных коротких замыканиях и в неполнофазных режимах в расчётах динамической устойчивости энергосистем учитываются, как правило, электромагнитные моменты генераторов, создаваемые только токами прямой последовательности.

Токи нулевой последовательности, если они протекают в статорных обмотках генератора, создают пульсирующие электромагнитные поля, рассеивающиеся преимущественно в воздушном зазоре около этих обмоток. На вращение ротора генератора эти поля оказывают очень слабое влияние, которое нет необходимости учитывать. К тому

же на мощных электростанциях токи нулевой последовательности в обмотки генераторов не попадают, поскольку замыкаются в генераторных обмотках трансформаторов, соединённых по схеме треугольника.

Токи обратной последовательности протекают в статорных обмотках генератора и создают магнитный поток реакции, вращающийся в направлении, обратном направлению вращения ротора, и имеющий, следовательно, двойную скорость относительно последнего. Возникающий при этом вращающийся момент изменяется периодически с двойной частотой. Механическая инерция ротора машины настолько велика, что ротор не успевает следовать за периодическими колебаниями момента столь высокой частоты (100 Гц). Среднее же значение этого момента близко к нулю. На величину основного синхронного потока в воздушном зазоре, а, следовательно, и на величину основной гармоники ЭДС этот магнитный поток почти не оказывает воздействия и поэтому в упрощённых математических моделях синхронного генератора не учитывается.

2.2.3. Учёт электрической сети

В симметричных режимах при расчётах динамической устойчивости электрическая сеть учитывается обычной схемой замещения, используемой при расчётах симметричных установившихся режимов, включая предельные по статической устойчивости режимы энергосистем.

В несимметричных режимах используются схемы замещения, по которым определяются токи прямой последовательности в генераторных узлах. В общем случае это комплексные схемы замещения. В практических расчётах построение схем замещения электрической сети, предназначенных для определения токов и мощностей прямой последовательности, производится в соответствии с правилом эквивалентности прямой последовательности, согласно которому ток прямой последовательности $I_{к1}^{(n)}$, $n = 1; 2; 1, 1; 3$ в месте короткого замыкания определяется как

$$I_{к1}^{(n)} = \frac{E_3}{j(x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)})}, \quad (2.11)$$

где $x_{1\Sigma}$ – результирующее сопротивление прямой последовательности; E_3 – эквивалентная ЭДС; $x_{\Delta}^{(n)}$ – дополнительное сопротивление (шунт), составленное из результирующих сопротивлений обратной $x_{2\Sigma}$ и нулевой $x_{0\Sigma}$ последовательностей для каждого вида КЗ:

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}; \quad x_{\Delta}^{(2)} = x_{2\Sigma}; \quad x_{\Delta}^{(1.1)} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}. \quad (2.12)$$

Для трёхфазного КЗ шунт $x_{\Delta}^{(3)} = 0$.

В несимметричном режиме шунт подключается поперечно к схеме прямой последовательности в точке КЗ.

При продольной несимметрии по месту обрыва или отключения фазы к схеме замещения прямой последовательности продольно подключается добавочное сопротивление $x_{\Delta L}^{(n)}$ между точками разрыва элемента сети, определяемое как:

$$x_{\Delta L}^{(1)} = \frac{x_{L2\Sigma} \cdot x_{L0\Sigma}}{x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma}} - \text{при обрыве (отключении) одной фазы}; \quad (2.13)$$

$$x_{\Delta L}^{(2)} = x_{L2\Sigma} + x_{L0\Sigma} - \text{при обрыве (отключении) двух фаз}. \quad (2.14)$$

2.2.4. Учёт нагрузки

Учёт нагрузки при рассмотрении динамической устойчивости производится, как правило, путём её замещения постоянным сопротивлением. Наиболее точным был бы учёт нагрузки статическими или динамическими характеристиками. Однако при этом значительно усложняются расчёты. Кроме того, часто при практических расчётах динамической устойчивости статические и динамические характеристики нагрузки остаются неизвестными. Их определение требует проведения экспериментальных работ, что сопряжено с большими затратами времени и не всегда возможно в условиях эксплуатации.

Крупная двигательная нагрузка учитывается в виде эквивалентных синхронных или асинхронных двигателей, для которых в промышленных программных комплексах предусмотрены соответствующие математические модели. Эти же математические модели используются для конкретных электродвигателей при исследовании их динамической устойчивости в составе электроэнергетических систем.

2.3. ПРАВИЛО ПЛОЩАДЕЙ И КРИТЕРИЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Рассмотрим электромеханические переходные процессы, возникающие в простейшей электроэнергетической системе (рис. 2.6, а) при

несимметричном коротком замыкании на одной из цепей линии и последующем её отключении.

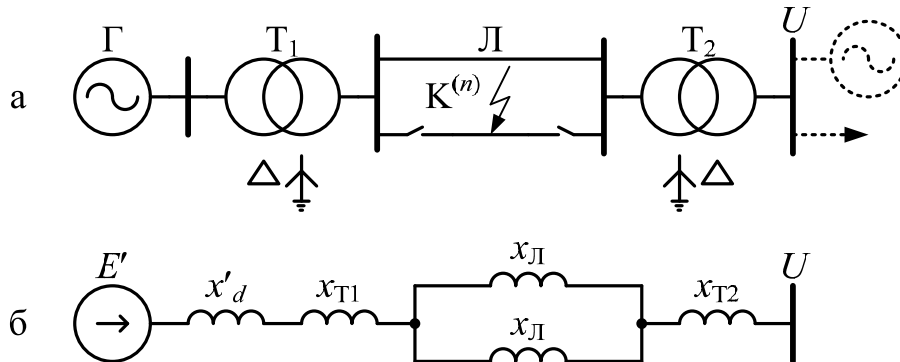


Рис. 2.6. Простейшая энергосистема (а) и её схема замещения (б)

Согласно предыдущим рассуждениям в этом случае следует составить три схемы замещения: для нормального, аварийного и послеаварийного режимов. Во все эти схемы генератор вводится переходной ЭДС E' и переходным сопротивлением по продольной оси x'_d .

По схеме замещения нормального режима (рис. 2.6, б) определяется взаимное сопротивление x_I между точкой приложения ЭДС E' и шинами бесконечной мощности

$$x_I = x'_d + x_{T1} + x_L/2 + x_{T2}. \quad (2.15)$$

Тогда выражение для электромагнитной мощности генератора записывается в виде:

$$P_I = \frac{E'U}{x_I} \sin \delta. \quad (2.16)$$

В схеме замещения аварийного режима необходимо, как выше отмечено, присоединить к точке короткого замыкания шунт, составленный из результирующих сопротивлений обратной и нулевой последовательностей (рис. 2.7, а), определяемых по соответствующим схемам замещения (рис. 2.7, б и 2.7, в). Сопротивление шунта $x_{\Delta}^{(n)}$ определяется в зависимости от вида несимметричного КЗ по формулам (2.12), а взаимное сопротивление x_{II} определяется по формуле

$$x_{II} = (x'_d + x_{T1}) + (x_L/2 + x_{T2}) + \frac{(x'_d + x_{T1})(x_L/2 + x_{T2})}{x_{\Delta}^{(n)}}. \quad (2.17)$$

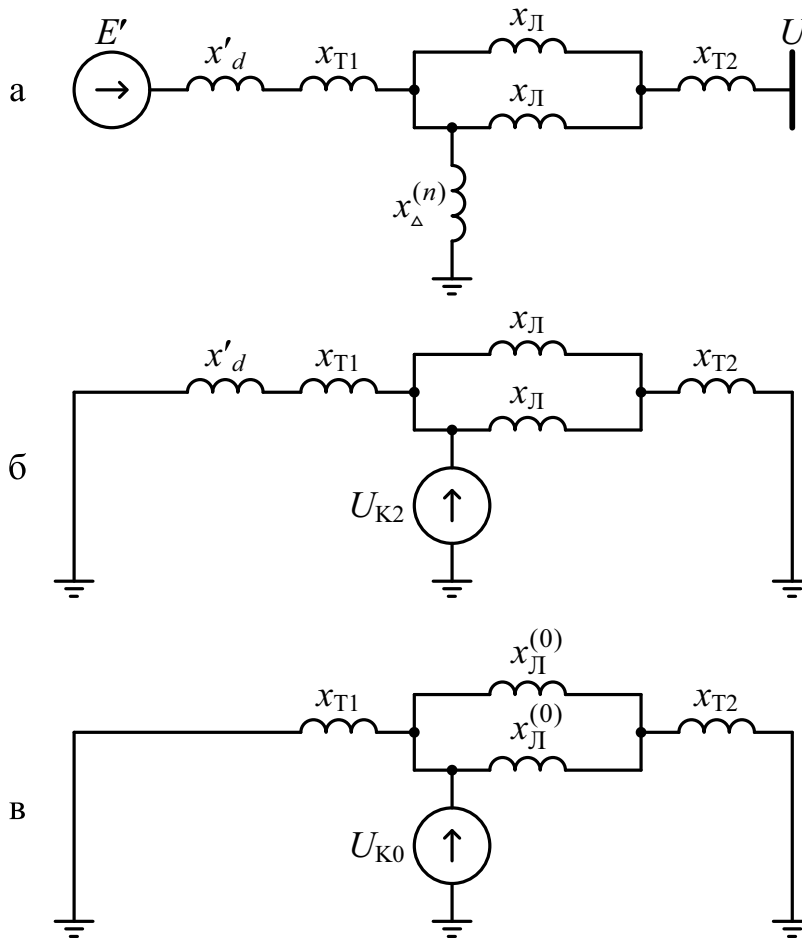


Рис. 2.7. Схема замещения аварийного режима (а) и схемы замещения для расчета шунта: обратной последовательности (б); нулевой последовательности (в)

Выражение для электромагнитной мощности в аварийном режиме имеет следующий вид:

$$P_{II} = \frac{E'U}{x_{II}} \sin \delta, \quad (2.18)$$

Схема замещения послеаварийного режима отличается от схемы замещения нормального режима отсутствием сопротивления отключенной цепи (рис. 2.8).

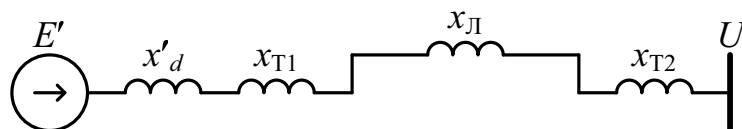


Рис. 2.8. Схема замещения в послеаварийном режиме

Взаимное сопротивление схемы в этом случае определяется как

сколькx площадь на плоскости $P = f(\delta)$ в некоторой пропорции отражает энергию (или работу), то в соответствии с законом сохранения количества энергии следует, что площадкa $d'd''mm'd'$ ($F_{\text{торм}}$), соответствующая торможению, должна быть равна площадкe $acd'dba$ ($F_{\text{уск}}$), соответствующей ускорению ротора генератора.

Равенство между площадкaми торможения и ускорения

$$F_{\text{торм}} = F_{\text{уск}} \quad (2.21)$$

называется *правилом площадей*.

Как видно из рис. 2.9, для рассматриваемого случая имеется возможность дальнейшего торможения, то есть в случае более позднего отключения повреждённой цепи ротор мог бы затормозиться. Поэтому площадь $d'd''mfm'd'$ можно назвать *площадью возможного торможения* $F_{\text{возм.торм}}$. Отношение площади возможного торможения к площади ускорения представляет собой *коэффициент запаса динамической устойчивости*:

$$K_{\text{д.у}} = \frac{F_{\text{возм.торм}}}{F_{\text{уск}}}. \quad (2.22)$$

Критерием динамической устойчивости простейшей энергосистемы, очевидно, будет

$$K_{\text{д.у}} \geq 1. \quad (2.23)$$

Последнее неравенство означает, что для сохранения динамической устойчивости одномашинной энергосистемы необходимо и достаточно, чтобы площадь возможного торможения была больше или равна площади ускорения.

2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО УГЛА ОТКЛЮЧЕНИЯ ПОВРЕЖДЁННОЙ ЦЕПИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При $K_{\text{д.у}} = 1$ имеет место критический случай, когда генератор либо сохраняет устойчивую работу, либо выпадает из синхронизма. Время и угол, при которых отключается повреждённая цепь являются предельными, то есть $\delta_{\text{откл}} = \delta_{\text{откл.пр}}$, $t_{\text{откл}} = t_{\text{откл.пр}}$. Очевидно, что если отключение повреждённой цепи осуществляется несколько позднее, то есть при $t_{\text{откл}} > t_{\text{откл.пр}}$ и, соответственно, при $\delta_{\text{откл}} > \delta_{\text{откл.пр}}$, то генератор выпадает из синхронизма. На рис. 2.10 показан случай, соответствующий предельному углу отключения $\delta_{\text{откл.пр}}$ повреждённой цепи.

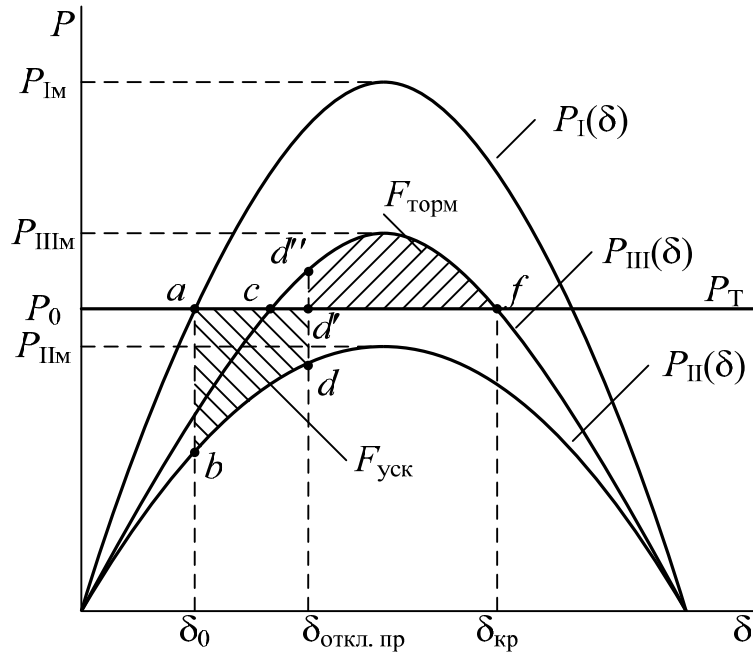


Рис. 2.10. Площадки ускорения и торможения при предельном динамическом переходе генератора

Величина $\delta_{откл. пр}$ легко может быть определена из энергетических соображений. Поскольку площадь возможного торможения и площадь ускорения в данном случае одинаковы, то, очевидно, их алгебраическая сумма будет равна нулю:

$$F_{acd'dba} + F_{d'd'fd'} = 0, \quad (2.24)$$

или

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл. пр}} (P_0 - P_{IIМ} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{откл. пр}}^{\delta_{кр}} (P_0 - P_{IIIМ} \sin \delta) d\delta = 0. \quad (2.25)$$

В результате интегрирования слагаемых уравнения (2.25) получаем

$$P_0(\delta_{откл. пр} - \delta_0) + P_{IIМ}(\cos \delta_{откл. пр} - \cos \delta_0) + P_0(\delta_{кр} - \delta_{откл. пр}) + P_{IIIМ}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{откл. пр}) = 0, \quad (2.26)$$

откуда

$$\cos \delta_{откл. пр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{IIIМ} \cos \delta_{кр} - P_{IIМ} \cos \delta_0}{P_{IIIМ} - P_{IIМ}}, \quad (2.27)$$

где углы δ_0 и $\delta_{кр}$ выражены в радианах. Величина критического угла определяется, в соответствии с рис. 2.10, по выражению

$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{IIIМ}}. \quad (2.28)$$

При практических расчётах обычно интересует не предельный угол отключения, а предельное время отключения, с тем чтобы предъявить требования к работе релейной защиты и автоматики.

С помощью правила площадей непосредственно определить время отключения невозможно. Для этого необходимо решить уравнение движения ротора.

Напомним, что уравнение движения ротора является нелинейным дифференциальным уравнением второго порядка. Аналитически уравнения такого вида не решаются. Поэтому приходится прибегать к различным методам численного интегрирования. Найти решение дифференциального уравнения – это значит найти функцию, обращающую уравнение в тождество. В данном случае это функция, отражающая изменение угла по времени, то есть зависимость $\delta = f(t)$.

Если будет известна такая функция, то по величине $\delta_{\text{откл.пр}}$ нетрудно будет определить предельное время отключения повреждённой цепи.

2.5. МЕТОД ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Метод последовательных интервалов разработан для практического анализа динамической устойчивости энергосистем [3]. Несмотря на большое количество других более общих методов численного решения дифференциальных уравнений метод последовательных интервалов используется часто, поскольку при удовлетворительной точности даёт наглядное представление о взаимосвязи между параметрами режима в динамических процессах. С помощью этого метода можно установить предельное время отключения элемента с коротким замыканием, учесть действие автоматических регуляторов возбуждения, изменение реакции статора во времени и другие явления. Как и другие численные методы, метод последовательных интервалов позволяет получать приближённые решения дифференциальных уравнений, в частности, приближённое решение уравнения движения ротора генератора

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta. \quad (2.29)$$

Рассмотрим решение этого уравнения при работе генератора одномашиной энергосистемы в режиме короткого замыкания на одной из цепей двухцепной электропередачи.

Задача нахождения функции $\delta = f(t)$ решается в конечных приращениях. Для этого время протекания процесса разбивается на ряд не-

больших интервалов времени Δt , и для каждого из этих интервалов последовательно вычисляются приращения угла $\Delta\delta$.

В момент короткого замыкания отдаваемая генератором мощность уменьшается скачком, и на валу возникает небаланс мощностей

$$\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{\text{ИМ}} \sin \delta_0, \quad (2.30)$$

под воздействием которого ротор получает начальное ускорение

$$\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j}. \quad (2.31)$$

Для достаточно малого интервала времени Δt можно допустить этот небаланс неизменным, а относительное движение ротора, соответственно, равномерно ускоренным. Тогда по формулам равноускоренного движения нетрудно вычислить приращение угла $\Delta\delta_{(1)}$ в течение первого интервала времени:

$$\Delta\delta_{(1)} = \alpha_{(0)} \frac{\Delta t^2}{2} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j} \frac{\Delta t^2}{2}. \quad (2.32)$$

Здесь угол, время и постоянная инерции выражены в радианах. В практических расчётах удобнее пользоваться выражением угла в электрических градусах, а время и постоянную инерции представлять в секундах. Для этого в выражении (2.32) необходимо учесть, что:

$$\Delta\delta_{(1)}[\text{рад}] = \frac{\omega_0[\text{рад}/\text{с}]}{360[\text{эл.гр.}]f_0[1/\text{с}]} \Delta\delta[\text{эл.гр.}];$$

$$t[\text{рад}] = \omega_0[\text{рад}/\text{с}]t[\text{с}]; \quad T_j[\text{рад}] = \omega_0[\text{рад}/\text{с}]T_j[\text{с}].$$

При учёте этих соотношений из (2.32) следует выражение

$$\frac{\omega_0}{360f_0} \Delta\delta_1 = \frac{\Delta P_{(0)}}{\omega_0 T_j} \frac{\omega_0^2 \Delta t^2}{2}, \quad (2.33)$$

которое после незначительных преобразований приводится к виду

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{360f_0 \Delta t^2}{T_j} \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (2.34)$$

или

$$\Delta\delta_{(1)} = K \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (2.35)$$

где

$$K = \frac{360f_0 \Delta t^2}{T_j}. \quad (2.36)$$

Угол в конце первого интервала определится как

$$\delta_{(1)} = \delta_0 + \Delta\delta_{(1)}, \quad (2.37)$$

а небаланс мощностей на валу составит величину

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{\text{ИМ}} \sin \delta_{(1)}. \quad (2.38)$$

Небаланс мощностей $\Delta P_{(1)}$ создаёт в начале второго интервала пропорциональное ему ускорение $\alpha_{(1)}$. При вычислении приращения угла $\Delta\delta_{(2)}$ в течение второго интервала времени необходимо учесть, что помимо действующего в этом интервале ускорения $\alpha_{(1)}$ прирост угла происходит и за счёт относительной скорости $v_{(1)}$, приобретённой ротором в течение первого интервала. Поэтому

$$\Delta\delta_{(2)} = v_{(1)}\Delta t + \alpha_{(1)} \frac{\Delta t^2}{2}. \quad (2.39)$$

Для получения более точных результатов расчета относительную скорость $v_{(1)}$ определяют не по начальному ускорению $\alpha_{(0)}$, а по среднему ускорению $\alpha_{\text{cp}(1)}$, действующему на первом интервале времени:

$$v_{(1)} = \alpha_{\text{cp}(1)} \cdot \Delta t = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t. \quad (2.40)$$

При таком усреднении из (2.39) и (2.40) следует:

$$\delta_{(2)} = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t^2 + \frac{\alpha_{(1)}}{2} \Delta t^2 = \alpha_{(0)} \frac{\Delta t^2}{2} + \alpha_{(1)} \Delta t^2, \quad (2.41)$$

или, с учётом (2.31-2.36),

$$\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + K\Delta P_{(1)}. \quad (2.42)$$

Угол в конце второго интервала составит величину

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta\delta_{(2)}, \quad (2.43)$$

а небаланс мощностей на валу определится как

$$\Delta P_{(2)} = P_0 - P_{\text{ИМ}} \sin \delta_{(2)}. \quad (2.44)$$

Дальнейший расчёт приращений угла на интервалах времени осуществляется по рекуррентной формуле

$$\Delta\delta_{(i+1)} = \Delta\delta_{(i)} + K\Delta P_{(i)}, \quad i \neq 0. \quad (2.45)$$

Эта расчётная формула видоизменяется только в интервалах времени, в которых происходят переходы на другие угловые характеристики вследствие переключений в электроэнергетической системе.

В частности, если в конце k -го интервала времени происходит отключение повреждённой цепи одномашинной энергосистемы, то небаланс мощностей скачком изменяется от некоторой величины $\Delta P'_{(k)}$ до

величины $\Delta P''_{(k)}$ возникающей в начальный момент послеаварийного режима (рис. 2.11).

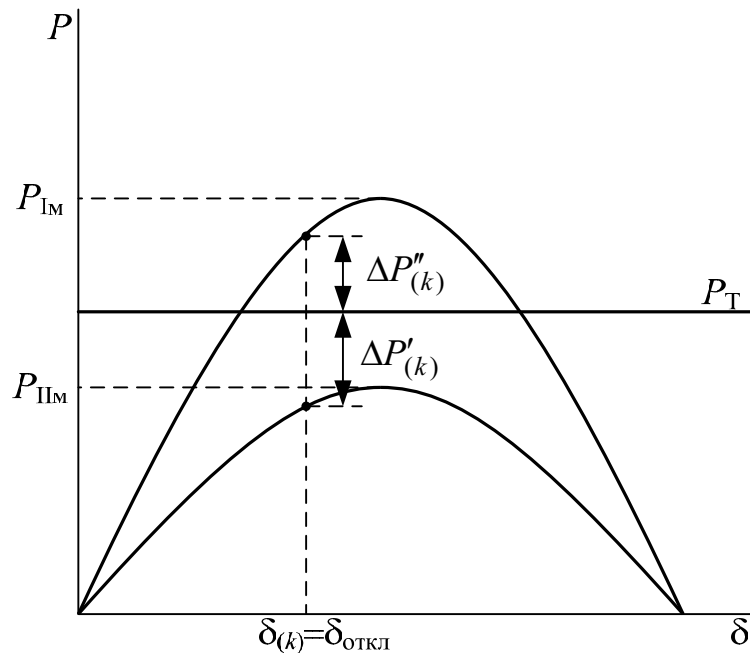


Рис. 2.11. Изменение небаланса мощностей на валу генератора при отключении поврежденной цепи

При вычислении приращения угла $\Delta\delta_{(k+1)}$ в $(k+1)$ -м интервале небаланс мощностей в его начале определяется как средняя величина из небалансов мощностей $\Delta P'_{(k)}$ и $\Delta P''_{(k)}$. Поэтому

$$\Delta\delta_{(k+1)} = \Delta\delta_{(k)} + K \frac{\Delta P'_{(k)} + \Delta P''_{(k)}}{2}, \quad (2.46)$$

где

$$\Delta P'_{(k)} = P_0 - P_{\text{МП}} \sin \delta_{(k)}; \quad (2.47)$$

$$\Delta P''_{(k)} = P_0 - P_{\text{МП}} \sin \delta_{(k)}. \quad (2.48)$$

В последующих интервалах расчёт проводится по формуле (2.44).

Метод последовательных интервалов используется обычно для оценочных расчётов либо в учебных целях. Величина интервала времени в этих случаях принимается, как правило, равной 0,03 – 0,05 с. При машинных эксплуатационных расчётах используются более точные и, соответственно, более сложные численные методы. Длина интервала времени (шага интегрирования) в этих расчётах часто принимается равной 0,01 с или 0,02 с.

Расчёт методом последовательных интервалов, как и другими численными методами, ведётся до тех пор, пока угол δ не начнёт уменьшаться или пока не выяснится, что его величина беспрестанно возрастает и, следовательно, генератор выпадает из синхронизма.

Метод последовательных интервалов можно применять совместно с правилом площадей для определения предельно допустимого времени отключения $t_{\text{откл. пр}}$ повреждённой цепи.

Для этого по правилу площадей определяют предельный угол отключения $\delta_{\text{откл. пр}}$ и с помощью метода последовательных интервалов вычисляют зависимость $\delta = f(t)$ (рис. 2.12). С помощью этой зависимости по координате $t_{\text{откл. пр}}$ определяют предельное время отключения повреждённой цепи.

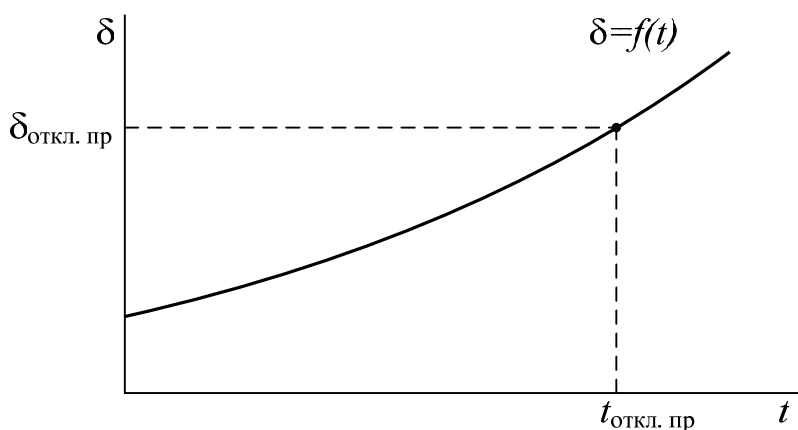


Рис. 2.12. Определение времени отключения поврежденной цепи

Следует отметить, что с использованием численных методов решения дифференциальных уравнений решаются многие задачи электроэнергетических систем, такие как определение пределов динамической устойчивости, анализ системных аварий, настройка средств противоаварийного управления и другие.

2.6. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ОДНОМАШИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ПОЛНОМ СБРОСЕ МОЩНОСТИ

Полный сброс активной мощности генератора одномашиной энергосистемы (рис. 2.13,а) соответствует полному его отключению от сети или трёхфазному короткому замыканию вблизи шин подключения.

В случае отключения от сети активная и реактивная мощности генератора скачком уменьшаются до нуля. При трёхфазном коротком замыкании в обмотках генератора Γ и трансформатора T_1 протекает большой ток, вызывающий в нем потери активной и реактивной мощностей. При большой установленной мощности генератора и трансформатора возникающие потери активной мощности невелики в силу малости активных сопротивлений, потери же реактивной мощности в несколько раз превышают номинальную мощность генератора. В то же время в сторону приёмной энергосистемы в этом случае активная и реактивная мощности не передаются, так как через точку трёхфазного КЗ сквозной ток не проходит. Поэтому, если не учитываются активные сопротивления элементов энергосистемы (рис. 2.13,б), то при трёхфазном КЗ будет наблюдаться полный сброс активной мощности, как и при отключении генератора от сети.

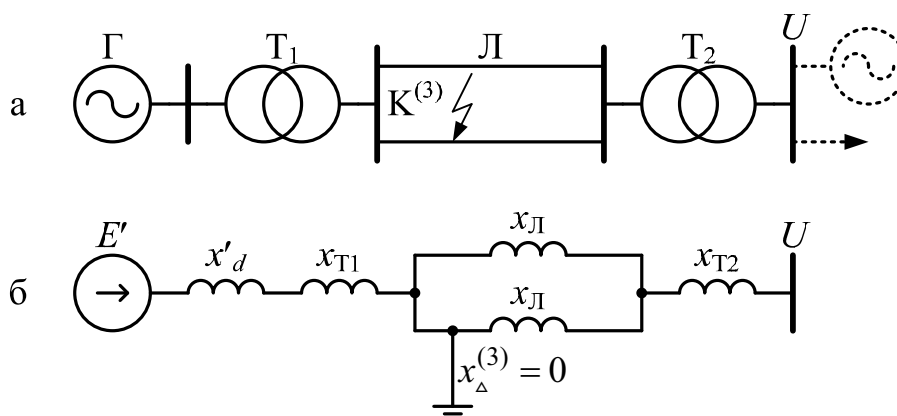


Рис. 2.13. Простейшая энергосистема (а) и схема замещения при трёхфазном КЗ (б)

Взаимное сопротивление x_{II} , соответствующее схеме замещения в режиме трёхфазного короткого замыкания (рис.2.13,б), определяется как

$$x_{II} = x'_d + x_{T1} + x_{Л}/2 + x_{T2} + \frac{(x'_d + x_{T1})(x_{Л}/2 + x_{T2})}{x_{\Delta}^{(3)}}, \quad (2.49)$$

Поскольку $x_{\Delta}^{(3)} = 0$, это сопротивление, как и при отключении генератора от сети, является бесконечным, а передаваемая от генератора мощность, соответственно, равняется нулю. Угловая характеристика $P_{II} = f(\delta)$ в этом случае представляет собой прямую линию, совпадающую с осью абсцисс (рис. 2.14).

В режиме короткого замыкания вся мощность турбины идёт на ускорение ротора генератора, и его уравнение движения в этом режиме имеет вид

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0. \quad (2.50)$$

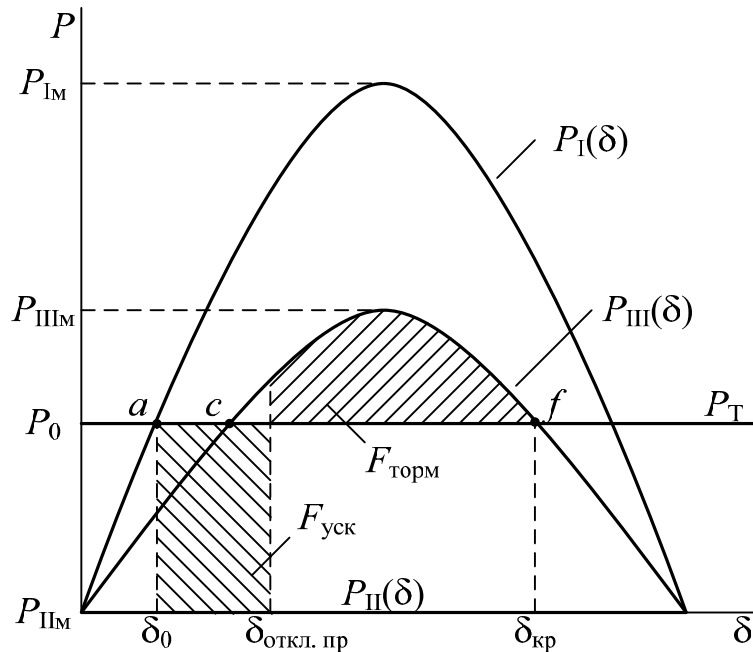


Рис. 2.14. Процессы при полном сбросе мощности нагрузки генератора

Соответственно, относительное движение ротора происходит при постоянном ускорении

$$\alpha = \frac{P_0}{T_j}, \quad (2.51)$$

а решение $\delta = f(t)$ уравнения (2.50) определяется выражением

$$\delta = \delta_0 + \alpha \frac{t^2}{2} = \delta_0 + \frac{P_0}{2T_j} t^2. \quad (2.52)$$

Последнее выражение позволяет определить предельное время отключения повреждённой цепи двухцепной линии электропередачи не прибегая к численному решению уравнения движения ротора генератора.

Время t , отвечающее произвольному значению угла δ , определяется из (2.52):

$$t = \sqrt{\frac{2T_j(\delta - \delta_0)}{P_0}}. \quad (2.53)$$

Приняв в (2.53) $\delta = \delta_{\text{откл.пр}}$, получим выражение для определения предельного времени отключения

$$t_{\text{откл.пр}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{откл.пр}} - \delta_0)}{P_0}}, \quad (2.54)$$

где T_j [рад], t [рад], δ [рад], P_0 [отн.ед].

В случае, когда T_j [с], t [с], δ [эл.гр], P [отн.ед], последнее соотношение имеет вид

$$t_{\text{откл.пр}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{откл.пр}} - \delta_0)}{360t_0P_0}}. \quad (2.55)$$

Предельный угол отключения $\delta_{\text{откл.пр}}$, используемый в (2.54, 2.55), определяется в соответствии с правилом площадей по формулам (2.30, 2.31).

2.7. ПРОВЕРКА УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ

Значительная часть коротких замыканий, появляющихся на линиях электропередачи, может исчезнуть, если отключить повреждённый участок от источников питания. Таковы, например, аварии, связанные с появлением дуги на линиях электропередачи. При отключении линии или фазы (при однофазном КЗ) дуга может погаснуть и линия или фаза могут быть снова введены в работу.

Автоматическое повторное включение (АПВ) может быть трёхфазным (ТАПВ), если при аварии на линии отключаются и вновь включаются три фазы линии или однофазным (ОАПВ), если отключается и включается только одна повреждённая фаза. АПВ считается успешным, если за время отключённого состояния линии (фазы) короткое замыкание ликвидируется, и после обратного включения может восстановиться нормальная работа. АПВ считается неуспешным, если обратное включение производится на сохранившееся короткое замыкание. Восстановление нормальной работы при успешных и неуспешных АПВ ограничивается возможным нарушением динамической устойчивости энергосистемы.

При ТАПВ на одноцепной линии (см. рис. 2.15,а) в режиме паузы АПВ генератор работает с нулевой мощностью (см. рис. 2.15,б), а по окончании паузы, при успешном АПВ, его мощность резко увеличивается в связи с переходом на угловую характеристику нормального режима. При выполнении критерия $K_{д.у} \geq 1$ генератор после нескольких

циклов качания продолжит нормальную работу. В случае неуспешного ТАПВ осуществится переход на аварийную характеристику $P_{II} = f(\delta)$.

При неуспешном АПВ линия отключается повторно на длительное время, и задача сохранения динамической устойчивости энергосистемы с одноцепной линией электропередачи теряет смысл.

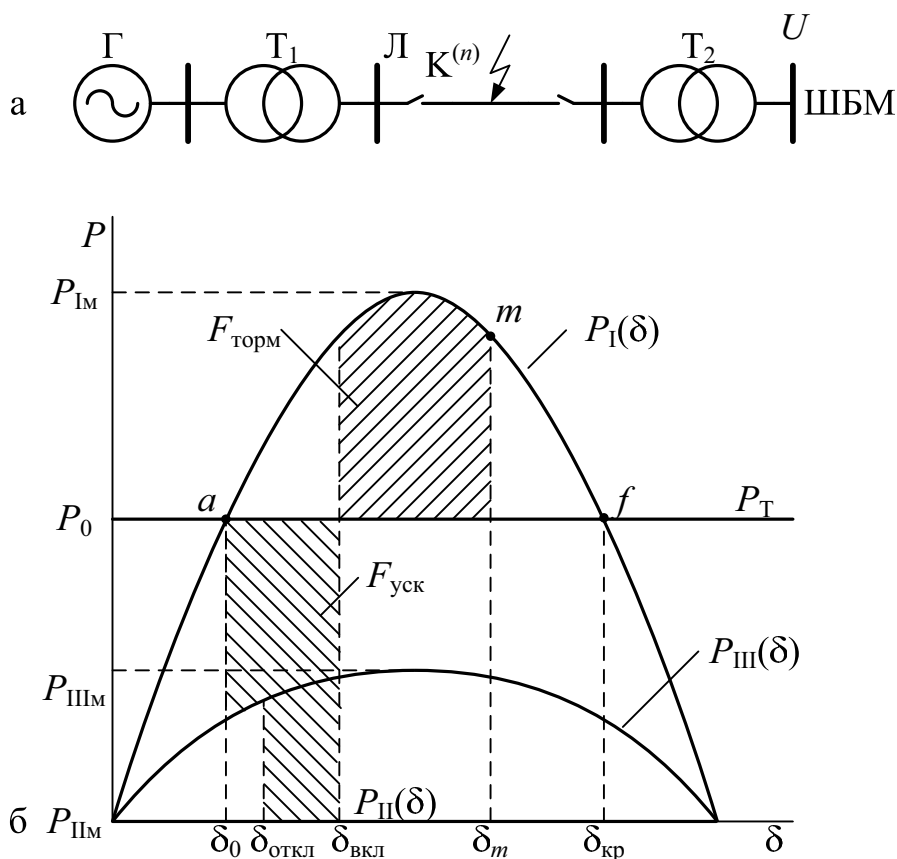


Рис. 2.15. Трёхфазное АПВ на одноцепной линии электропередач

В неполнофазном режиме при ОАПВ угловая характеристика мощности генератора проходит достаточно высоко, и торможение ротора может начаться уже в этом режиме (рис. 2.16).

В случае успешного ОАПВ происходит переход на характеристику нормального режима и при выполнении критерия $K_{д.у} \geq 1$ восстанавливается исходный установившийся режим. При неуспешном ОАПВ производится трёхфазное отключение линии и, если эта линия одноцепная, теряется электрическая связь между удалённой электрической станцией и приёмной энергосистемой (см. рис. 2.15, а).

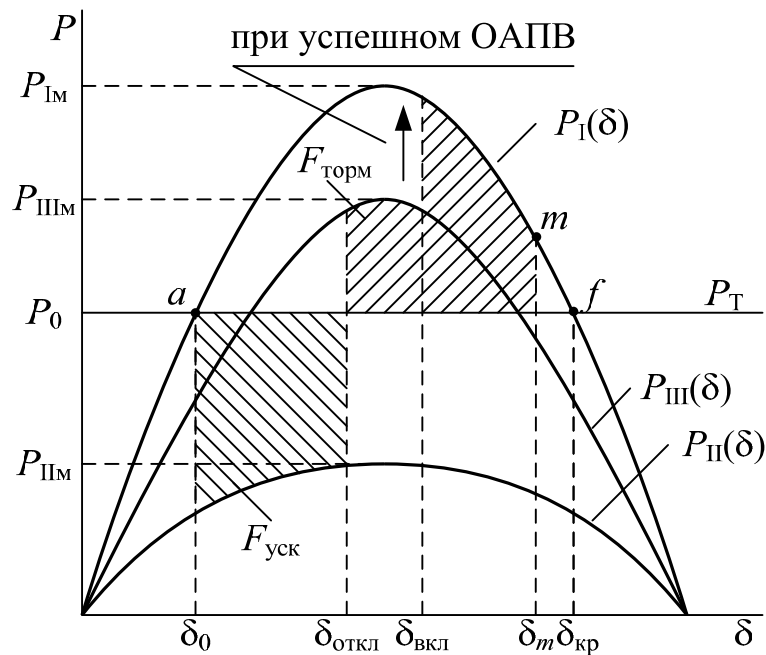


Рис. 2.16. Однофазное АПВ на одноцепной линии электропередачи

Длительность режима короткого замыкания $t_{кз}$ складывается из времени срабатывания релейной защиты $t_{рз}$ и времени работы выключателя при отключении $t_{ов}$:

$$t_{кз} = t_{рз} + t_{ов} \quad (2.56)$$

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше $t_{кз} = 0,08 - 0,20$ с. Длительность паузы АПВ $t_{апв} = 0,4 - 2,0$ с. Нижнее значение этого диапазона ограничено временем восстановления диэлектрических свойств воздушного промежутка, ионизированного электрической дугой при коротком замыкании. Это время составляет приблизительно 0,35 с.

При $t_{апв} = 0,4 - 0,8$ с автоматическое повторное включение считается быстрodeйствующим и обозначается как БАПВ.

Следует отметить, что при анализе электромеханических переходных процессов, протекающих в сложных электроэнергетических системах, рассматривается задача сохранения динамической устойчивости при успешных и неуспешных АПВ, а также при отсутствии АПВ. Целью анализа является определение дозировок управляющих воздействий, обеспечивающих сохранение динамической устойчивости энергосистем. Реализация этих управляющих воздействий в энергосистемах осуществляется средствами противоаварийного управления. Известно

большое количество таких средств [2]. Однако широкое практическое применение имеют лишь некоторые из них.

2.8. ПРОЦЕССЫ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРОВ

Отключение генераторов (ОГ) во время динамического перехода является наиболее распространённым средством сохранения динамической устойчивости простых и сложных электроэнергетических систем. Положительными сторонами ОГ являются высокая эффективность и простота исполнения, ОГ предотвращает существенные отрицательные последствия, что способствуют его широкому применению.

Отключение генераторов, как средство сохранения динамической устойчивости, приводит к длительным, до 10 часов, потерям генераторных мощностей, ограничениям потребителей и уменьшает надёжность работы оборудования тепловых электростанций.

На гидроэлектростанциях возврат отключённых генераторов производится достаточно быстро, однако и в этих случаях возможны кратковременные отключения потребителей. Во всех случаях потеря больших генераторных мощностей создаёт напряжённые режимы и увеличивает вероятность появления новых аварийных ситуаций в энергосистемах.

ОГ является универсальным средством, используемым для сохранения динамической устойчивости простых и сложных энергосистем при наличии и отсутствии АПВ линий электропередачи.

При ОГ резко уменьшается эквивалентная мощность турбин и увеличивается эквивалентное сопротивление генераторов электростанций. Уменьшение мощности турбин приводит к увеличению площади возможного торможения генераторов, а увеличение эквивалентного сопротивления способствует снижению этого эффекта за счёт уменьшения амплитуды угловой характеристики мощности.

На рис. 2.17, б показаны угловые характеристики мощности генераторов энергосистемы (рис. 2.17,а) для нормального, аварийного и послеаварийного режимов.

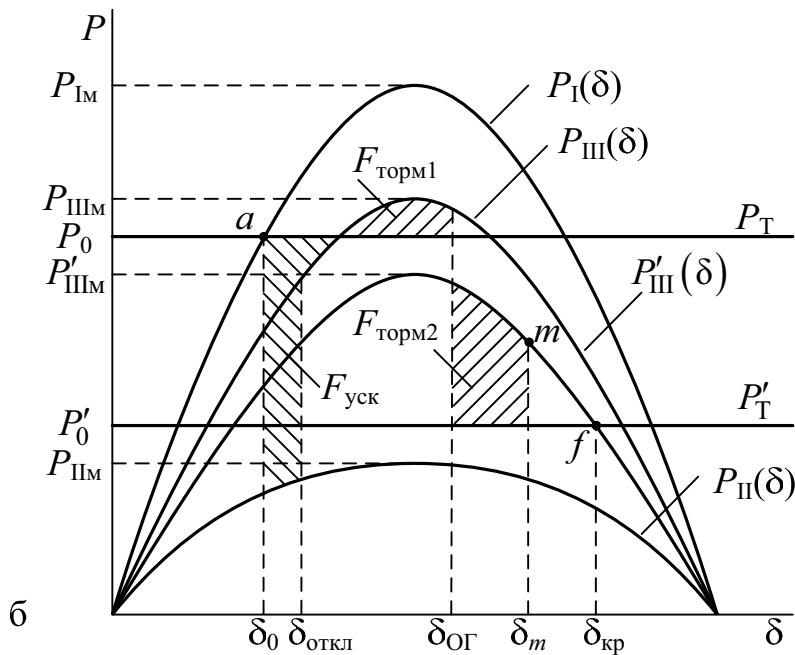
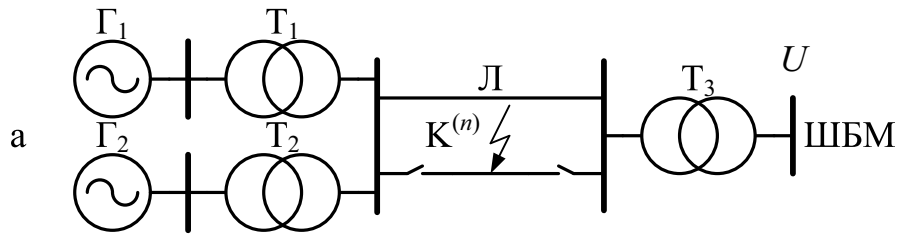


Рис. 2.17. Угловые характеристики при ОГ

Для послеаварийного режима, наступающего после отключения повреждённой цепи, приведены угловые характеристики, соответствующие полному и неполному (после ОГ) составам генераторов. Видно, что площадка возможного торможения в результате отключения части генераторов увеличилась, и динамическая устойчивость энергосистемы сохраняется. При отсутствии ОГ, как это можно оценить по рис. 2.17,б, $K_{д.у} < 1$ и, соответственно, устойчивость не сохраняется.

2.9. ПРОЦЕССЫ ПРИ ФОРСИРОВКЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин реагируют на изменение их напряжений и других параметров режима и тем самым оказывают влияние на протекание переходных процессов в энергосистемах. Однако в некоторых случаях этого влияния оказывается недостаточно и, в частности, для сохранения динамической устойчивости энергосистем используется дополнительное автоматическое воз-

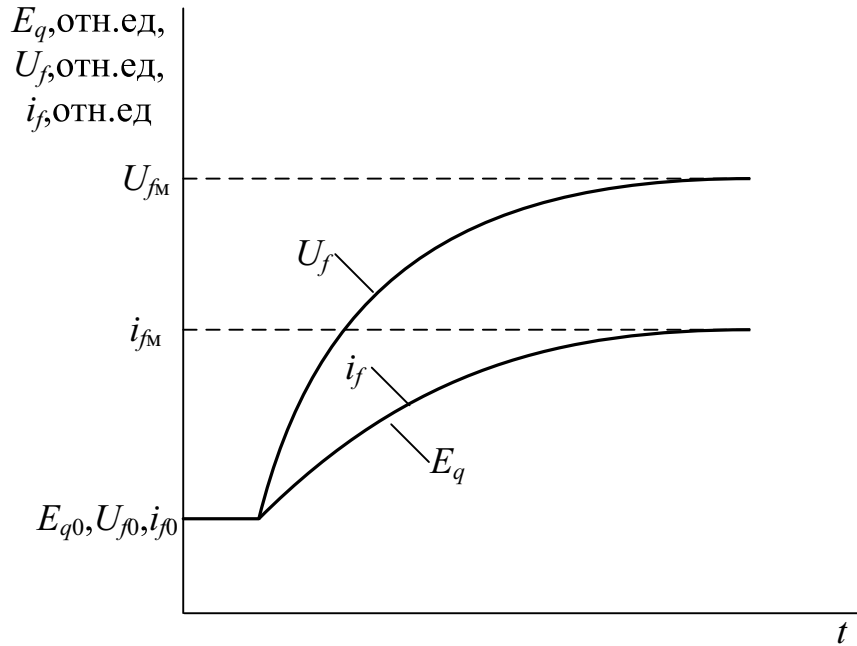


Рис. 2.19. Процессы в системе возбуждения синхронных машин при ФВ

Синхронная ЭДС E_q в этом режиме практически точно повторяет кривую тока возбуждения, то есть можно принять

$$E_q(t) [\text{отн.ед}] = i_f(t) [\text{отн.ед}]. \quad (2.58)$$

Таким образом, синхронная ЭДС E_q , как и ток возбуждения, не изменяется мгновенно как при ФВ, так и при РФВ.

Для сохранения или повышения динамической устойчивости энергосистемы важно максимально увеличить площадки ускорения синхронных генераторов. Поэтому сигнал на ФВ формируется и подаётся ещё в начальной стадии развития КЗ. Некоторое запаздывание действия ФВ обусловлено работой органов противоаварийной автоматики по распознаванию аварийной ситуации, формированию и прохождению управляющего сигнала.

Рассмотрим случай, когда при отсутствии ФВ динамическая устойчивость одномашинной системы не сохраняется. Как следует из рис. 2.20,а, площадка возможного торможения в этом случае меньше площадки ускорения.

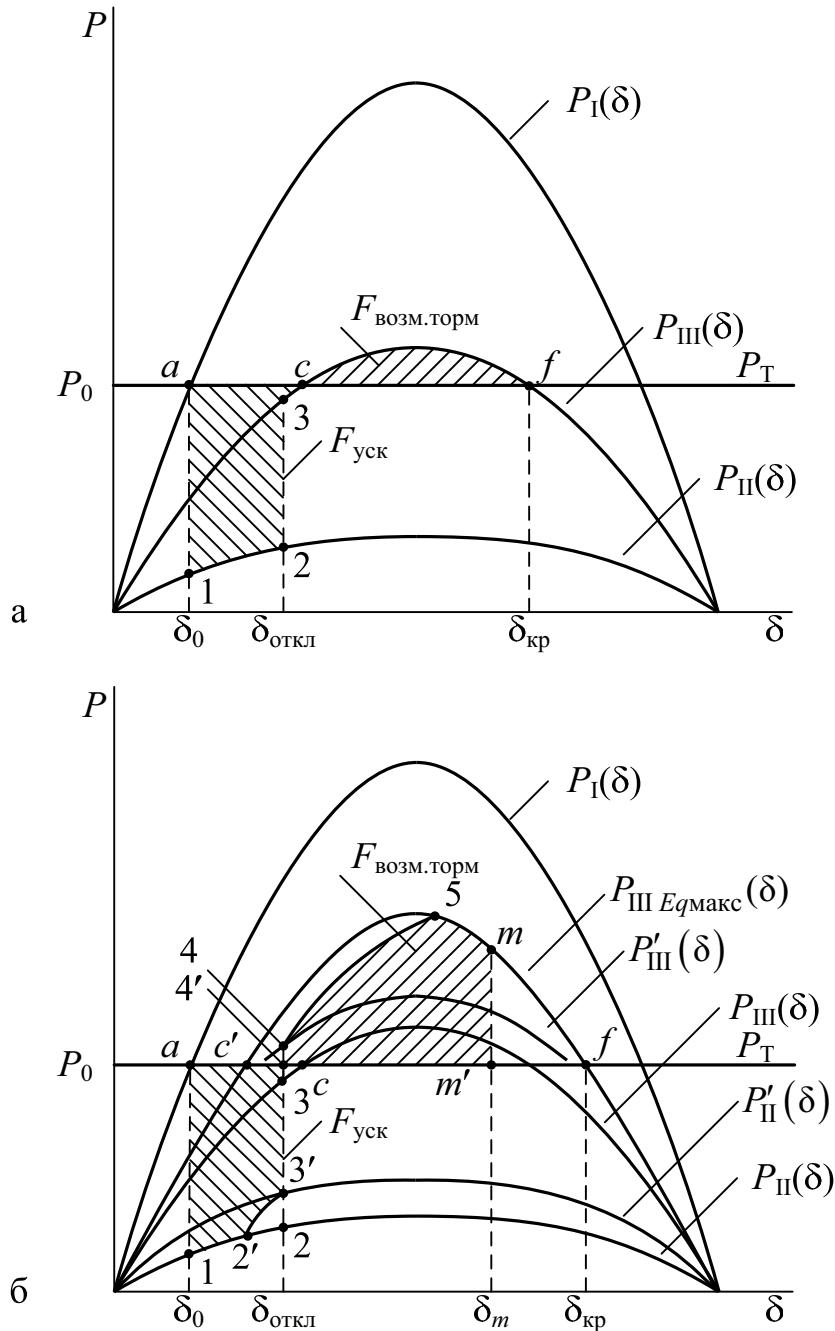


Рис. 2.20. Угловые характеристики мощности генератора при отсутствии (а) и при действии форсировки возбуждения (б)

При использовании ФВ ЭДС E_q начинает возрастать ещё в режиме КЗ (участок 2'-3' на рис. 2.20, б). Участок 2'-3' отражает запаздывание в подъёме E_q , При отключении повреждённой цепи электромагнитная мощность скачком изменяется от точки 3' до точки 4, расположенной на угловой характеристике $P'_{III}(\delta)$ с повышенным значением ЭДС E_q . При дальнейшем увеличении угла ЭДС E_q увеличивается, и изображающая

точка выходит на граничную кривую $P_{III E_{q\max}}(\delta)$, построенную при «потолочном» значении $E_{q\max}$ (участок 4-5). На участке 5-*m* мощность изменяется по граничной кривой. Угол при этом нарастает до тех пор, пока площадка торможения $F_{4'45mm'c4'}$ не сравняется с площадкой ускорения $F_{ac'4'33'2'1a}$.

Нетрудно заметить, что при ФВ уменьшилась площадка ускорения. В состав площадки ускорения не вошли два фрагмента: $F_{2'3'22'}$ и $F_{4'c34'}$

Любая СМ не может длительное время работать при максимальном токе возбуждения из-за возможного перегрева обмотки возбуждения. Поэтому необходимо снять форсировку, то есть осуществить расфорсировку возбуждения. РФВ можно выполнить через несколько десятков секунд, когда прекратятся синхронные качания роторов СМ. Обычно в таком виде РФВ выполняется на синхронных двигателях. В другом варианте РФВ выполняется сразу после ФВ и используется для уменьшения синхронных качаний роторов СМ. При этом сигнал на РФВ должен быть подан в самом начале обратного движения ротора СМ от δ_m в направлении к δ_{\min} (рис. 2.21,а). В этом случае заметно уменьшается площадка торможения при обратном ходе $F_{cmm'c}$ и появляется возможность сохранения устойчивости (рис. 2.21, а).

Если сигнал на РФВ подать при δ_{\min} (рис. 2.21,б), то вместо уменьшения размаха синхронных качаний вероятнее всего произойдет выпадение из синхронизма на втором цикле качаний ротора СМ.

В этом случае площадь торможения $F_{c'mm'cc'}$ и, соответственно, площадь ускорения $F_{6'c'6c'}$ при обратном ходе имеют наибольшие значения, что приводит к увеличенному уходу ротора в сторону минимальных углов (см. рис.2.21,б).

Совмещение начала РФВ с началом возрастания угла приведет к движению по траектории 6-*r*-7 и, соответственно, к увеличению площади ускорения на величину $F_{c'c'7r6c'}$ и уменьшению площади возможного торможения до исходной величины $F_{cf'm'c}$.

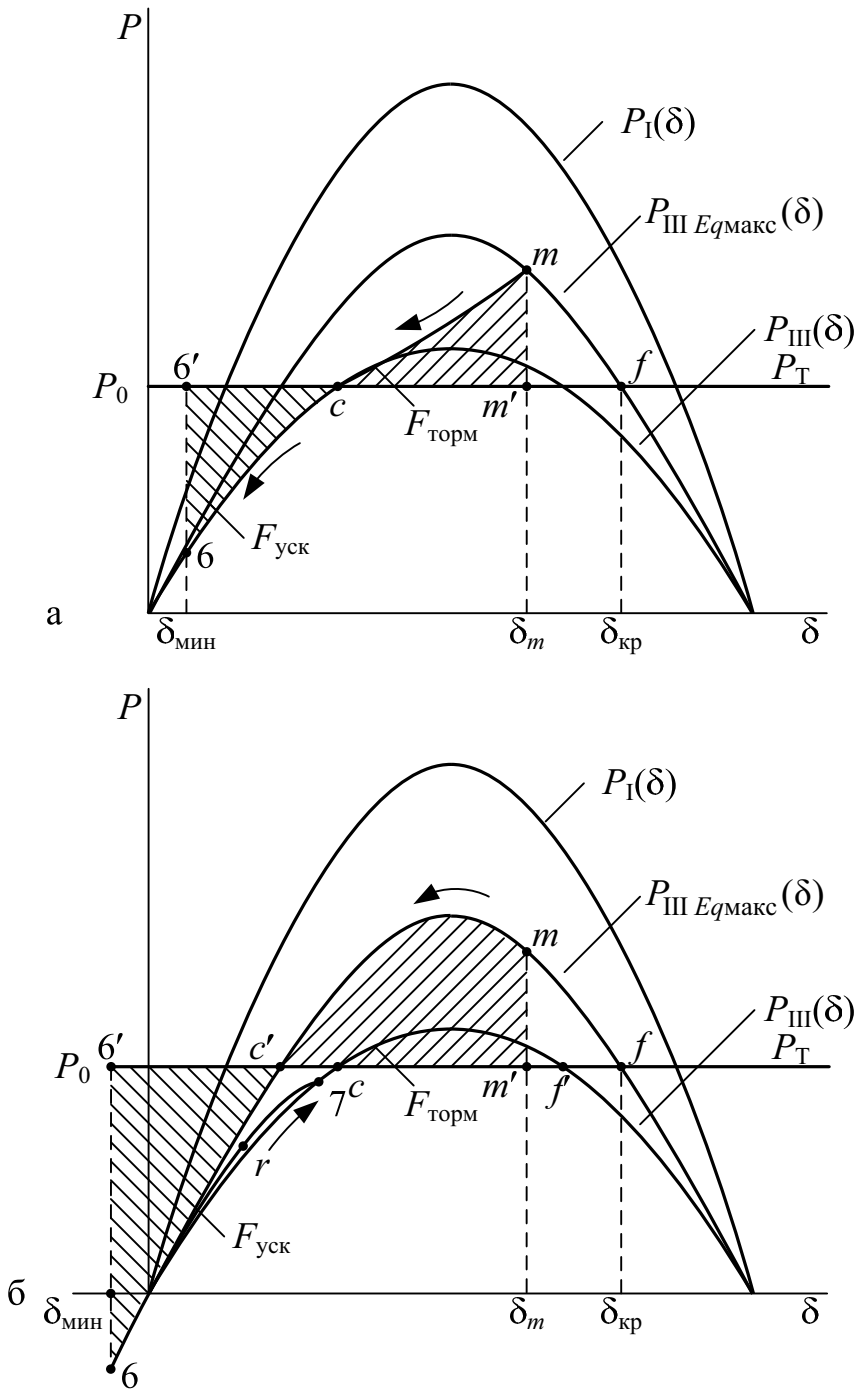


Рис. 2.21. Угловые характеристики мощности при расфорсировке возбуждения в начале (а) и в конце (б) обратного хода ротора генератора

При этом коэффициент запаса динамической устойчивости может меньше, чем в начале процесса, что приведет к нарушению динамической устойчивости на втором цикле качания.

2.10. УСЛОВИЯ УСПЕШНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА

Под *синхронизацией* понимается завершающая стадия пуска и подключения синхронной машины на параллельную работу с другими синхронными машинами в энергосистеме. Пуск и синхронизация могут производиться разными способами. Маломощные синхронные двигатели подключаются к электрической сети без дополнительных устройств и дополнительной подготовки, то есть для них осуществляется прямой пуск, завершающийся *самосинхронизацией* двигателя с электрической сетью. Для синхронных электродвигателей средней и большой мощности используется, как правило, асинхронный пуск, когда двигатель запускается без возбуждения, а в конечной стадии, когда подаётся напряжение возбуждения, осуществляется самосинхронизация двигателя с напряжением электрической сети. Такой же способ ввода в работу используется для некоторых газотурбинных генераторов небольшой мощности с той разницей, что в конечной стадии одновременно с напряжением возбуждения подаётся энергоноситель на лопатки турбины и машина переходит в генераторный режим.

Синхронные генераторы средней и большой мощности подключаются к электрической сети в возбуждённом состоянии в конечной стадии процесса пуска. При этом выполняется ряд условий с целью ограничения электродинамических воздействий на обмотки генераторов и обеспечения их динамической устойчивости после подключения к электрической сети. Этот способ называется *точной синхронизацией* генератора.

При точной синхронизации модуль напряжения U_G генератора к моменту его подключения к сети устанавливается приблизительно равным модулю напряжения U_C сети на шинах, к которым этот генератор подключается (рис. 2.22,а). В результате выполняется условие

$$U_G = U_C, \quad (2.59)$$

ограничивающее величину начального уравнивающего тока и, следовательно, уменьшающее интенсивность электродинамического воздействия на фазные обмотки генератора.

С этой же целью ограничивается угол $\Delta\delta = \delta_G - \delta_C$ между векторами напряжения U_G и U_C . В общем случае ограничение вводится как условие

$$\Delta\delta = \delta_G - \delta_C \leq 60^\circ \quad (2.60)$$

с тем, чтобы величина уравнивающего тока, обусловленного разностью углов напряжений генератора и сети, не оказалась выше тока трёхфазного короткого замыкания, на которую рассчитана механическая проч-

ность обмоток генератора. При значении угла $\Delta\delta = 60^\circ$ разность векторов $\Delta U = U_\Gamma - U_C$ по модулю будет равна напряжению U_Γ (рис. 2.22,б) и, соответственно, уравнивающий ток будет сопоставим с током трёхфазного КЗ.

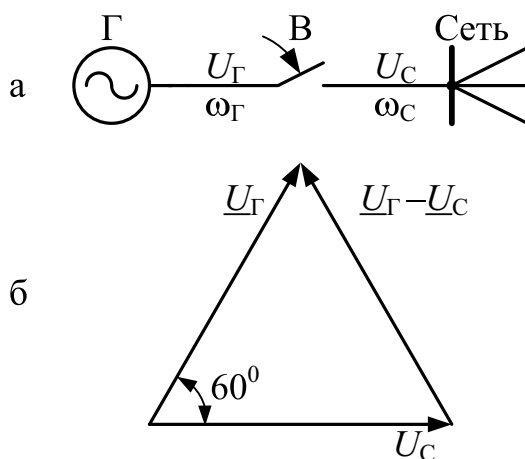


Рис. 2.22. К обоснованию ограничения $\Delta\delta = 60^\circ$ по углу при точной синхронизации

Если в момент включения векторы \underline{U}_Γ и \underline{U}_C окажутся в противофазе ($\Delta\delta = 180^\circ$), то величина уравнивающего тока может вдвое превысить величину тока трёхфазного КЗ.

Обеспечение динамической устойчивости генератора после его подключения к электрической сети осуществляется посредством выравнивания частоты ω_Γ вращения ротора генератора с частотой ω_C напряжения на шинах электрической сети. При включении выключателя В (см. рис. 2.22,а) с ненулевой относительной скоростью $v_{\text{вкл}} = \omega_\Gamma - \omega_C$ ротор генератора в момент включения будет иметь некоторую дополнительную, по отношению к основной, кинетическую энергию $K_{\text{вкл}}$ относительного движения:

$$K_{\text{вкл}} = \frac{T_j v_{\text{вкл}}^2}{2}, \quad (2.61)$$

которая, при большой её величине, не позволит генератору войти в синхронный режим. Для успешности перехода к синхронной работе необходимо, чтобы кинетическая энергия $K_{\text{вкл}}$ уже на первом цикле качаний ротора генератора полностью преобразовывалась в потенциальную энергию. Для этого требуются достаточные возможности для торможения (при $v_{\text{вкл}} > 0$) или ускорения (при $v_{\text{вкл}} < 0$) ротора генератора. Эти возможности удобно характеризовать с помощью площадок возможного

торможения или ускорения. Для случая, когда $v_{\text{вкл}} > 0$, площадка возможного торможения показана на рис. 2.23.

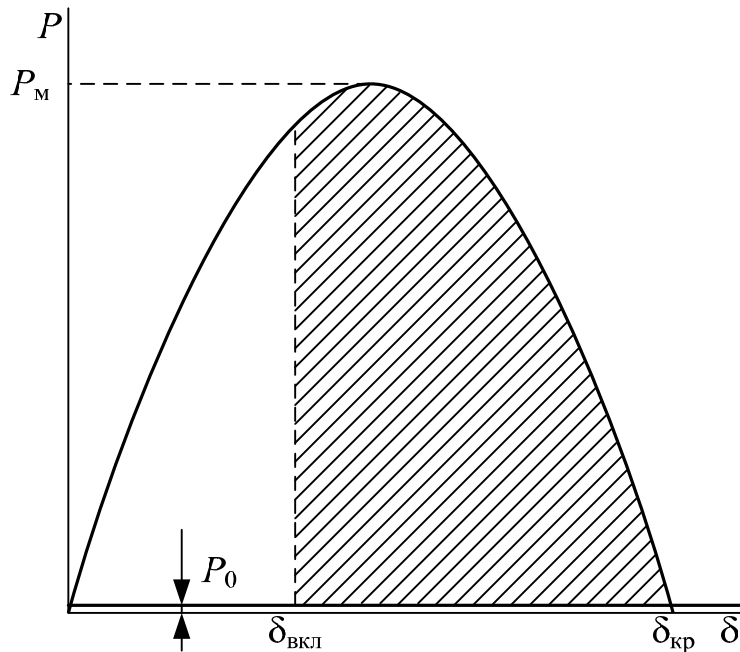


Рис. 2.23. Площадка возможного торможения при синхронизации генератора с сетью

Мощность турбины перед включением генераторного выключателя составляет несколько процентов от номинальной мощности генератора и поэтому можно принять $P_0 = P_T = 0$. С учётом этого допущения площадь возможного торможения $F_{\text{возм.торм}}$ определится как

$$F_{\text{возм.торм}} = \int_{\delta_{\text{вкл}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_M \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{\text{вкл}}}^{180^\circ} (P_M \sin \delta) d\delta = P_M (1 + \cos \delta_{\text{вкл}}),$$

где $\delta_{\text{вкл}}$ – угол между вектором синхронной ЭДС и вектором напряжения электрической сети в момент включения выключателя генератора.

В предельном случае, когда дополнительная кинетическая энергия точно соответствует площадке возможного торможения, относительная скорость ротора при включении генератора является предельно допустимой. Эта энергия $K_{\text{вкл.пр}}$ и, соответственно, предельная относительная скорость $v_{\text{вкл.пр}}$ при заданном значении угла $\delta_{\text{вкл}}$ определяются из равенств:

$$K_{\text{вкл.пр}} = F_{\text{возм.торм}}; \quad (2.62)$$

$$\frac{T_j v_{\text{вкл.пр}}^2}{2} = P_M (1 + \cos \delta_{\text{вкл}}). \quad (2.63)$$

Из последнего равенства следует, что

$$v_{\text{вкл.пр}} = \sqrt{\frac{2}{T_j} (1 + \cos \delta_{\text{вкл}})}, \quad (2.64)$$

а условие обеспечения динамической устойчивости синхронного генератора при подключении его к электрической сети может быть представлено как

$$v_{\text{вкл}} \leq v_{\text{вкл.пр}}. \quad (2.65)$$

Как видно из рисунка 2.23 и следует из условия (2.65), при увеличении угла $\delta_{\text{вкл}}$ предельная относительная скорость $v_{\text{вкл.пр}}$ уменьшается и при включении генератора в противофазе, когда $\delta_{\text{вкл}} = 180^\circ$, эта скорость становится нулевой.

2.11. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ

В энергосистемах с дефицитом генераторной мощности $P_{\text{деф}}$ (рис. 2.24,а) динамическая устойчивость нарушается, как правило, только вследствие тяжёлых или затянувшихся КЗ. Процесс нарушения синхронизма приёмной энергосистемы может протекать различным образом в зависимости от места и тяжести возмущения. Наибольшую опасность для генераторов приёмной энергосистемы представляют КЗ вблизи шин передающей системы (точка $K^{(n)}$ на рис. 2.24,а), поскольку при этом, с одной стороны, происходит сброс передаваемой по линии электрической мощности и, с другой стороны, в силу удалённости КЗ нагрузка приёмной энергосистемы снижается незначительно (т.е. собственная мощность $P_{11(KЗ)}$ при КЗ примерно равна своему значению P_{11} в исходном режиме). В результате возникающего дефицита генераторной мощности угол между осями роторов генераторов приёмной и передающей энергосистем увеличивается (рис. 2.24,б) и происходит нарушение синхронизма с торможением роторов генераторов и двигателей приёмной системы [9].

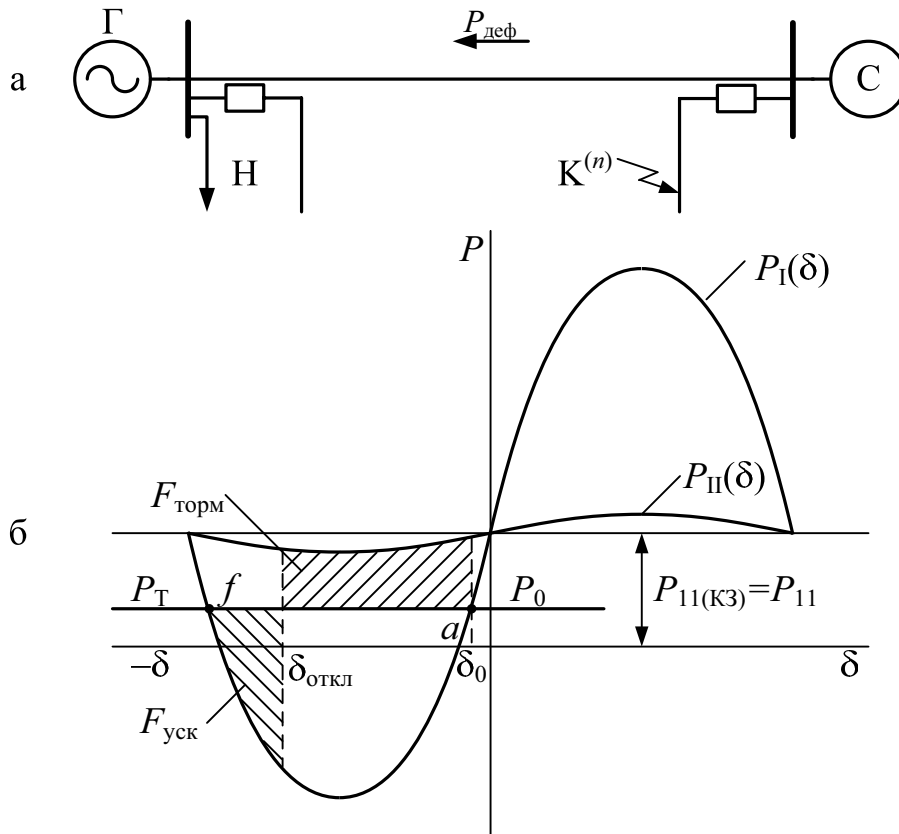


Рис. 2.24. Площадки торможения–ускорения при КЗ вблизи передающей энергосистемы

При КЗ вблизи приёмной энергосистемы (рис. 2.25,а) процесс может протекать по разному: генераторы в приёмной системе могут замедляться (рис. 2.25, б) или ускоряться (рис. 2.25,в) вследствие того, что из-за снижения напряжения потребляемая нагрузкой мощность падает. Соответственно собственная мощность $P_{11(KЗ)}$ становится меньше, чем мощность P_{11} в исходном режиме.

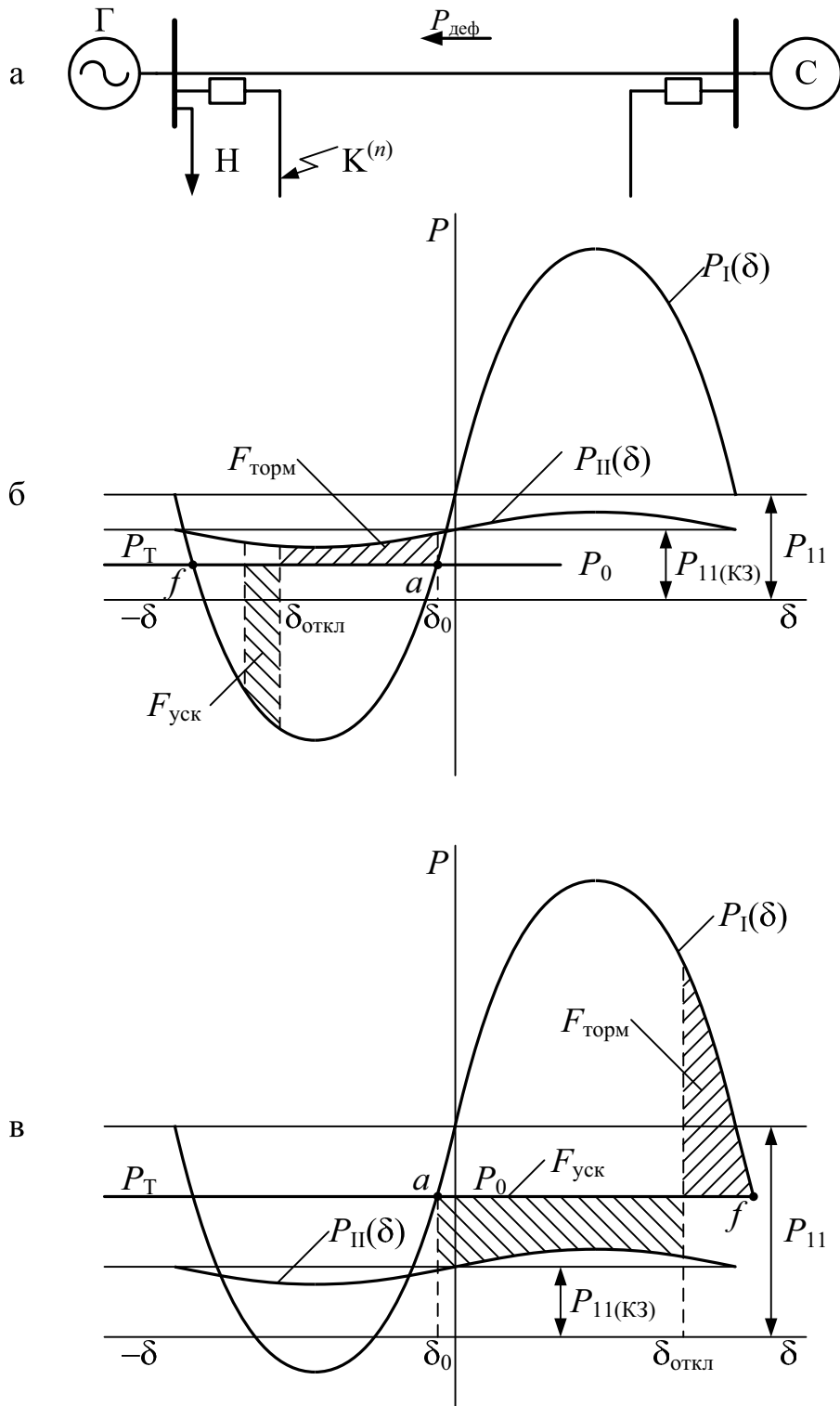


Рис. 2.25. Площадки торможения–ускорения при КЗ вблизи приемной энергосистемы (а), с замедлением (б) и ускорением (в) роторов генераторов

Короткие замыкания могут также являться причиной выпадения из синхронизма синхронных компенсаторов (СК), которые часто уста-

навливаются в приёмной системе (рис. 2.26,а). СК не имеют первичного двигателя ($P_T = 0$), и если собственная мощность СК P_{11} достаточно велика (за счёт нагрузки) и при КЗ не уменьшается, СК может выпасть из синхронизма. Причём из-за отсутствия первичного двигателя торможение СК может быть очень глубоким (наблюдались случаи торможения СК до 30 – 35 Гц).

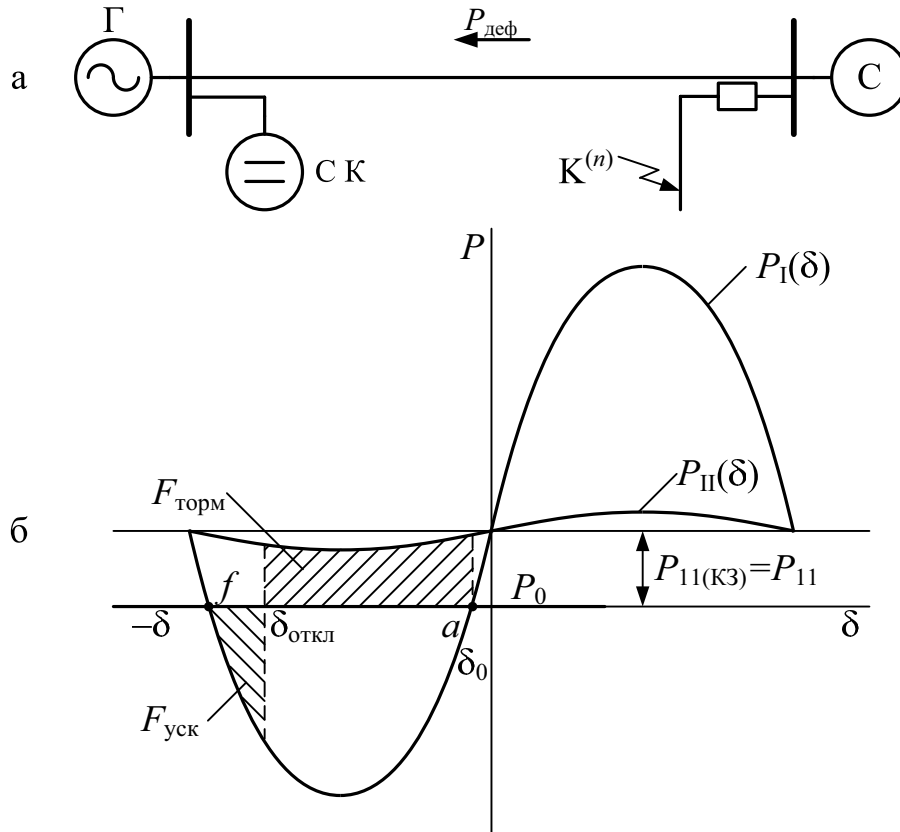


Рис. 2.26. Выпадение из синхронизма СК в приемной энергосистеме

Наиболее эффективным средством обеспечения синхронной динамической устойчивости генераторов систем с дефицитом мощности является быстрое отключение КЗ, особенно тяжёлых. Обычно синхронная динамическая устойчивость в таких энергосистемах сохраняется, если время отключения КЗ не превышает 0,2 – 0,3 с. Однако в отдельных случаях, особенно если в составе нагрузки есть большое количество сильно загруженных двигателей, требуются дополнительные мероприятия и при такой длительности КЗ.

2.12. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ДВУХМАШИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Двухмашинная энергосистема представляет собой более сложную, чем одномашинная, модель энергосистемы, в которой два эквивалентных генератора соизмеримой мощности работают на общую электрическую нагрузку (рис. 2.27). Постоянные инерции T_{j1} и T_{j2} также соизмеримы между собой, и поэтому ротор каждого из генераторов в динамическом переходе совершает некоторое дополнительное (относительное) движение по отношению к основному вращательному движению в нормальном установившемся режиме.

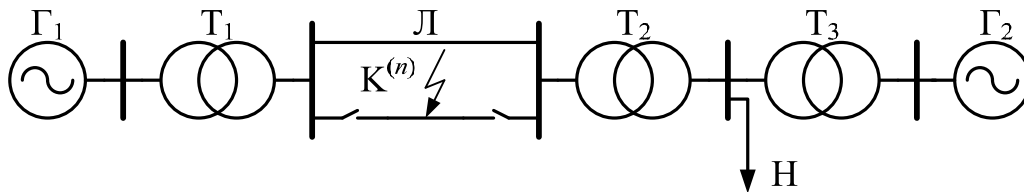


Рис. 2.27. Схема двухмашинной энергосистемы

Дополнительное движение описывается через изменения во времени абсолютных углов δ_1 , δ_2 , отсчитываемых от синхронно вращающейся оси, и относительного угла $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ между поперечными осями роторов. Скорости и ускорения также являются абсолютными (v_1 , v_2 , a_1 , a_2) или относительными (v_{12} , a_{12}) в соответствии с углами, изменения которых они характеризуют.

Дополнительное движение описывается с помощью уравнений движения роторов генераторов, отражающих изменения абсолютных углов:

$$T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = T_{j1} a_1 = \Delta P_1; \quad (2.66)$$

$$T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = T_{j2} a_2 = \Delta P_2. \quad (2.67)$$

Из этих уравнений следует, что угловые ускорения a_1 , a_2 прямо пропорциональны небалансам мощностей ΔP_1 , ΔP_2 , образующимся в динамическом переходе на валу каждого из генераторов;

$$a_1 = \frac{\Delta P_1}{T_{j1}}; \quad (2.68)$$

$$a_2 = \frac{\Delta P_2}{T_{j2}}, \quad (2.69)$$

где

$$\Delta P_1 = P_{01} - [E_1'^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1' E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})]; \quad (2.70)$$

$$\Delta P_2 = P_{02} - [E_2'^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1' E_2' y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12})]. \quad (2.71)$$

В последних выражениях проводимости y_{11} , y_{22} , y_{12} и дополняющие углы α_{11} , α_{22} , α_{12} подсчитываются для каждого из рассматриваемых режимов.

Рассмотрим электромеханические процессы, протекающие при коротком замыкании и последующем отключении одной из цепей линии электропередачи двухмашинной энергосистемы (см. рис. 2.27). Угловые характеристики нормального, аварийного и послеаварийного режимов этой системы представлены на рис. 2.28.

Нормальный установившийся режим на этом рисунке характеризуется точками $a (P_{10}, \delta_{120})$ и $b (P_{20}, \delta_{120})$.

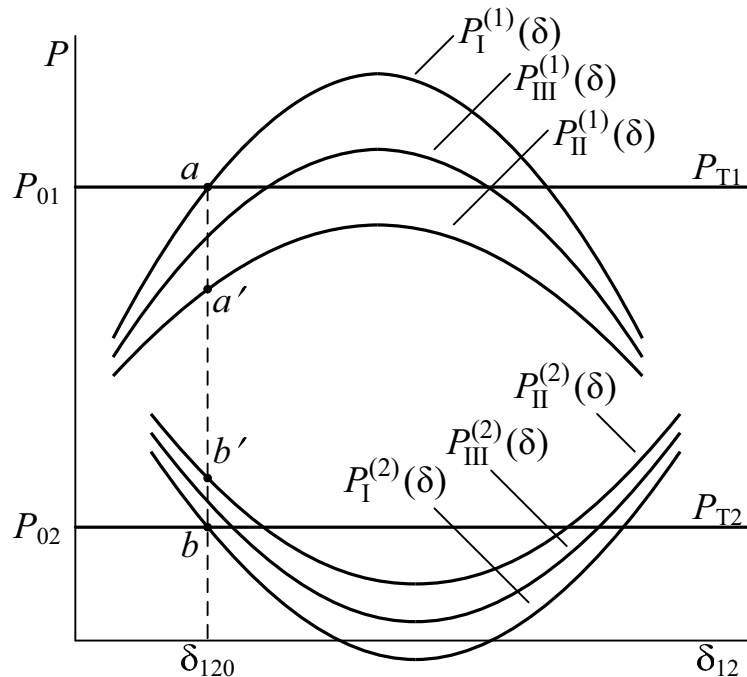


Рис. 2.28. Угловые характеристики генераторов для нормального, аварийного и послеаварийного режимов энергосистемы

При коротком замыкании происходит резкий переход активной мощности генераторов в точки a' , b' , расположенные на характеристиках аварийного режима. При этом в общем случае на валах генераторов образуются различные по знаку небалансы мощностей и, соответствен-

но, появляются разные по знаку абсолютные ускорения (рис. 2.29). Под действием этих ускорений абсолютный угол одного из генераторов (в данном случае угол δ_1) начинает возрастать, а угол другого генератора начинает уменьшаться. Относительный угол δ_{12} при этом увеличивается.

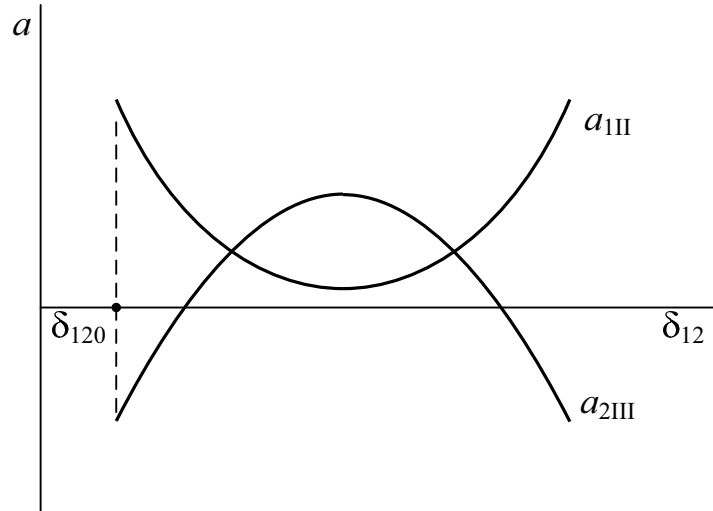


Рис. 2.29. Изменение абсолютных ускорений роторов генераторов при коротком замыкании

Для анализа динамической устойчивости энергосистемы удобнее использовать не абсолютные, а относительное ускорение $a_{12II} = a_{1II} - a_{2II}$, зависимость которого от угла $a_{12II}(\delta_{12})$ показана на рис. 2.30.

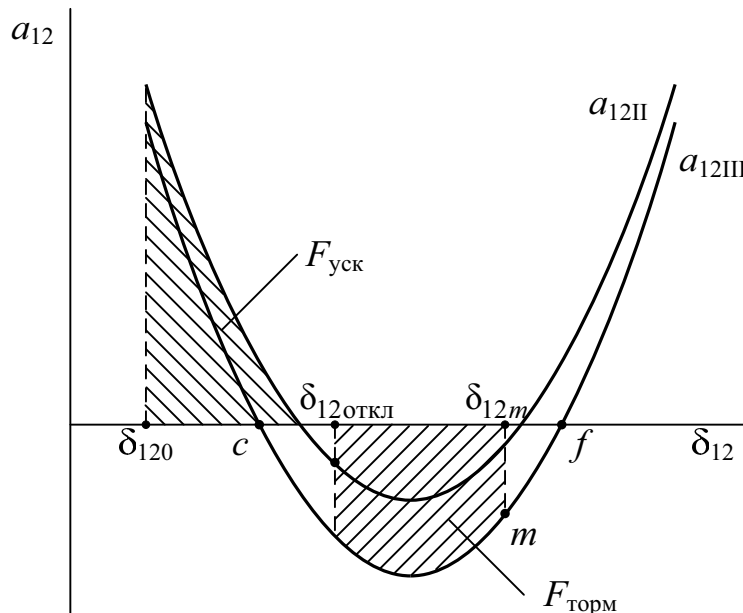


Рис. 2.30. Относительное ускорение роторов при коротком замыкании и в послеаварийном режиме

На этом же рисунке приведена зависимость $a_{12\text{III}}(\delta_{12})$ для послеаварийного режима. Переход с характеристики $a_{12\text{II}}(\delta_{12})$ на характеристику $a_{12\text{III}}(\delta_{12})$ происходит при значении угла $\delta_{12} = \delta_{12\text{откл}}$ в момент отключения повреждённой цепи.

При анализе динамической устойчивости двухмашинной энергосистемы можно эффективно использовать правило площадей. Для этого условно следует считать, что при $a_{12} > 0$ происходит ускорение в системе, при $a_{12} < 0$ происходит торможение, а соответствующие этим ускорениям площадки на плоскости (a_{12}, δ_{12}) являются площадками ускорения и торможения (см. рис. 2.30).

Как и для одномашинной энергосистемы здесь правило площадей означает, что площадка торможения равна площадке ускорения. Для доказательства этого равенства выразим относительное ускорение через производную относительной скорости и умножим числитель и знаменатель этой производной на дифференциал относительного угла:

$$a_{12} = \frac{dv_{12}}{dt} = \frac{dv_{12}}{dt} \frac{d\delta_{12}}{d\delta_{12}} = v_{12} \frac{dv_{12}}{d\delta_{12}}. \quad (2.72)$$

Разделив в (2.72) переменные, получим равенство

$$a_{12}d\delta_{12} = v_{12}dv_{12}, \quad (2.73)$$

которое в результате интегрирования приводит к выражению:

$$\int_{\delta_{120}}^{\delta_{12}} a_{12}d\delta_{12} = \int_{v_{120}}^{v_{12}} v_{12}dv_{12} = \frac{v_{12}^2}{2} \Big|_{v_{120}}^{v_{12}} = \frac{v_{12}^2}{2} - \frac{v_{120}^2}{2}. \quad (2.74)$$

Поскольку начальная относительная скорость $v_{120} = 0$, то из (2.74) следует, что

$$\int_{\delta_{120}}^{\delta_{12}} a_{12}d\delta_{12} = \frac{v_{12}^2}{2}. \quad (2.75)$$

Левая часть этого выражения представляет собой площадь, ограниченную кривой a_{12} , которая при увеличении угла δ_{12} нарастает пропорционально квадрату относительной скорости. До точки c относительное ускорение положительно, относительная скорость увеличивается и в точке c достигает максимального значения. За этой точкой относительное ускорение отрицательно и относительная скорость начинает уменьшаться.

Таким образом, максимальное значение относительного угла достигается при равенстве площадок торможения и ускорения. При определении коэффициента запаса динамической устойчивости

$$K_{д.у} = \frac{F_{\text{возм.торм}}}{F_{\text{уск}}} \quad (2.76)$$

вычисляется площадь возможного торможения $F_{\text{возм.торм}}$, заключённая между углами $\delta_{12\text{откл}}$ и $\delta_{12\text{кр}}$ (см. рис. 2.30).

Критерием динамической устойчивости двухмашинной энергосистемы является неравенство

$$K_{д.у} \geq 1. \quad (2.77)$$

Следует отметить, что в некоторых аварийных ситуациях роторы обоих генераторов могут ускоряться. В частности, при трёхфазном КЗ в узле подключения нагрузки (см. рис. 2.27) произойдёт полный сброс активной мощности обоих генераторов, в результате которого их роторы будут ускоряться. Поскольку эти ускорения различны по величине, относительный угол будет возрастать, что может привести к выпадению генераторов из синхронизма. При одинаковых ускорениях синхронная работа генераторов сохранится, однако на некоторое время изменится частота в системе.

ГЛАВА 3

СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ

Нагрузка относится к группе силовых элементов электроэнергетической системы. Ее технологические характеристики оказывают непосредственное влияние на режимы энергосистем, в том числе и на устойчивость параллельной работы генераторов электростанций. Однако, поскольку нагрузку в значительной мере составляют синхронные и асинхронные электродвигатели, вопрос об устойчивости параллельной работы касается и самой нагрузки.

Относительно синхронных электродвигателей потеря устойчивости означает нарушение их синхронной работы (выпадение из синхронизма) в виде перехода в асинхронный режим. Для асинхронных электродвигателей следствием потери устойчивости является их останов. Для статических элементов нагрузки, таких как осветительные элементы, батареи статических конденсаторов, шунтирующие реакторы и т.п., вопрос об устойчивости параллельной работы рассматривается лишь в смысле их влияние на устойчивость электродвигателей и энергосистемы в целом.

При анализе статической устойчивости электродвигателей и генераторов важно правильно выбрать математические модели нагрузки. Как правило, в практических расчётах статической устойчивости работы электрических машин нагрузку учитывают в виде статистических характеристик активной и реактивной мощностей по напряжению и частоте.

3.1. СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

В соответствии с общим определением понятия *статическая характеристика элемента* (см. подраздел 2 введения) под статическими характеристиками нагрузки понимают зависимости ее активной и реактивной мощностей по напряжению и частоте, получаемые при настолько медленном изменении этих параметров, что можно не учитывать влияние факторов времени.

В некоторых случаях рассматривают зависимость активной или реактивной мощности нагрузки совместно по напряжению и частоте, однако, как правило, каждая статическая характеристика нагрузки рассматривается как функция одной переменной, то есть:

$$P_{HU} = \varphi_P(U); \quad Q_{HU} = \varphi_Q(U) \quad \text{при } f = \text{const}, \quad (3.1)$$

$$P_{Hf} = \varphi_P(f); Q_{Hf} = \varphi_Q(f) \text{ при } U = \text{const}. \quad (3.2)$$

Различают статические характеристики отдельных элементов и комплексной нагрузки в целом. При этом под комплексной понимают сложную нагрузку, состоящую из множества элементов и имеющую один узел подключения к питающей электрической сети.

Рассмотрим статические характеристики некоторых наиболее распространенных элементов и комплексной нагрузки.

3.1.1. Осветительная нагрузка

Активная мощность, потребляемая осветительной установкой, содержащей лампы накаливания, не зависит от частоты и приблизительно пропорциональна напряжению в степени 1,6 (рис. 3.1):

$$P_{ЛНУ} = kU^{1,6}, \quad (3.3)$$

где k – коэффициент пропорциональности.

Реактивную мощность такая нагрузка не потребляет.

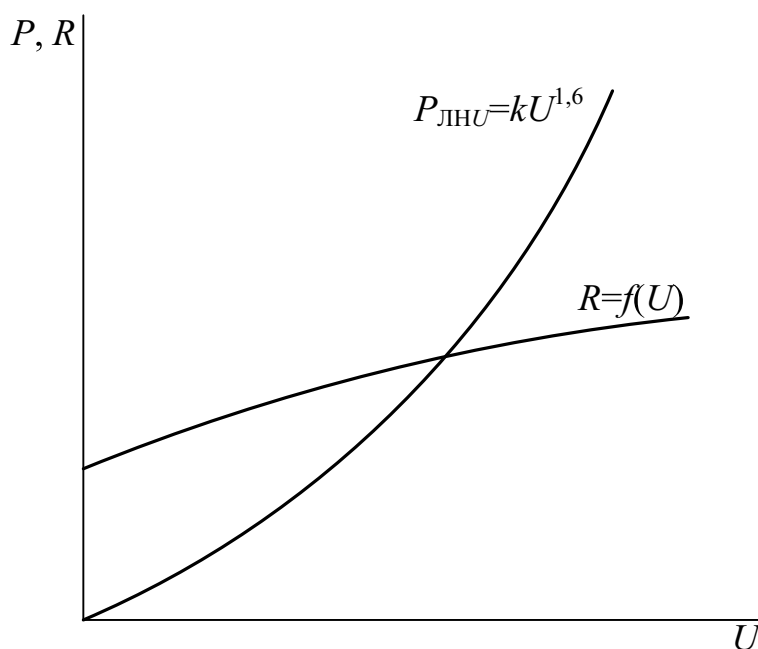


Рис. 3.1. Характеристики осветительной установки

Активная мощность ламп накаливания не подчиняется квадратичной зависимости от напряжения по той причине, что сопротивление лампы увеличивается с ростом напряжения. При сопротивлении $R = \text{const}$ характеристика будет квадратичной. Приблизительно такую характеристику имеют нагревательные приборы инфракрасного излуче-

ния, у которых диапазон температурных изменений сопротивления значительно меньше, чем у лампы накаливания.

Активная мощность осветительных люминесцентных ламп от величины напряжения в пределах рабочего диапазона практически не зависит. Однако есть заметная зависимость от частоты. При изменении частоты на 1 % активная мощность люминесцентных ламп изменяется в том же направлении на 0,5 – 0,8 %.

3.1.2. Реактор и батарея статических конденсаторов

Активная мощность реакторов и батарей статических конденсаторов определяется потерями и ее, как правило, не учитывают.

Статические характеристики реактивной мощности реактора Q_{PU} и батареи статических конденсаторов $Q_{КБУ}$ определяются квадратичными зависимостями (рис. 3.2) по формулам:

$$Q_{PU} = U^2 / x_p, x_p > 0, \quad (3.4)$$

$$Q_{КБУ} = U^2 / x_{КБ}, x_{КБ} < 0, \quad (3.5)$$

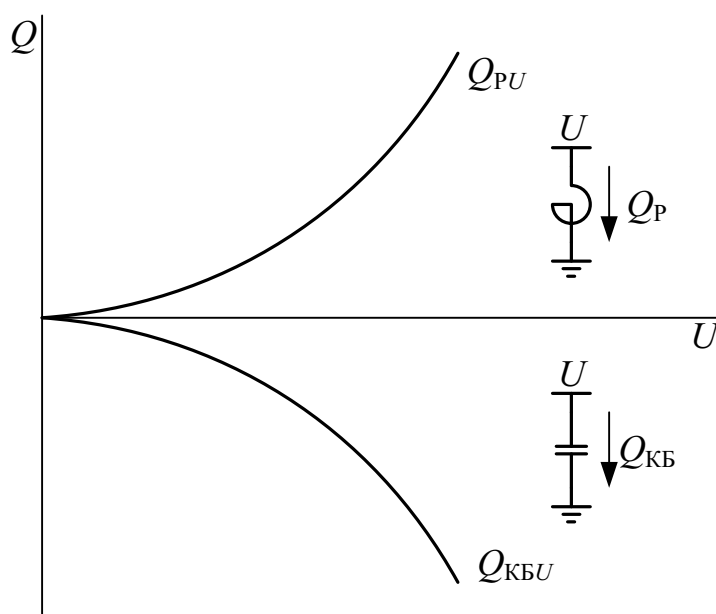


Рис. 3.2. Статические характеристики реактивной мощности реактора Q_{PU} и батареи статических конденсаторов $Q_{КБУ}$

При заданном направлении мощности от узла к элементу $Q_p > 0$, $Q_{КБ} < 0$.

Статические характеристики реактивной мощности реактора и конденсаторной батареи по частоте вычисляются по выражениям:

$$Q_{Pf} = U^2 / 2\pi fL_p \pm \text{ при } U = \text{const}; \quad (3.6)$$

$$Q_{КБf} = U^2 2\pi fC_{КБ} \text{ при } U = \text{const}, \quad (3.7)$$

где L_p – индуктивность реактора; $C_{КБ}$ – емкость конденсаторной батареи.

3.1.3. Синхронный компенсатор

Синхронный компенсатор представляет собой синхронную электрическую машину с регулируемым током возбуждения. Потребляемая синхронным компенсатором активная мощность, расходуемая на преодоление сил трения, по величине мала и в практических расчетах часто не учитывается. Направление и значение реактивной мощности зависят от соотношения между величинами напряжения U в узле подключения и синхронной ЭДС E_q (рис. 3.3, а).

Из векторной диаграммы напряжений и тока синхронного компенсатора (рис. 3.3, б) следует, что

$$I = \frac{U - E_q}{x_d}, \quad (3.8)$$

откуда,

$$Q_{СКU} = UI = \frac{U^2 - E_q U}{x_d}, \quad (3.9)$$

где величины выражены в относительных единицах.

Следовательно, конкретные параметры статической характеристики $Q_{СК} = \varphi_{СК}(U)$ зависят от численных значений синхронной ЭДС E_q и синхронного продольного реактивного сопротивления x_d . При этом ЭДС E_q может изменяться под действием АРВ.

Для примера на рис. 3.3, в приведены статические характеристики синхронного компенсатора, вычисленные при следующих условиях:

- 1) $x_d = 1,0; E_q = 0,5$;
- 2) $x_d = 1,0; E_q = 1,5$.

Как видно из рисунка, при значительных отклонениях напряжения может измениться направление потока реактивной мощности от синхронного компенсатора. Поэтому при расчетах статической устойчивости нагрузки и энергосистем в целом не следует представлять синхронные компенсаторы упрощенно, например, в виде постоянных сопротивлений, так как такое упрощение будет приводить к значительным погрешностям.

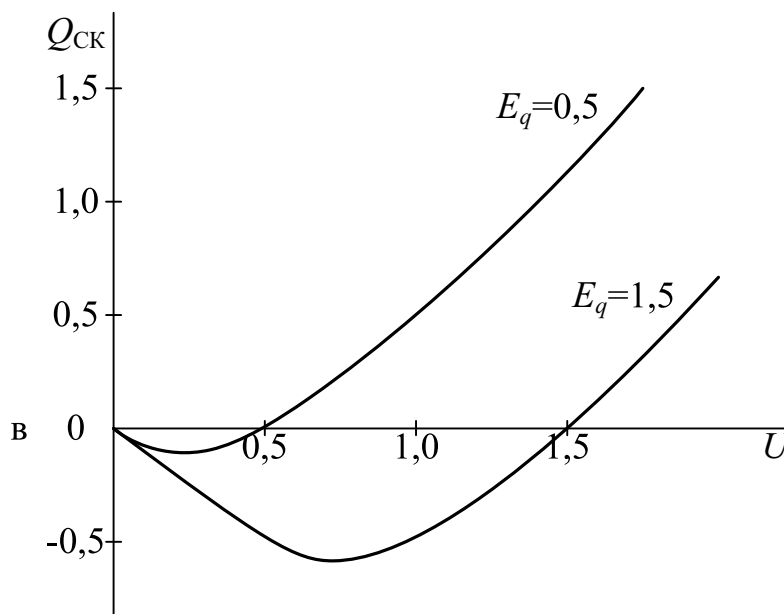
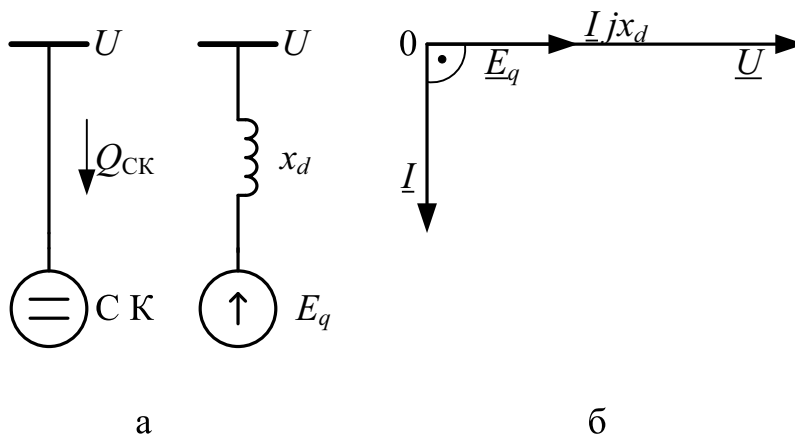


Рис. 3.3. Схема подключения СК к узлу сети и схема замещения (а), векторная диаграмма токов и напряжений (б), статические характеристики СК для двух режимов (в)

3.1.4. Синхронный двигатель

Активная мощность P , потребляемая синхронным двигателем, определяется мощностью $P_{\text{мех}}(\omega)$ приводимого в движение механизма и, если скорость вращения ротора двигателя остается постоянной, $\omega = \omega_0$, то при неучете потерь активной мощности в статорных обмотках зависимость $P_{\text{СДУ}}$ представляет собой астатическую характеристику (рис. 3.5) вида:

$$P_{\text{СДУ}} = P_0 = P_{\text{мех}}(\omega_0) = \text{const} . \quad (3.10)$$

Сохранение постоянного значения активной мощности синхронного двигателя при изменениях питающего напряжения осуществляется за счет компенсирующего изменения его внутреннего угла δ_d между векторами напряжения и синхронной ЭДС (рис. 3.4) в соответствии с выражением

$$P_{\text{СД}} = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta_d, \quad (3.11)$$

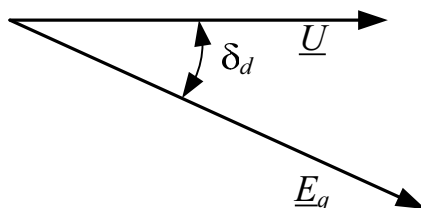


Рис. 3.4. Векторная диаграмма синхронного двигателя

Вектор \underline{E}_q отстает от вектора \underline{U} , поэтому мощность $P_{\text{СД}}$ и угол δ_d часто считают отрицательными величинами. В этих случаях за положительное принимается направление мощности от двигателя к узлу подключения, как у генераторов.

Реактивную мощность, потребляемую синхронным двигателем, можно вычислить по выражению

$$Q_{\text{СД}} = \frac{U^2}{x_d} - \frac{E_q U}{x_d} \cos \delta_d, \quad (3.12)$$

Однако более удобным для построения статических характеристик является выражение, не содержащее угол δ_d . Исключив δ_d из (3.10) с помощью (3.9), получим

$$Q_{\text{СДУ}} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q U}{x_d}\right)^2 - P_{\text{СД}}^2}. \quad (3.13)$$

По выражению (3.13) можно построить зависимости $Q_{\text{СДУ}}$ при различных значениях $E_q, P_{\text{СДУ}}, \delta_d$. На рис 3.5 приведены статические характеристики $P_{\text{СДУ}}, Q_{\text{СДУ}}$ синхронного двигателя для значений $E_q = 2, P_{\text{СДУ}} = 1, x_d = 1$.

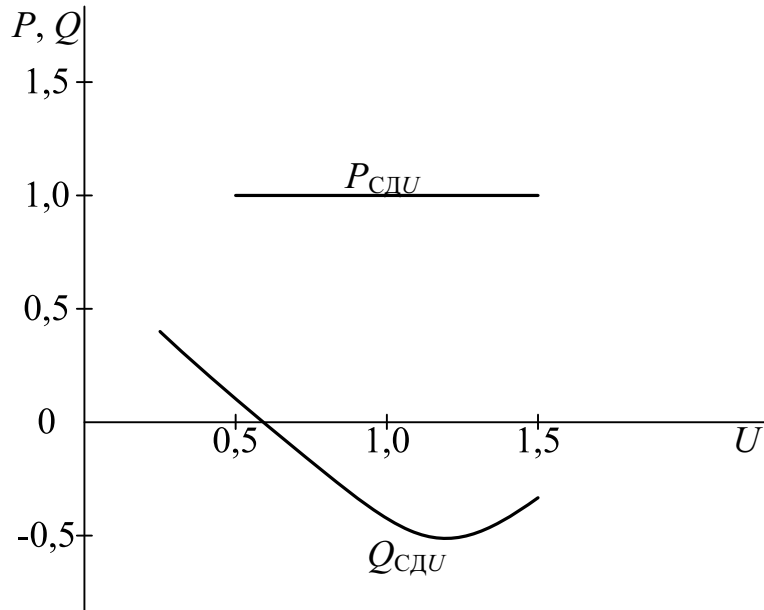


Рис. 3.5. Статические характеристики $P_{сДУ}$, $Q_{сДУ}$ синхронного двигателя

Следует обратить внимание, что синхронный двигатель может работать с выдачей или с потреблением реактивной мощности в зависимости от соотношения между параметрами $E_q, P_{сДУ}, x_d$. В частности, при $P_{сДУ} = 0$ двигатель работает как синхронный компенсатор. Соответственно, выражение (3.13) преобразуется к виду (3.9).

3.1.5. Асинхронный двигатель

Принципиальное отличие асинхронного двигателя от синхронного заключается в том, что его ротор вращается несколько медленнее, чем электромагнитное поле статора, то есть имеет место скольжение

$$s = \frac{\omega_c - \omega_{АД}}{\omega_c}, \quad (3.14)$$

где ω_c , $\omega_{АД}$ – частоты синхронная и двигателя соответственно.

Активная мощность $P_{АД}$, потребляемая двигателем из сети, определяется мощностью приводимого в движение механизма,

$$P_{АД} = P_{мех}, \quad (3.15)$$

которая зависит от скорости вращения $\omega_{АД}$ ротора двигателя и, соответственно, от скольжения:

$$P_{мех} = P_{мех}(s). \quad (3.16)$$

Характеристика активной мощности двигателя определяется параметрами его схемы замещения. В упрощенном виде такая схема приведена на рис. 3.6.

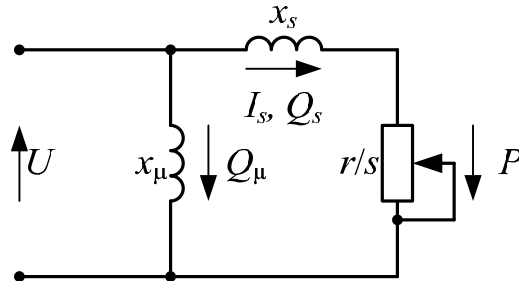


Рис. 3.6. Схема замещения асинхронного двигателя: x_s , x_μ – сопротивления рассеяния и намагничивания двигателя, r/s – активное сопротивление

Для построения характеристики электромагнитной мощности следует определить активную мощность, выделяемую на сопротивлении r/s . В соответствии со схемой замещения двигателя для электромагнитной мощности P имеем

$$P = I_s^2 \frac{r}{s} = \frac{U^2}{x_s^2 + (r/s)^2} \frac{r}{s}, \quad (3.17)$$

или, после преобразований,

$$P = \frac{U^2 sr}{x_s^2 s^2 + r^2}, \quad (3.18)$$

Как следует из (3.18), электромагнитная мощность асинхронного двигателя является функцией напряжения и скольжения. Обычно построение характеристик этой мощности производится в функции скольжения при фиксированных значениях напряжения (рис. 3.7,а).

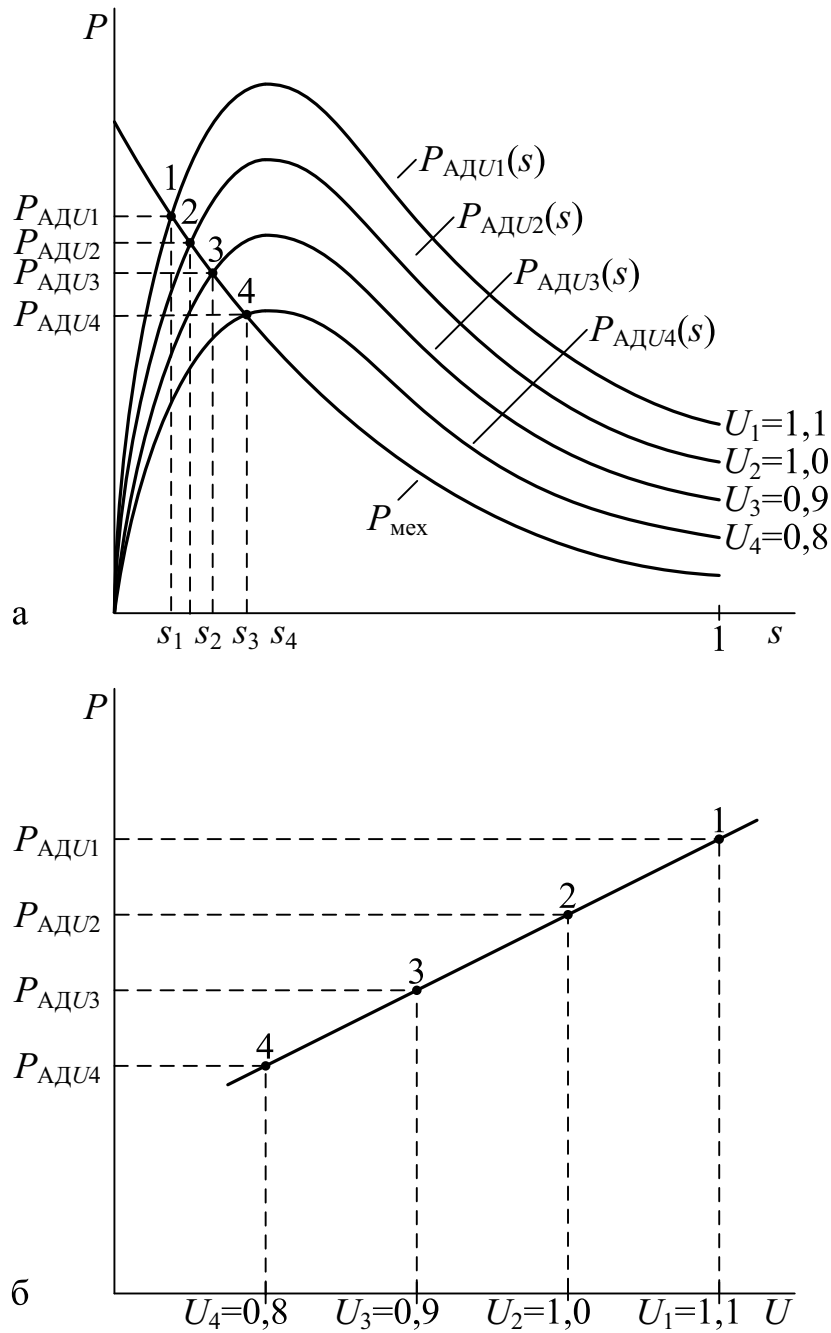


Рис. 3.7. Характеристики асинхронного двигателя: а – характеристики электромагнитной и механической мощностей; б – статическая характеристика $P_{АДУ}$ активной мощности по напряжению

Поскольку и электромагнитная и механическая мощности являются функциями скольжения, равенство (3.15) можно предоставить в более конкретной форме

$$P_{АД}(s) = P_{мех}(s). \quad (3.19)$$

Очевидно, что это равенство выполняется в точках пересечения характеристик $P_{\text{АД}}(s)$ и $P_{\text{мех}}(s)$. Поскольку электромагнитная мощность является также и функцией напряжения, то образуется серия точек, соответствующих различным значениям напряжения (точки 1,2,3,4 на рис. 3.7). По этим точкам может быть построена статическая характеристика потребляемой мощности асинхронного двигателя по напряжению (см. рис. 3.7,б).

Таким образом, в общем случае активная мощность асинхронного двигателя зависит от напряжения, то есть $P_{\text{АДУ}} \neq \text{const}$. Однако, если $P_{\text{мех}}(s) = \text{const}$, то и $P_{\text{АДУ}} = \text{const}$.

Соответственно схеме замещения (см. рис. 3.6) реактивная мощность асинхронного двигателя представляет собой сумму двух составляющих:

$$Q_{\text{АД}} = Q_{\mu} + Q_s = \frac{U^2}{x_{\mu}} + I_s^2 x_s, \quad (3.20)$$

или

$$Q_{\text{АДУ}} = \frac{U^2}{x_{\mu}} + \frac{U^2 s^2 x_s^2}{x_s^2 s^2 + r^2}, \quad (3.21)$$

Статическая характеристика реактивной мощности по напряжению (выражение 3.21) показана на рис. 3.8.

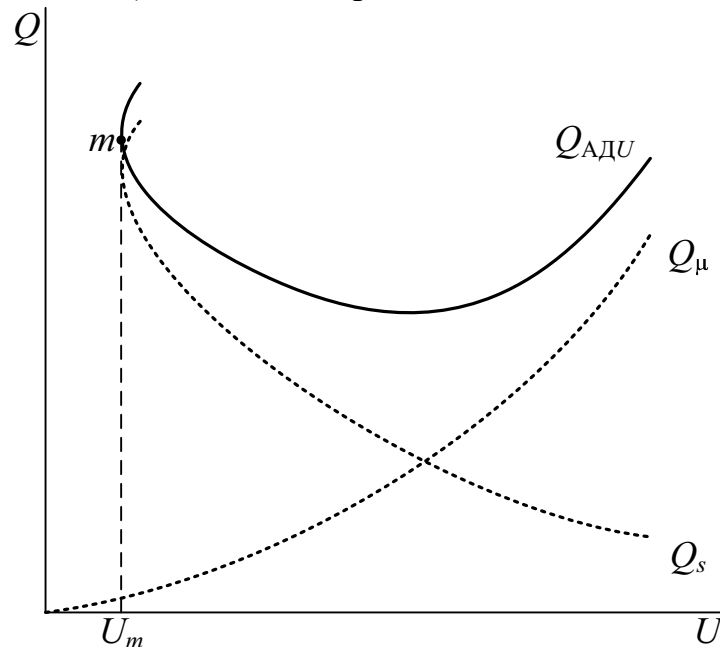


Рис. 3.8. Статическая характеристика $Q_{\text{АДУ}}$ асинхронного двигателя и её составляющие

Составляющая Q_{μ} является квадратичной. При построении составляющей Q_s следует учитывать изменение скольжения s в зависимости от величины напряжения (см. рис. 3.7,а). Следует отметить, что ветвь статической характеристики Q_{ADU} , расположенная выше точки m (см. рис 3.8), расчетом вычисляется, но на практике не реализуется. При снижении напряжения до величины U_m , соответствующей точке m , двигатель останавливается. Чтобы получить часть характеристики на интервале значений напряжения $[0, U_m]$, нужно проводить построение для остановленного двигателя, то есть при скольжении, равном единице.

3.1.6. Статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению

В крупных нагрузочных узлах подключена, как правило, нагрузка нескольких видов, таких как осветительная, синхронная, асинхронная, электронагревательная и др. Вместе с потерями мощности в электрической сети такая нагрузка называется комплексной. При расчетах комплексная нагрузка представляется разными способами, в том числе и статическими характеристиками.

Количественные показатели статических характеристик комплексных нагрузок зависят от содержания элементарных нагрузок. Поэтому в практических расчетах часто используют типовые (усредненные) статические характеристики (рис. 3.9), построенные для типового (усредненного) состава комплексной нагрузки. В этом составе учтены:

Крупные асинхронные двигатели	15 %
Мелкие асинхронные двигатели	35 %
Крупные синхронные двигатели	9 %
Печи и выпрямители	11 %
Освещение и быт	22 %
Потери	8 %

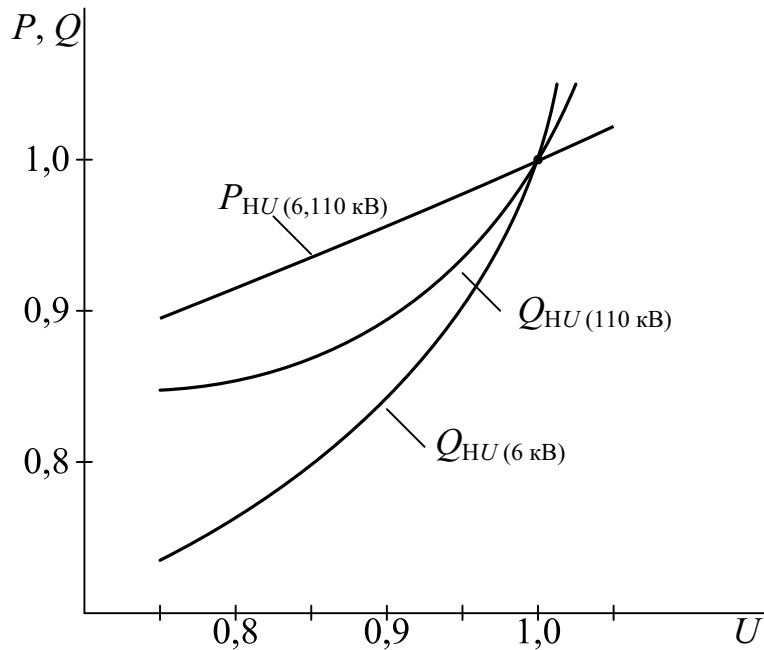


Рис. 3.10. Типовые статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению

Эти типовые статические характеристики построены для комплексной нагрузки, подключенной к линиям 110 кВ и 6 кВ.

3.1.7. Статические характеристики комплексной нагрузки по частоте

Зависимость мощности от частоты была отмечена для люминесцентных ламп, реакторов и батарей статических конденсаторов. У других видов нагрузки также имеется зависимость мощности от частоты. Наиболее распространенными факторами, определяющими эту зависимость, являются такие, как изменение реактивных сопротивлений элементов, изменение синхронной ЭДС E_q у синхронных двигателей и синхронных компенсаторов, изменение механического момента и, соответственно, механической мощности $P_{\text{мех}}$ приводимых в движение механизмов от частоты и некоторые другие.

В силу многообразия и сложности учета влияющих факторов наиболее достоверными являются статические характеристики, снятые экспериментально. В практических расчетах часто используют типовые статические характеристики по частоте (рис. 3.10), построенные для указанного выше усредненного состава комплексной нагрузки.

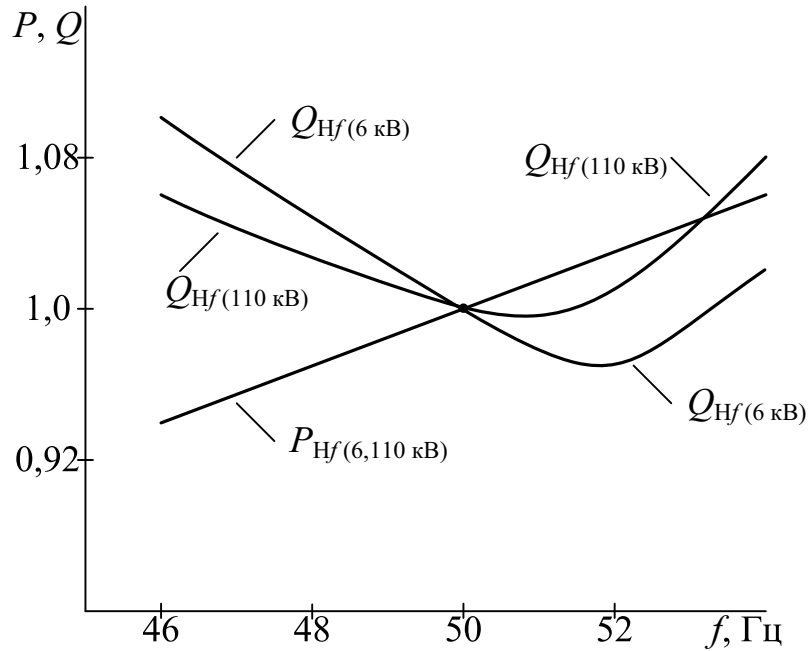


Рис. 3.10. Типовые статические характеристики комплексной нагрузки по частоте

В справочниках и других литературных источниках типовые статические характеристики приведены в форме графиков или в виде таблиц. В некоторых источниках эти характеристики выражены в виде аппроксимирующих квадратичных формул.

3.1.8. Коэффициенты крутизны и регулирующие эффекты нагрузки

Крутизну наклона статической характеристики к оси абсцисс принято характеризовать с помощью коэффициентов крутизны и регулирующих эффектов.

Коэффициентами крутизны статических характеристик называют численные значения частных производных мощностей по соответствующим параметрам, выраженные в именованных или относительных единицах:

$$k_{PU} = \frac{dP}{dU}; k_{Pf} = \frac{dP}{df}; k_{QU} = \frac{dQ}{dU}; k_{Qf} = \frac{dQ}{df}. \quad (3.22)$$

Регулирующие эффекты определяют через эти же частные производные, выражая их в относительных единицах с той особенностью, что в качестве базисных величин принимаются значения параметров режима P_0, Q_0, U_0, f_0 в рассматриваемых точках статических характеристик:

$$H_{PU} = \frac{dP}{dU} \frac{U_0}{P_0}; \quad H_{Pf} = \frac{dP}{df} \frac{f_0}{P_0}; \quad H_{QU} = \frac{dQ}{dU} \frac{U_0}{Q_0}; \quad H_{Qf} = \frac{dQ}{df} \frac{f_0}{Q_0}. \quad (3.23)$$

Вычислим для примера коэффициент крутизны статической характеристики и регулирующий эффект активной мощности по напряжению нагрузки, заданной постоянным активным сопротивлением $R_H = 5 \text{ Ом}$, подключенный к шинам с номинальным напряжением $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$. Коэффициент крутизны и регулирующий эффект вычислим при рабочих напряжениях $U_{(1)} = 9,5 \text{ кВ}$, $U_{(2)} = 10,5 \text{ кВ}$.

Согласно (3.22) расчетная формула для определения коэффициента крутизны статической характеристики нагрузки, заданной активным сопротивлением, представляется в виде

$$k_{PU} = \frac{dP}{dU} = \frac{d}{dU} \left(\frac{U^2}{R_H} \right) = 2 \frac{U}{R_H}.$$

При напряжениях $U_{(1)}$ и $U_{(2)}$ коэффициент крутизны принимает значения:

$$k_{PU(1)} = 2 \frac{U_{(1)}}{R_H} = 2 \frac{9,5}{5} = 3,8 \text{ МВт/кВ},$$

$$k_{PU(2)} = 2 \frac{U_{(2)}}{R_H} = 2 \frac{10,5}{5} = 4,2 \text{ МВт/кВ}.$$

Регулирующий эффект во всех точках статической характеристики нагрузки, заданной постоянным активным сопротивлением, получается одинаковым по величине. Учитывая, что производные по напряжению в выражениях (3.23) должны быть вычислены в относительных единицах при значениях напряжения и мощности в рассматриваемых точках, получим:

$$H_{PU} = \frac{dP}{dU} \frac{U_0}{P_0} = \frac{d}{dU} \left(\frac{U^2}{R_H} \right) \frac{U_0}{P_0} = 2 \frac{U}{R_H} \frac{U_0}{P_0} = 2 \frac{U_0 U_0}{R_H P_0} = 2.$$

По аналогии нетрудно показать, что для шунтирующего реактора и батареи статических конденсаторов, представляемых постоянными реактивными сопротивлениями, регулирующие эффекты по напряжению будут соответственно равны: $H_{PQU} = 2$, $H_{КБQU} = -2$.

Понятия *коэффициент крутизны* и *регулирующий эффект* нагрузки и других элементов широко используются при решении задач устойчивости энергосистем.

3.2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

3.2.1. Критерий статической устойчивости

Асинхронные двигатели составляют подавляющую часть промышленной нагрузки, и поэтому анализ условий сохранения их устойчивой работы имеет большое практическое значение.

Критерий статической устойчивости двигателя установим исходя из физических представлений. Нормальный установившийся режим двигателя определяется, как отмечено, точкой пересечения характеристики мощности механизма $P_{\text{мех}}(s)$ и характеристики электромагнитной мощности $P(s)$ (рис. 3.11).

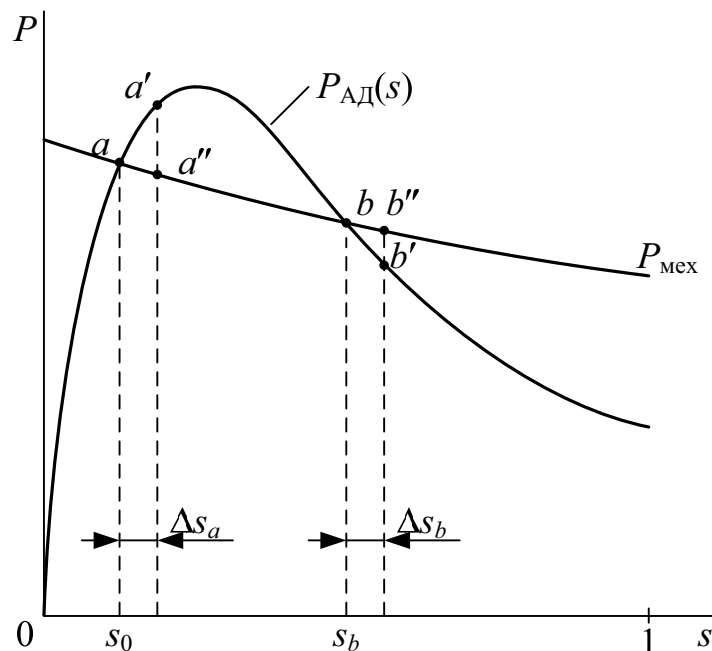


Рис. 3.11. Точки устойчивого a и неустойчивого b равновесных состояний асинхронного двигателя

В некоторых случаях, например, при пониженном напряжении таких точек может быть две (точки a и b на рис. 3.11), однако устойчивому состоянию отвечает только точка a , расположенная на восходящей ветви характеристики электромагнитной мощности $P(s)$.

Действительно, если в точке a произойдет незначительное случайное отклонение скольжения на величину Δs_a , то на валу ротора двигателя возникнет избыточный ускоряющий момент $\Delta P_a = P_{a'} - P_{a''}$, кото-

рый приведет к увеличению скорости вращения ротора и соответствующему уменьшению скольжения до величины s_0 . При отклонении скольжения s_b на величину Δs_b избыточный момент $\Delta P_b = P_b' - P_b''$ будет тормозящим вследствие превышения механического момента над электромагнитным, и поэтому скольжение ротора двигателя будет увеличиваться, скорость уменьшаться, и двигатель остановится. Следовательно, в точке b нормальная устойчивая работа двигателя невозможна.

Отметим, что небаланс мощностей (моментов) $\Delta P_{нб}$ на валу ротора двигателя, появляющийся при отклонениях скольжения относительно значений s_0 и s_b , образуется за счет изменений электромагнитного ΔP и механического $\Delta P_{мех}$ вращающих моментов. При этом

$$\Delta P_{нб} = \Delta P - \Delta P_{мех}. \quad (3.24)$$

В точке a положительному приращению небаланса моментов соответствует положительное приращение скольжения. Поэтому

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta s} = \frac{\Delta P - \Delta P_{мех}}{\Delta s} > 0. \quad (3.25)$$

При бесконечно малых приращениях это неравенство, включающее также производную в экстремальной точке, используется как *критерий статической устойчивости асинхронного двигателя*:

$$\frac{d(P - P_{мех})}{ds} \geq 0. \quad (3.26)$$

При $P_{мех} = \text{const}$ критерий (3.26) упрощается до вида

$$\frac{dP}{ds} \geq 0, \quad (3.27)$$

широко используемого для оценки статической устойчивости групп асинхронных двигателей.

3.2.2. Предельные по статической устойчивости параметры двигателя

Условие

$$\frac{d(P - P_{мех})}{ds} = 0, \quad (3.28)$$

получаемое на основе неравенства (3.26), соответствует предельному по статической устойчивости состоянию двигателя. При убывающем характере зависимости $\Delta P_{мех}(s)$ этому состоянию соответствует точка m' (рис. 3.12) с координатами $s_{пр}, P_{пр}$.

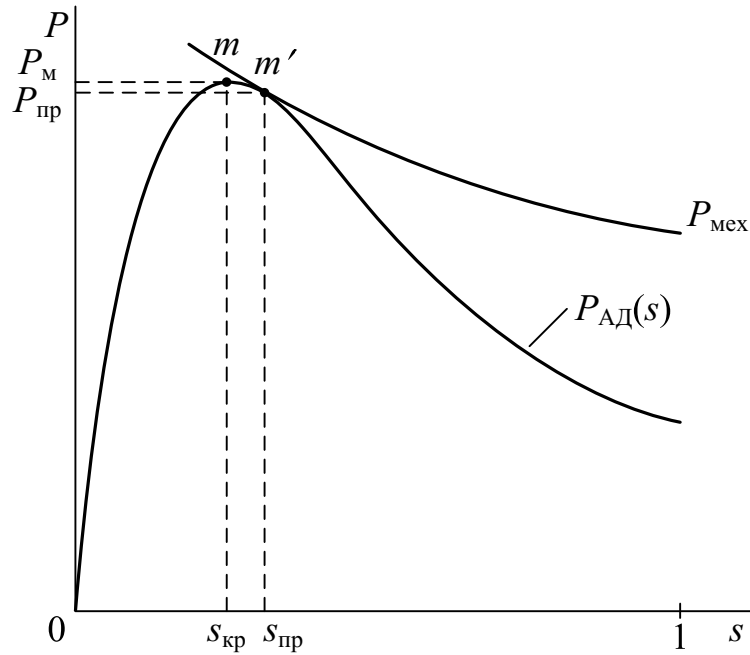


Рис. 3.12. Предельное по статической устойчивости состояние двигателя

Для отдельного двигателя с известной зависимостью $P_{\text{мех}}(s)$ определение координат точки m' является простой задачей. Однако для эквивалентного двигателя, представляющего десятки или сотни двигателей, вычисление эквивалентной зависимости $P_{\text{мех}}(s)$ является очень сложной задачей, которую обычно не решают, а принимают $P_{\text{мех}}(s) = \text{const}$. В этом случае предельное состояние, определяемое по условию $dP/ds = 0$, соответствует экстремальной точке m (см. рис. 3.12) с координатами $s_{\text{кр}}$ и $P_{\text{м}}$.

Скольжение $s_{\text{кр}}$ называется критическим. Его нетрудно определить из условия $dP/ds = 0$, которое, в соответствии с (3.18), записывается как:

$$\frac{d}{ds} \left(\frac{U^2 sr}{x_s^2 s^2 + r^2} \right) = U^2 r \frac{(x_s^2 s^2 + r^2) - 2x_s^2 s^2}{(x_s^2 s^2 + r^2)^2} = 0, \quad (3.29)$$

откуда

$$s = s_{\text{кр}} = \frac{r}{x_s}. \quad (3.30)$$

Подставив $s = s_{\text{кр}}$ в выражение электромагнитной мощности (3.16), получим максимальную мощность P_m :

$$P_M = \frac{U^2 s_{кр} r}{x_s^2 s_{кр}^2 + r^2} = \frac{U^2 r r / x_s}{x_s^2 r^2 / x_s^2 + r^2}, \quad (3.31)$$

после упрощения имеем

$$P_M = \frac{U^2}{2x_s}. \quad (3.32)$$

Как видно, координаты экстремальной точки m зависимости $P(s)$ определяются несложно. При этом результат дает хорошее приближение к реальным пределам статической устойчивости асинхронных двигателей.

Электромагнитный момент, соответствующий мощности P_M , называется *опрокидывающим моментом*, а процесс нарушения устойчивости и последующего замедления вращения ротора называется *опрокидыванием двигателя*.

3.2.3. Влияние внешних условий на статическую устойчивость двигателя

Под внешними условиями, принятыми для рассмотрения, здесь понимаются:

- изменение напряжения в узле подключения;
- наличие элементов электрической сети до источника питания;
- изменение частоты в системе электроснабжения.

При номинальном напряжении $U_{ном}$ на зажимах двигателя величина максимальной мощности P_M приблизительно вдвое превышает его номинальную активную мощность, что обеспечивает более чем достаточный запас устойчивости. С уменьшением напряжения на зажимах двигателя величина опрокидывающего момента и, соответственно, мощности P_M быстро падает по квадратичной зависимости (3.32) и приблизительно при напряжении $U_{кр} \approx 0,7U_{ном}$ становится равной номинальной мощности двигателя. В результате двигатель оказывается на пределе статической устойчивости (рис. 3.13). Напряжение $U_{кр}$ считается критическим, поскольку при $U < U_{кр}$ происходит опрокидывание двигателя.

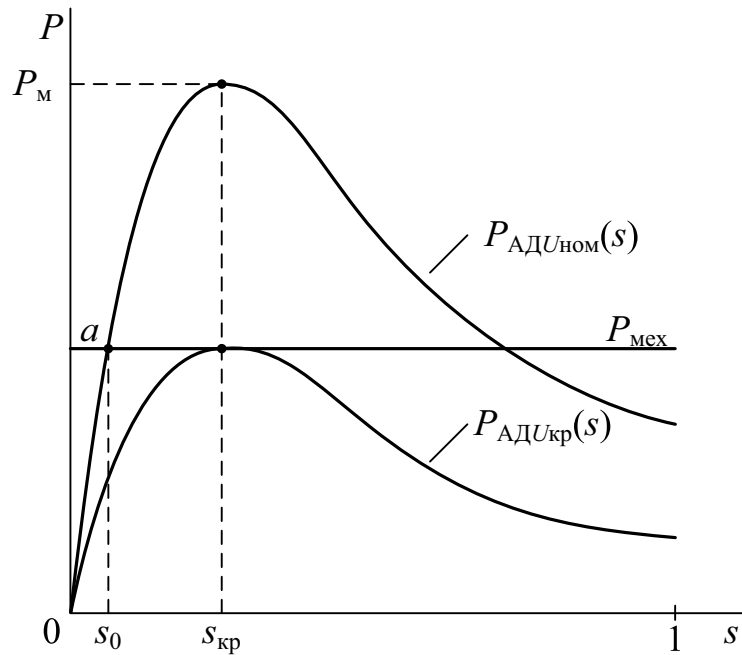


Рис. 3.13. К определению критического напряжения по условиям статической устойчивости двигателя

Таким образом, при номинальной нагрузке двигателя его опрокидывание произойдет при снижении напряжения в узле подключения приблизительно на 30 %. Столь глубокие отклонения напряжения в нормальных условиях работы не имеют места, однако они возможны в аварийных переходных режимах, в частности, при работе устройств аварийного включения резерва на понизительных подстанциях.

Ухудшают статическую устойчивость реактивные сопротивления внешних элементов, включенных между двигателем и источником питания. Под источником питания здесь подразумеваются шины ближайшей к двигателю подстанции, напряжение на которых не зависит от режима его работы. По отношению к двигателю их можно считать шиной бесконечной мощности.

Рассмотрим для примера работу двигателя, подключенного к источнику питания U через линию электропередачи (рис. 3.14,а). При этом упростим схему замещения путем переноса сопротивления намагничивания x_{μ} двигателя в начало линии (рис. 3.14,б). Для рассмотрения на качественном уровне такое упрощение допустимо.

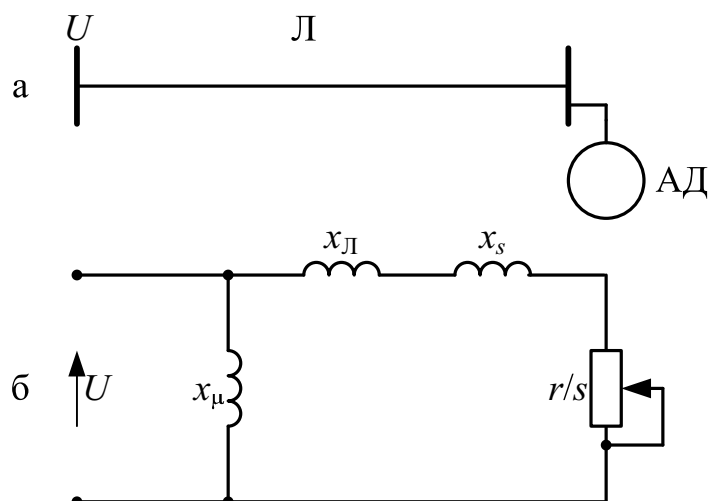


Рис. 3.14. Схемы для исследования влияния внешнего сопротивления на работу двигателя

Рассматривая упрощённую схему как схему замещения асинхронного двигателя с увеличенным сопротивлением рассеяния для предельных по устойчивости параметров в соответствии с (3.30, 3.32) можно записать:

$$P_M = \frac{U_{\text{кр}}^2}{2(x_s + x_\text{Л})}; s_{\text{кр}} = \frac{r}{x_s + x_\text{Л}}. \quad (3.33)$$

Из (3.33) следует, что реактивное сопротивление внешней по отношению к двигателю линии электропередачи отрицательно сказывается на статической устойчивости его работы. Это сопротивление приводит к уменьшению предельной мощности и критического скольжения двигателя.

Для оценки влияния частоты на статическую устойчивость двигателя воспользуемся формулами определения его предельных параметров (3.30, 3.32).

$$P_M = \frac{U^2}{2\omega L_s}; s_{\text{кр}} = \frac{r}{\omega L_s}. \quad (3.34)$$

Из выражений (3.34) следует, что оба предельных параметра находятся в обратной пропорциональной зависимости от частоты напряжения в энергосистеме.

Понижение частоты будет приводить к увеличению значений предельных параметров. Этот фактор благоприятно сказывается на статической устойчивости электродвигателей и энергосистемы в целом. Однако в качестве мероприятия по повышению статической устойчивости понижение частоты использовать не удастся из-за необходимости выполнения нормативов ГОСТ 13109-97 по отклонению частоты.

3.2.4. Вторичный признак (критерий) статической устойчивости асинхронного двигателя

Формальным первичным признаком (критерием) статической устойчивости асинхронного двигателя при постоянной механической мощности является неотрицательный знак производной электромагнитной мощности по скольжению $dP/ds \geq 0$. Вычисление этой производной возможно лишь при условии представления всей массы двигательной нагрузки одним эквивалентным. Определение параметров эквивалентного двигателя весьма затруднительно, что требует поиска других решений, позволяющих подойти к оценке устойчивости асинхронных двигателей в системах электроснабжения, не выделяя их в составе комплексной нагрузки, а используя, например, статические характеристики нагрузки по напряжению. Использование этих характеристик не исключает из рассмотрения скольжений, характер изменения которых позволяет, в сущности, судить об устойчивости двигателей. Отметим, в частности, что при построении статической характеристики $Q_{АДУ}$ двигателя для каждого значения U требуется определение соответствующего значения скольжения $s (s = s_1, s_2, s_3, \dots, s_{кр})$ (рис. 3.15).

Более того, соответствие существует и между особыми или критическими точками характеристик $Q_{АДУ}$ и $P(s)$ асинхронного двигателя. Особыми на этих характеристиках является экстремальная точка c на рис. 3.15, б, в которой $dP/ds = 0$ при $U = U_{кр}$ и точка c' на рис. 3.15, а, в которой $dQ_{АДУ}/dU \rightarrow \infty$ также при $U = U_{кр}$.

Очевидно, что условие $dQ_{АДУ}/dU \rightarrow \infty$ соответствует условию $dP/ds = 0$ и поэтому может использоваться в качестве вторичного условия для определения предела статической устойчивости асинхронного двигателя.

Отметим, что точка b' при $U = U_{лав}$ на рис. 3.15, а не является особой, хотя в этой точке $dQ_{АДУ}/dU = 0$. Зависимость характеристики $Q_{АДУ}$ от скольжения определяется составляющей Q_s , которая при параметрах $U = U_{лав}$, $s = s_b$ (см. рис. 3.15, б) не имеет экстремума. Однако эта точка характерна в другом смысле. В этой точке меняется знак регулирующего эффекта H_{QU} , в результате чего дальнейшее снижение напряжения сопровождается увеличением потребляемой реактивной мощности двигателя. Соответственно увеличиваются потери напряжения в

элементах питающей электрической сети, что приводит к увеличению потребляемой реактивной мощности. Эта взаимная зависимость между увеличением потребляемой реактивной мощности и увеличением потерь напряжения может привести к явлению, известному как *лавина напряжения*.

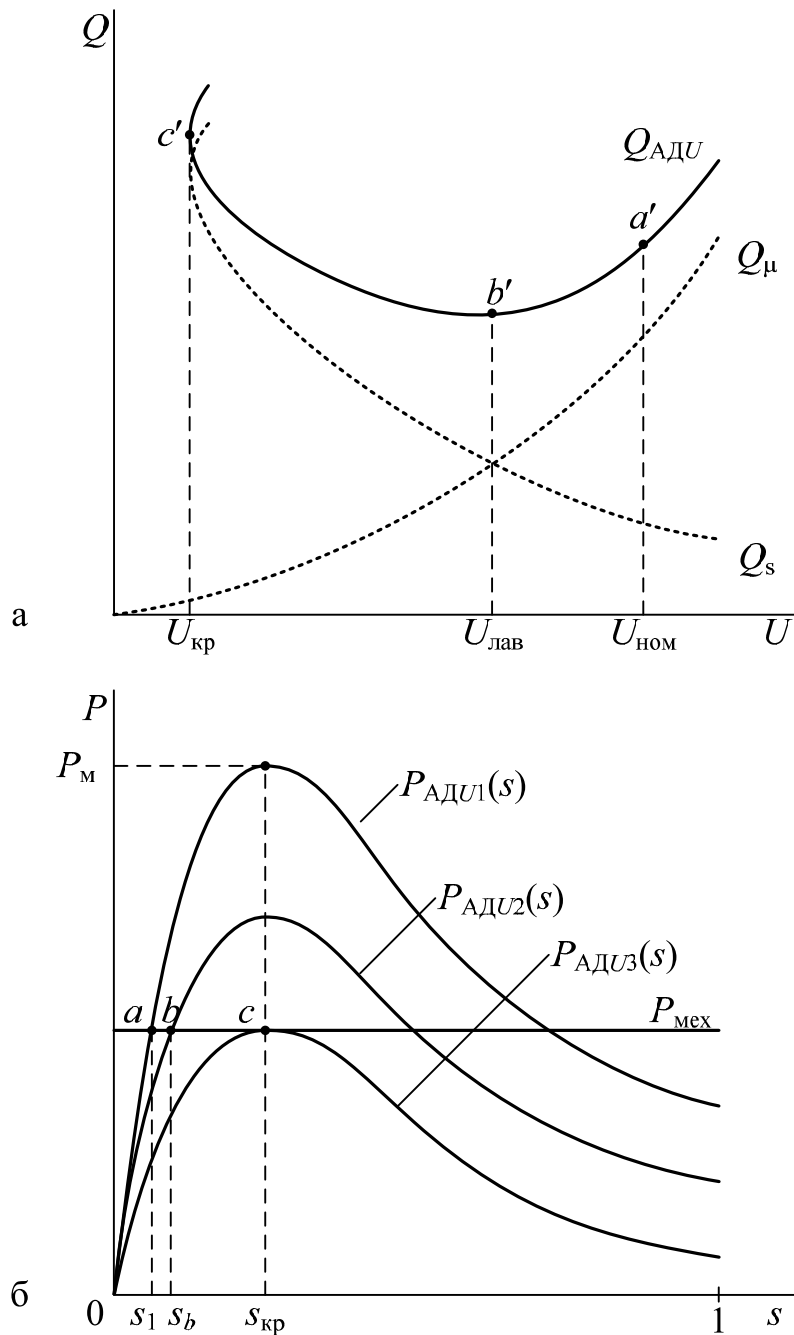


Рис. 3.15. Статическая характеристика Q_{ADU} (а) и соответствующая ей зависимость $P(s)$ асинхронного двигателя (б)

Опасность возникновения лавины напряжения имеется и при других нагрузках, работающих с отрицательным регулирующим эффектом реактивной мощности по напряжению.

Следует отметить, что условие $dQ_{АДУ}/dU \rightarrow \infty$ так же, как и условие $dP/ds = 0$, требует расчета параметров эквивалентного двигателя относительно точки подключения к источнику питания, и, следовательно, не устраняются отмеченные выше затруднения. Однако использование статических характеристик $Q_{АДУ}$ вместо зависимостей $P(s)$ для отдельных двигателей позволяет перейти к использованию статических характеристик $Q_{НУ}$ комплексных нагрузок для обобщенного анализа статической устойчивости без определения параметров эквивалентных асинхронных двигателей.

3.3. ВТОРИЧНЫЕ ПРИЗНАКИ (КРИТЕРИИ) СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Из вторичных признаков устойчивости нагрузки, основанных на статических характеристиках и не требующих эквивалентирования исследуемых на устойчивость асинхронных двигателей, рассмотрим два наиболее употребительных.

Первым рассмотрим признак

$$\frac{dE}{dU} \geq 0, \quad (3.35)$$

где буквой E обозначена ЭДС (напряжение) источника питания. Статические характеристики $P_{НУ}$, $Q_{НУ}$ являются функциями напряжения U в узле подключения нагрузки (рис. 3.16). Элементы сети, связывающие источник питания с нагрузочным узлом, представлено в схеме замещения эквивалентным сопротивлением $Z = r + jx$.

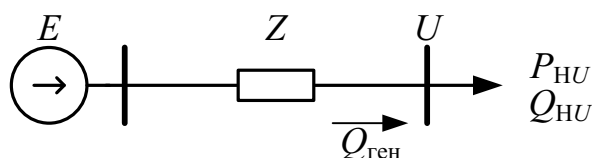


Рис. 3.16. Схема для иллюстрации вторичных признаков устойчивости нагрузки

Для определения критического напряжения по условию $dE/dU = 0$ строится расчетная зависимость $E(U)$ с учетом статических характеристик нагрузки. Для этого задается серия значений напряжения

$(U = U_1, U_2, U_3, \dots, U_n)$, по статическим характеристикам для этих значений определяются значения активной и реактивной мощностей нагрузки $P_{HU} = P_{HU1}, P_{HU2}, \dots, P_{HU_n}$; $Q_{HU} = Q_{HU1}, Q_{HU2}, \dots, Q_{HU_n}$ и вычисляются любым способом значения ЭДС источника питания $E(U) = E_1(U_1), E_2(U_2), \dots, E_n(U_n)$. В частности, при отсутствии в схеме замещения поперечных ветвей, значения ЭДС E могут быть вычислены по формуле

$$E = \sqrt{\left(U + \frac{P_{HUr} + Q_{HUx}}{U} \right)^2 + \left(\frac{P_{HUx} - Q_{HUr}}{U} \right)^2}, \quad (3.36)$$

На плоскости (E, U) вместе с зависимостью $E(U)$ проводится также прямая $E_0 = \text{const}$ (рис. 3.17, а), соответствующая исследуемому нормальному режиму комплексной нагрузки. При устойчивой работе нагрузки эта прямая имеет две точки пересечения или хотя бы одну точку касания с кривой $E(U)$.

Сопоставим точки зависимости $E(U)$ с соответствующими точками зависимости $P(s)$ условного эквивалентного двигателя нагрузки. Очевидно, что каждому значению напряжения в узле подключения нагрузки будет соответствовать свое значение скольжения двигателя. При снижении напряжения до уровня $U = U_{кр}$ соответственно будет получено $s = s_{кр}$. Критическое напряжение, соответствующее минимально допустимому значению ЭДС $E_{мин}$ является абсциссой особой точки c' на кривой $E(U)$ (см. рис. 3.17,а), которую можно рассматривать как отражение точки c , изображенной на рис. 3.17,б. В силу этого соответствия условие $dE/dU = 0$ используется как признак предельного режима, а неравенство $dE/dU \geq 0$ как вторичный признак (критерий) статической устойчивости комплексной нагрузки.

Другим вторичным признаком статической устойчивости нагрузки, часто используемым в практике расчетов, является условие

$$\frac{d\Delta Q}{dU} \leq 0, \quad (3.37)$$

где

$$\Delta Q = Q_{генU} - Q_{HU}.$$

Зависимость Q_{HU} в (3.37) представляет собой статическую характеристику комплексной нагрузки. Реактивная мощность $Q_{генU}$ — мощность генерации, подтекающая к нагрузочному узлу со стороны источника питания (см. рис. 3.16). Зависимость $Q_{генU}$ определяется расчетом,

который проводится при неизменной ЭДС $E = E_0$ по серии значений напряжения ($U = U_1, U_2, \dots, U_n$) в нагрузочном узле и соответствующей серии активной мощности $P_{HU} = P_{HU1}, P_{HU2}, \dots, P_{HU_n}$, определяемой по статической характеристике нагрузки.

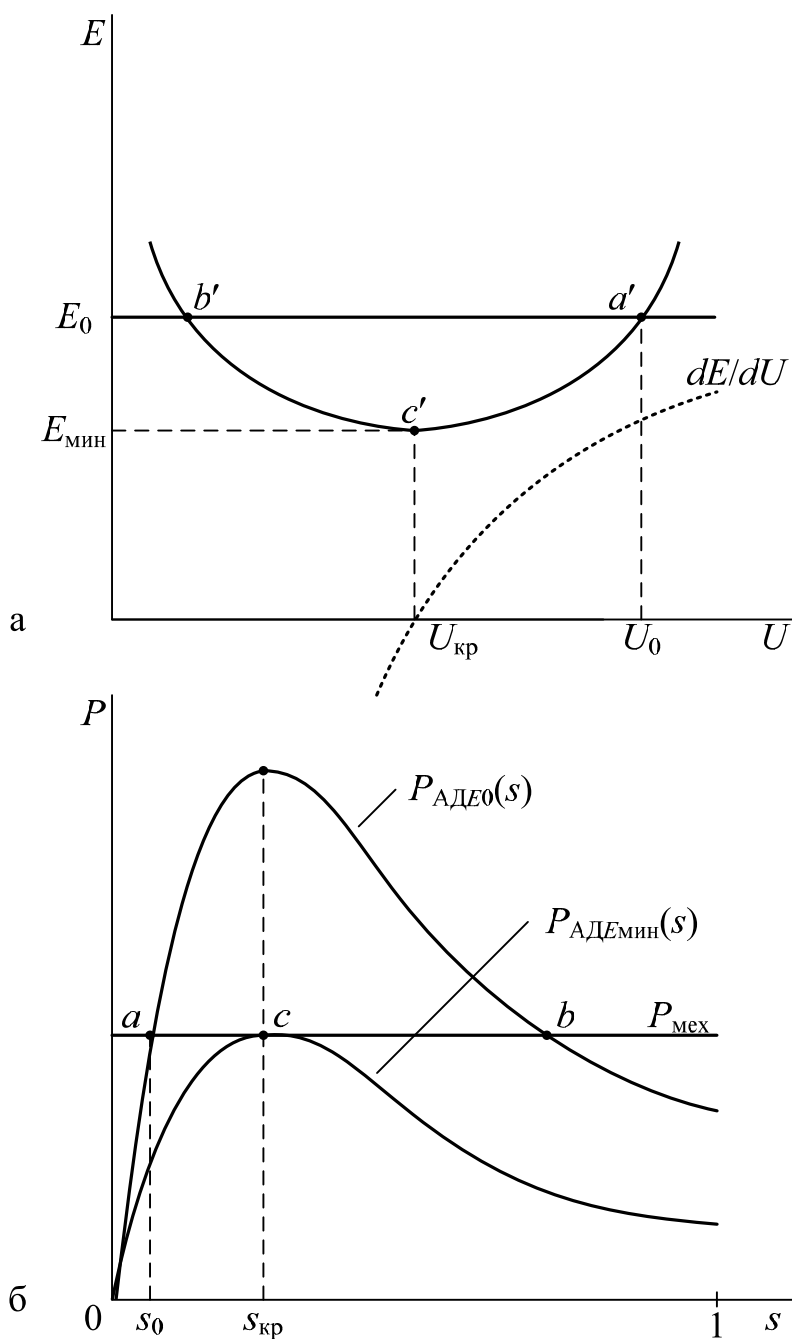


Рис. 3.17. К определению вторичного признака $dE/dU \geq 0$ статической устойчивости комплексной нагрузки

При устойчивой работе нагрузки характеристики Q_{HU} и $Q_{генU}$ имеют две точки пересечения (рис. 3.18), соответствующие устойчивому (точка a') и неустойчивому (точка b') состояниям. В предельном режиме нагрузки (при $E = E_{мин}$) кривые Q_{HU} , $Q_{генU}$ имеют лишь одну общую точку c' , в которой выполняются условие $d(Q_{генU} - Q_{HU})/dU = 0$.

Более отчетливо это условие проявляется на кривой $\Delta Q = Q_{генU} - Q_{HU}$, где хорошо видно, что точка c' является особой (экстремальной). Абсциссой этой точки является критическое напряжение $U_{кр}$, а сама точка соответствует пределу статической устойчивости комплексной нагрузки. В устойчивых режимах, которые могут быть осуществлены между точками a'' и c'' , выполняется условие $d(Q_{генU} - Q_{HU})/dU < 0$, поэтому неравенство (3.36) может использоваться в качестве вторичного признака (критерия) статической устойчивости комплексной нагрузки.

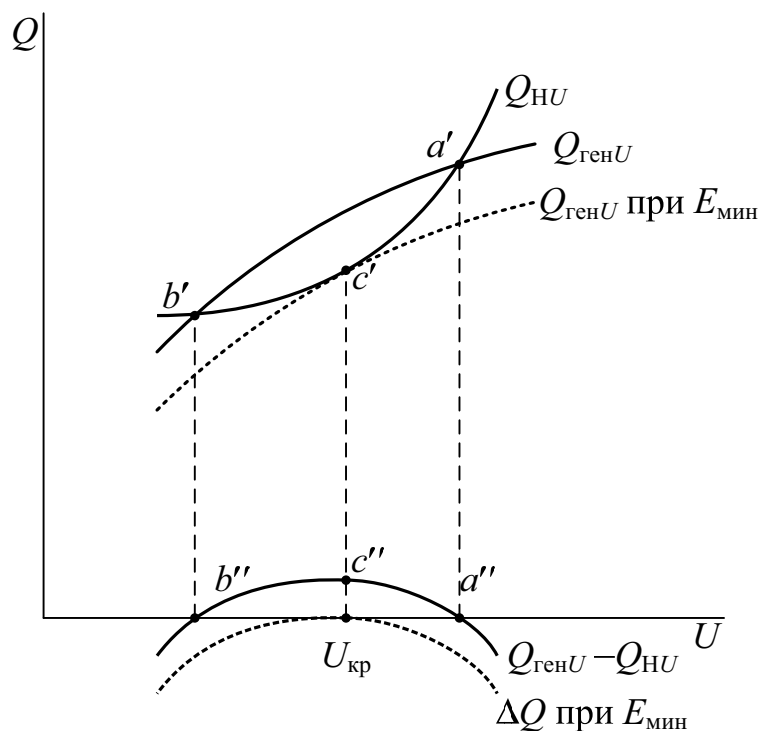


Рис. 3.18. К определению вторичного признака $d\Delta Q/dU \leq 0$ статической устойчивости комплексной нагрузки

Еще раз подчеркнем, что при анализе статической устойчивости комплексной нагрузки имеется в виду устойчивость асинхронных двигателей в составе этой нагрузки. Вычисленное по вторичным признакам

критическое напряжение не является и не может быть критическим для всех асинхронных двигателей. Оно является лишь некоторым средним значением зоны опасных, в смысле устойчивости, значений напряжения. Эта неопределенность, в числе других неопределенностей, учитывается «Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем» [7] в виде регламентированных значений коэффициента запаса устойчивости по напряжению, определяемому как

$$k_U = \frac{U - U_{кр}}{U}, \quad (3.38)$$

где $U_{кр}$ длительно поддерживаемое напряжение в узловой точке системы.

Согласно [7] в нормальных режимах величина этого коэффициента должна быть не менее 15 %, в кратковременных послеаварийных и тяжелых нормальных – не менее 10 %.

3.3.1. Влияние компенсирующих устройств на статическую устойчивость нагрузки

При решении вопросов компенсации реактивной мощности в узлах нагрузки следует учитывать характеристики компенсирующих устройств с позиции их влияния на статическую устойчивость электродвигателей. Для качественной оценки этого влияния рассмотрим два варианта установки компенсирующих устройств:

- а) в виде конденсаторных батарей (рис. 3.19,а);
- б) в виде синхронных компенсаторов (рис. 3.19,б).

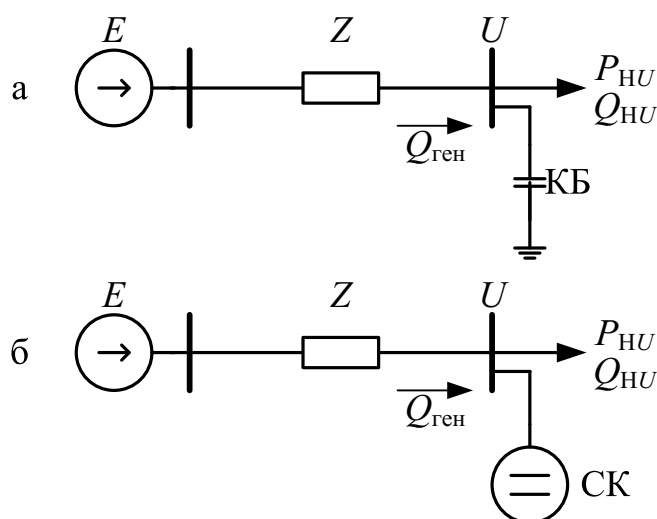


Рис. 3.19. Варианты установки компенсирующих устройств

Для определенности примем, что статическая характеристика Q_{HU} нагрузки является типовой (рис. 3.20). При этом в нормальном режиме (при $U_* = 1$) компенсируется 20 % реактивной мощности нагрузки. Статические характеристики КБ и СК, вычисленные по формулам $Q_{КБУ} = U^2 / x_{КБ}$, $Q_{СКУ} = (U^2 - UE_q) / x_d$ при $x_{КБ} = -5,0$; $x_d = 1,0$; $E_q = 1,2$, приведены на рис. 3.20.

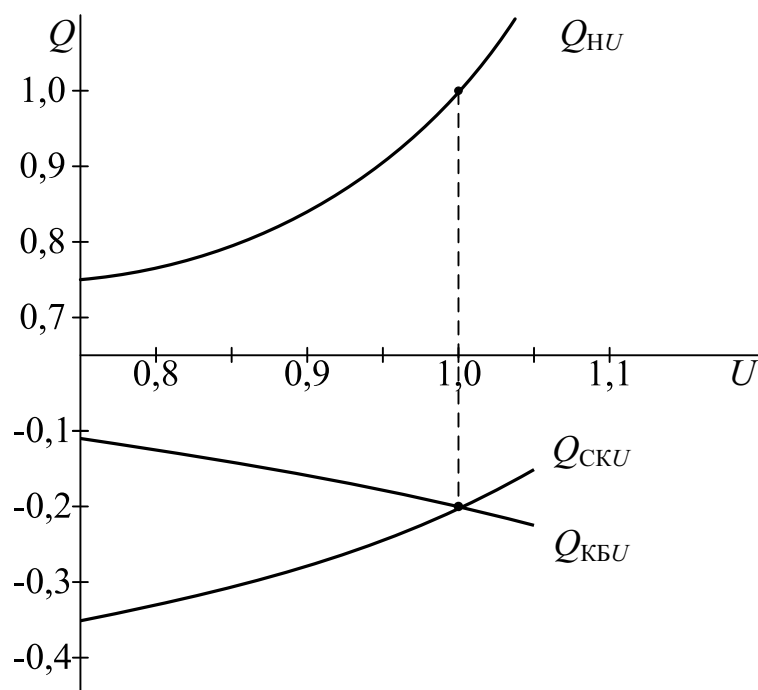


Рис. 3.20. Статические характеристики Q_{HU} , $Q_{КБУ}$ и $Q_{СКУ}$

В дальнейших расчетах компенсирующие устройства могут быть отнесены либо к типу источников питания либо к типу нагрузок. Отнесем их к нагрузкам и получим эквивалентные статические характеристики:

$$Q_{HU(КБ)} = Q_{HU} + Q_{КБУ};$$

$$Q_{HU(СК)} = Q_{HU} + Q_{СКУ}.$$

Эквивалентные статические характеристики нагрузки, определённые графическим суммированием, приведены на рис. 3.21.

Как видно из рис. 3.21, координаты точек b и b' неустойчивого равновесия при разных типах компенсирующих устройств заметно различаются. При этом критическое напряжение $U_{кр(КБ)} < U_{кр(СК)}$, из чего следует, что при установке СК создается существенно больший запас статической устойчивости нагрузки, чем при установке КБ.

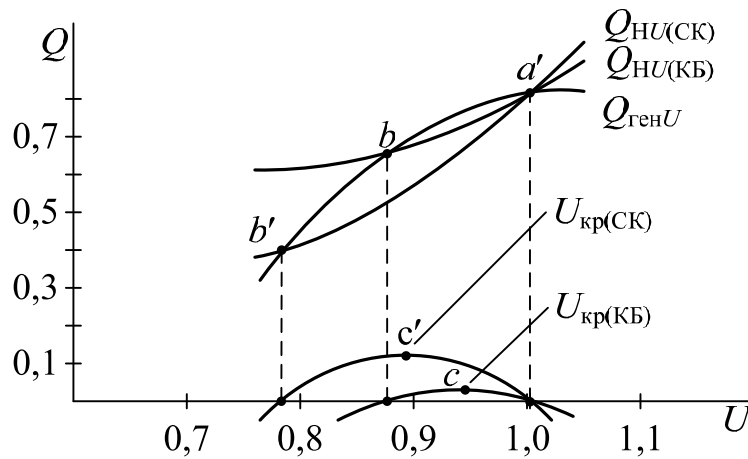


Рис. 3.21. Сопоставление запасов статической устойчивости нагрузки при СК и КБ

Поскольку в рабочей зоне СК обладает положительным регулирующим эффектом, а КБ – отрицательным, то можно заключить, что компенсирующие устройства с положительными регулирующими эффектами оказывают более благоприятное влияние на статическую устойчивость нагрузки. Это относится не только к СК и КБ, но и к другим источникам реактивной мощности (синхронным двигателям, управляемым реакторам, статическим тиристорным компенсаторам и другим регулируемым источникам реактивной мощности).

ГЛАВА 4

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ ЭНЕРГСИСТЕМ ПРИ БОЛЬШИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ

4.1. ВОЗМУЩАЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И БОЛЬШИЕ ВОЗМУЩЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

Напомним, что под возмущениями (большими или малыми) подразумеваются отклонения параметров режима энергосистем в начальной стадии переходного режима. Возмущения являются реакцией энергосистемы на возмущающие воздействия, которые можно считать причинами появления возмущений.

Возмущающие воздействия условно разделяют на внешние и внутренние.

Внешние возмущающие воздействия появляются в системе внешнего электроснабжения и приводят к частичным либо полным снижениям напряжения на шинах главных понизительных подстанций (ГПП) предприятий. Такие явления наблюдаются при коротких замыканиях в элементах внешней сети (точка $K^{(n)}$ на рис. 4.1) и последующих их отключениях, при действии АПВ на линиях электропередачи, при ложных отключениях линий и других элементов.

Отключение питающей линии выключателями B_1 и B_2 (рис. 4.1.) приводит к потере питания на соответствующей секции шин ГПП, однако напряжение на этой секции шин может некоторое время сохраняться за счет действия системы возбуждения синхронных электродвигателей, а также за счёт остаточного электромагнитного поля роторов синхронных и асинхронных двигателей. Наличие напряжения на отключенной секции шин затрудняет фиксацию факта потери питания со стороны питающей сети, поэтому используются другие факторы (например, исчезновение тока, протекающего через выключатель B_3), позволяющие надежно устанавливать факт потери питания. После установления этого факта действует устройство автоматического включения резервного питания (АВР), которое отключает выключатель ввода B_3 , дублируя потерю питания, и включает секционный выключатель СВ. Дублирование потери питания выключателем B_3 требуется для того, чтобы предотвратить случайную несанкционированную подачу питания на отключившуюся секцию шин.

Включение секционного выключателя СВ можно отнести уже к внутренним возмущающим воздействиям. Это воздействие создает

большие возмущения для нагрузки обеих секций шин. Помимо этого к внутренним возмущающим воздействиям следует отнести короткие замыкания в электроустановках и внутренних сетях, отключения элементов систем внутреннего электроснабжения, отключения мощных электродвигателей и других электроустановок, пуски крупных электродвигателей, действие мощных электроустановок с повторно-кратковременной нагрузкой.

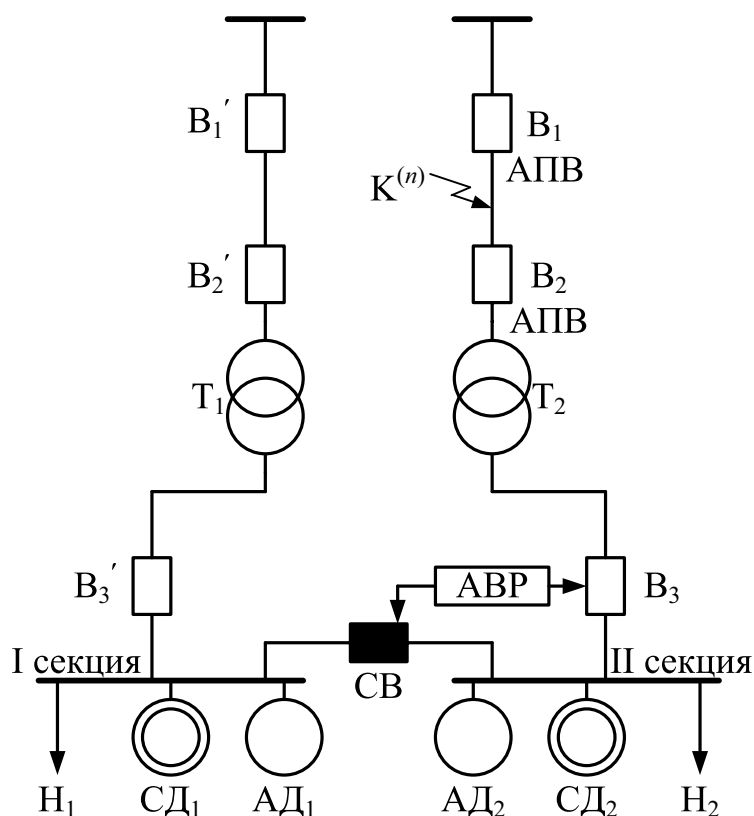


Рис. 4.1. Схема главной понизительной подстанции

Независимо от причин появления большие возмущения оказывают существенное влияние на работу электродвигателей, других электроустановок и энергосистемы в целом. При уточненном анализе этого влияния нагрузку следует учитывать динамическими характеристиками либо использовать динамические математические модели для моделирования переходных процессов.

4.2. ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

Динамической характеристикой элемента нагрузки называется зависимость его параметра режима от времени, от других режимных параметров и их производных, определённая при быстрых изменениях

режима. Динамическая характеристика, например, активной мощности нагрузки, в общем случае выражается функцией вида

$$P_{\text{нд}} = \varphi(t, U, f, dU / dt, d^2U / dt^2, df / dt, d^2f / dt^2, \dots). \quad (4.1)$$

В частных случаях динамические характеристики нагрузки могут быть представлены более простыми функциями, такими, например, как:

$$P_{\text{нд}} = \varphi(t), \quad (4.2)$$

$$P_{\text{нд}} = \varphi(t, U), \quad (4.3)$$

$$P_{\text{нд}} = \varphi(U, dU / dt). \quad (4.4)$$

В последнем из этих примеров явная зависимость от времени отсутствует, однако через производную dU / dt влияние фактора времени учитывается.

Использование динамических характеристик как способа представления нагрузки при эксплуатационных расчетах переходных режимов обычно не используется из-за сложности их получения и представления в алгоритмах расчёта. В тех случаях, когда по условиям решаемой задачи требуется уточнённый учёт нагрузки, обычно в её составе формируются эквивалентные синхронные и асинхронные двигатели, которые описываются подсистемами дифференциальных уравнений. Такие подсистемы называются *динамическими математическими моделями нагрузки*.

Рассмотрим физические основы различия между динамическими и статическими характеристиками для наиболее распространённых видов нагрузки.

4.2.1. Осветительная нагрузка

Динамическая характеристика вида $P_{\text{лнд}}(t)$ лампы накаливания (рис.4.2) определяется некоторой инерционностью нагрева нити, который происходит быстро, но не мгновенно [8]. В результате при скачкообразных изменениях напряжения наблюдаются всплески мощности (пока нить нагревается её сопротивление уменьшено). В точках излома зависимости $U(t)$ наблюдается плавный ход зависимости $P_{\text{лнд}}(t)$, обусловленный инерционностью процессов нагревания-остывания нити.

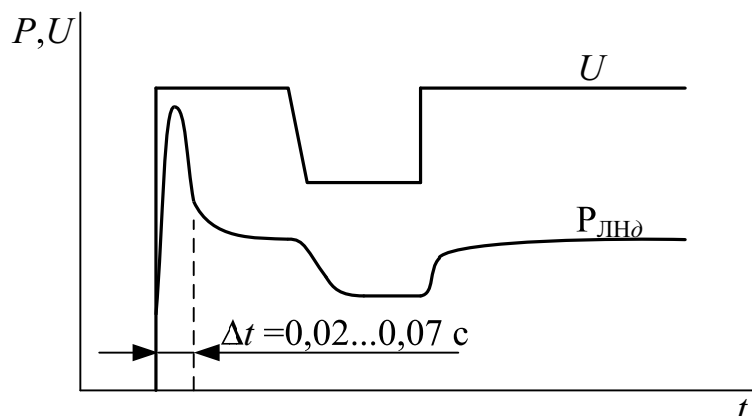


Рис. 4.2. Динамическая характеристика $P_{\text{ЛНД}}(t)$ лампы накаливания при резких изменениях напряжения

При анализе электромеханических переходных процессов особенности динамических характеристик осветительной нагрузки обычно не учитывают, а ограничиваются применением статических характеристик (см. рис. 3.1).

4.2.2. Асинхронный двигатель

Большие возмущения параметров режима асинхронного двигателя появляются либо вследствие резкого изменения механического момента (например, у двигателей подъёмных кранов, лифтов и др.), либо из-за резких изменений питающего напряжения.

В обоих случаях ход процессов зависит от начальных больших, но не скачкообразных изменений токов в обмотках двигателя. Влияют также инерционные свойства ротора, проявляющиеся при изменениях скольжения.

Оба эти фактора изменяют активное и индуктивное сопротивления двигателя в динамических переходах, вследствие чего изменения его активной мощности проходят не по статическим зависимостям $P_{\text{Ад}}(s)$, $P_{\text{мех}}(s)$, а по более сложным динамическим характеристикам (рис. 4.3, 4.4).

В частности, при резком набросе механического момента от $P_{\text{мех А}}$ до $P_{\text{мех Б}}$ и последующем его сбросе траектории перехода ротора проходят по разные стороны от статической характеристики (кривые d_1 , d_2 на рис. 4.3).

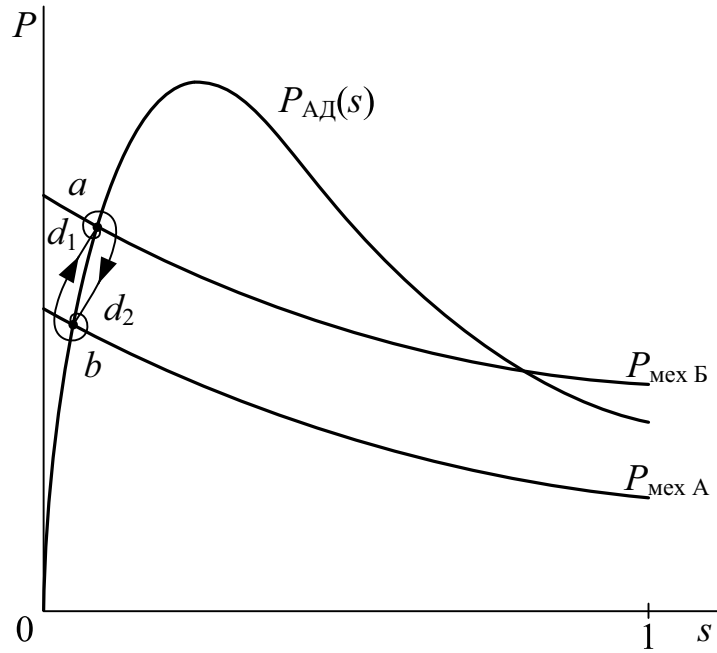


Рис. 4.3. Динамические характеристики $P_{АД\theta}(s)$ асинхронного двигателя при резком набросе и последующем сбросе механического момента

При резком снижении и последующем повышении напряжения динамические свойства двигателя также проявляются в виде переходов по разным траекториям (кривые d_1, d_2 на рис. 4.4).

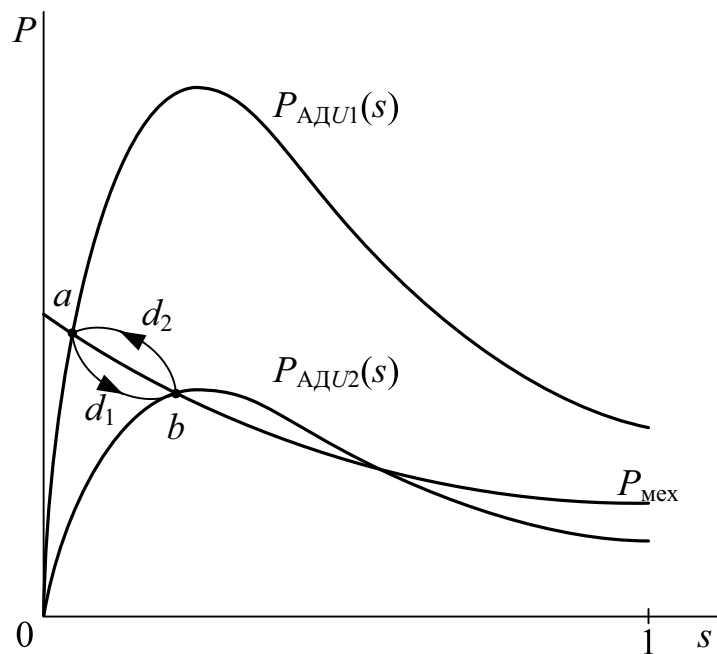


Рис. 4.4. Динамические характеристики $P_{АД\theta}(s)$ асинхронного двигателя при резком снижении и последующем повышении напряжения

Если это медленный переход (медленное снижение напряжения), то траектория перехода из точки a в точку b совпадает с кривой $P_{\text{мех}}(s)$.

При скачкообразном снижении напряжения траектория перехода проходит по кривой d_1 . Резкое повышение напряжения сопровождается переходом режима из точки b в точку a по кривой d_2 .

Полнота и точность учета динамических свойств электродвигателей увеличиваются по мере уточнения их математических моделей. Однако к чрезмерному уточнению этих моделей не следует стремиться. Сложность модели определяется условиями разумной достаточности в достижении цели, поставленной перед расчётом.

4.2.3. Синхронный двигатель

Такие динамические характеристики синхронного двигателя как $P_{\text{сд}}(t)$, $\delta(t)$, $s(t)$ могут быть рассчитаны по уравнению движения ротора путём его численного решения, например, методом последовательных интервалов. Большие возмущения типа резких изменений механического момента или резких изменений модуля напряжения приводят к однотипным процессам. При этом, поскольку у синхронных двигателей векторы ЭДС отстают от векторов напряжений в узлах подключения, основная часть процессов проходит в области отрицательных углов (рис.4.5). Аналогичные процессы у синхронных двигателей и синхронных генераторов проходят, образно говоря, в противоположных направлениях, что позволяет использовать угловые характеристики и другие сведения о переходных процессах генераторов для анализа работы синхронных двигателей (рис.4.6, 4.7).

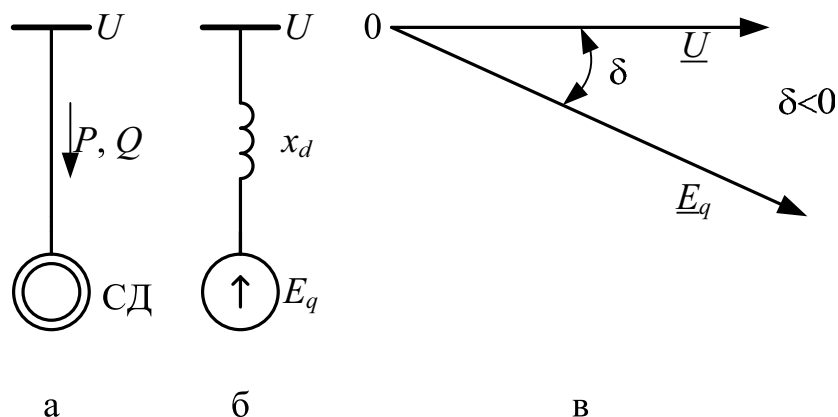


Рис. 4.5. Электрическая схема (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма напряжений (в) синхронного двигателя

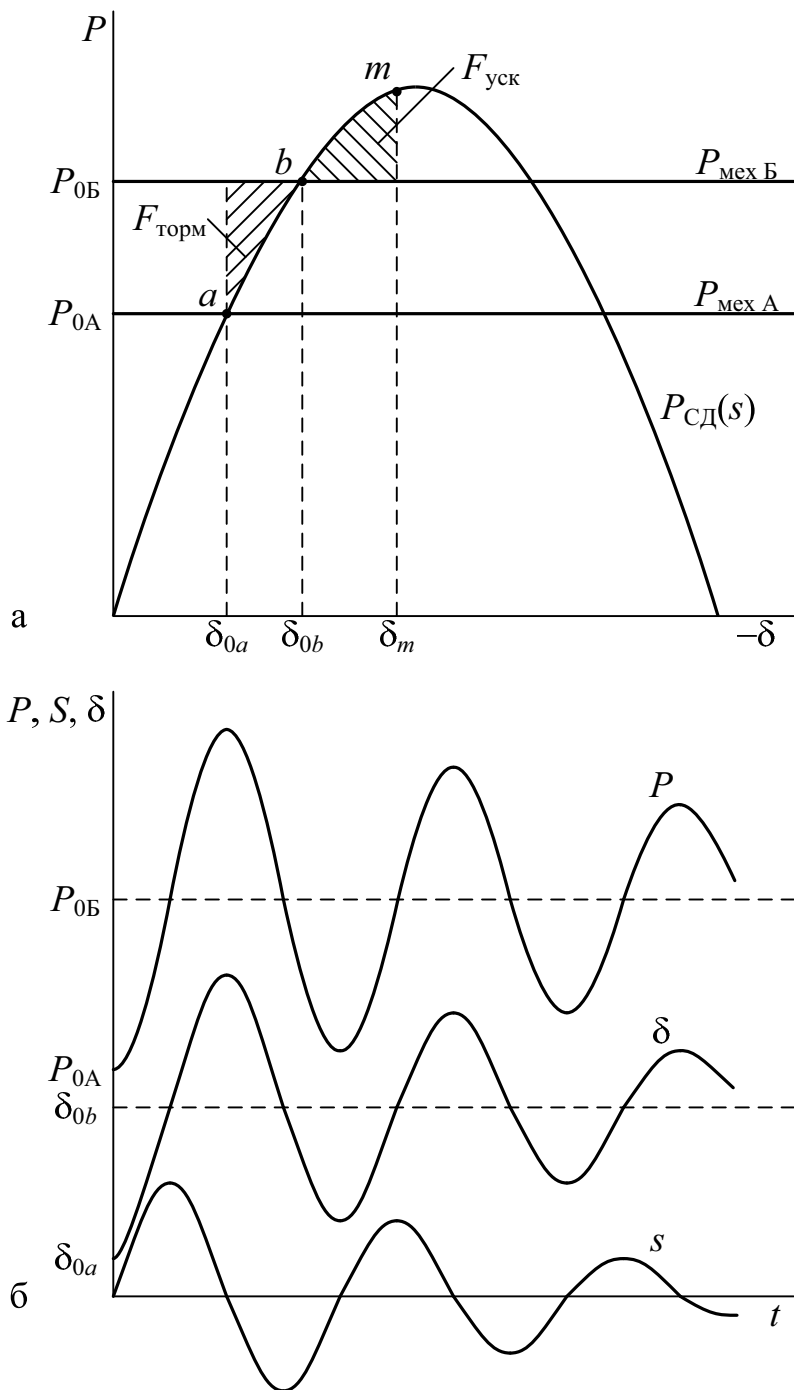


Рис. 4.6. Характеристики синхронного двигателя при скачкообразном увеличении механического момента: а – угловая, б – динамические

При набросе механической мощности и при резком снижении напряжения новый установившийся режим синхронного электродвигателя на этих рисунках изображается точкой *b*. Динамические характеристики $P_{CD}(t)$, $\delta(t)$, $s(t)$ в этих случаях весьма сходны (рис.4.6,б, 4.7,б). Соот-

ветственно, сходными являются и условия сохранения динамической устойчивости синхронного двигателя при этих возмущениях.

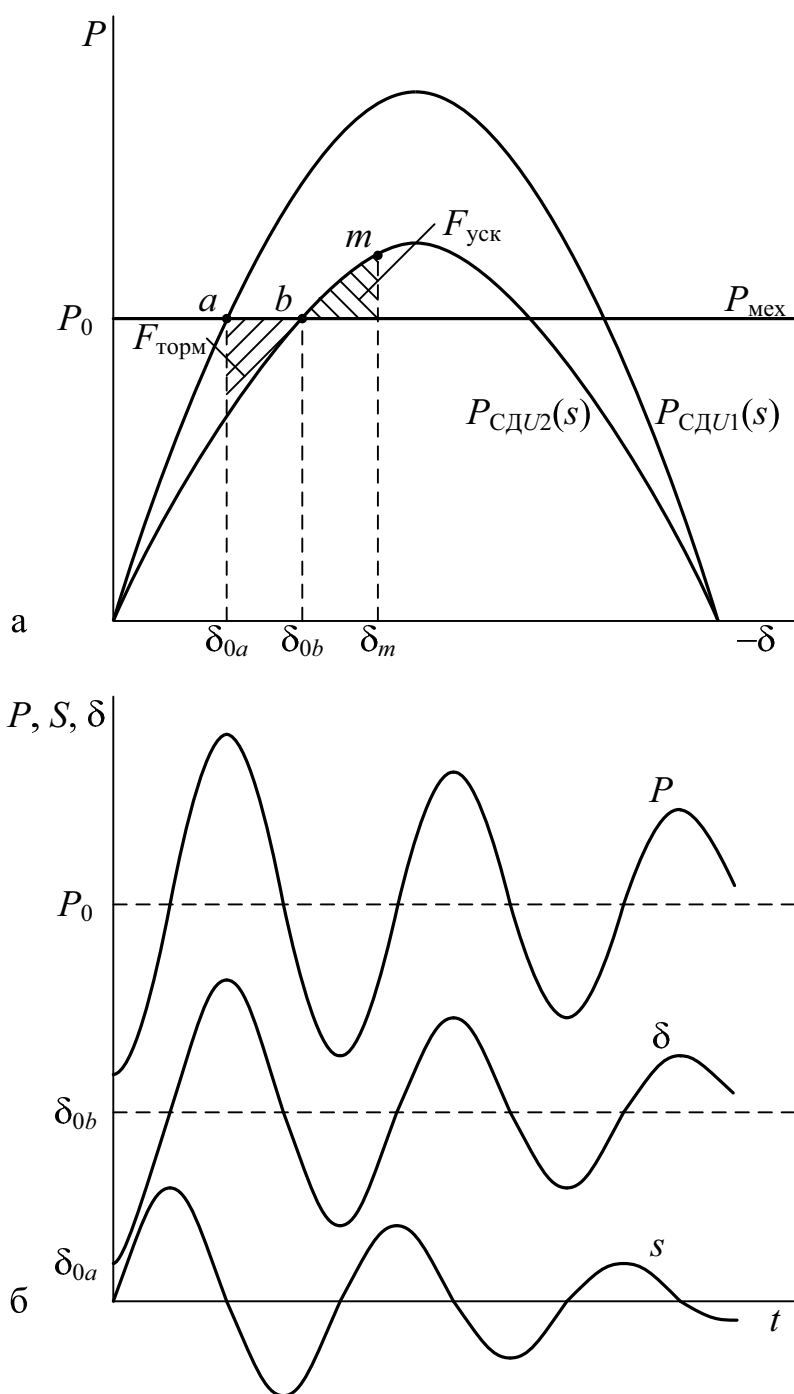


Рис. 4.7. Характеристики синхронного двигателя при скачкообразном снижении напряжения: а – угловые, б – динамические

При анализе динамической устойчивости синхронного двигателя удобно использовать, как и в случае с синхронным генератором, прави-

ло площадей и критерий динамической устойчивости. Суть правила площадей, а именно равенство суммарных площадок торможения и ускорения ($F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$), при этом сохраняется, а критерий динамической устойчивости видоизменяется, поскольку на начальной стадии переходного режима при набросе механического момента и при снижении напряжения ротор двигателя затормаживается. Поэтому для возврата в исходное состояние на следующей стадии требуется иметь достаточную площадь возможного ускорения $F_{\text{возм.уск}}$. Соответственно, коэффициент запаса динамической устойчивости синхронного двигателя $K_{\text{д.у.}}$ и критерий его динамической устойчивости определяются выражениями:

$$K_{\text{д.у.}} = F_{\text{возм.уск}} / F_{\text{торм}}, \quad (4.5)$$

$$F_{\text{возм.уск}} \geq F_{\text{торм}}. \quad (4.6)$$

Представляют интерес предельные случаи, когда $K_{\text{д.у.}} = 1$, то есть когда

$$F_{\text{возм.уск}} = F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}} \quad (4.7)$$

Углублённый анализ этих случаев необходим при определении условий сохранения динамической устойчивости синхронных электродвигателей.

4.3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

Из множества факторов, влияющих на динамическую устойчивость синхронного двигателя, рассмотрим, для примера, влияние кратковременного наброса механического момента и кратковременное снижение напряжения в узле подключения.

При кратковременном набросе механической мощности на вал ротора синхронного двигателя (рис.4.8) правилу площадей соответствует равенство

$$F_{\text{уск.1}} + F_{\text{уск.2}} = F_{\text{торм 1}} + F_{\text{торм 2}}. \quad (4.8)$$

Случай, когда $F_{\text{возм.уск}} = F_{\text{торм 1}} + F_{\text{торм 2}}$ (рис. 4.8, б) является условием определения предельного угла восстановления $\delta_{\text{вос.пр}}$ исходного момента. По известному $\delta_{\text{вос.пр}}$ методом численного интегрирования нетрудно найти $t_{\text{вос.пр}}$ (см. рис. 4.8,а), то есть определить предельную длительность наброса механического момента $P_{\text{мех}}$.

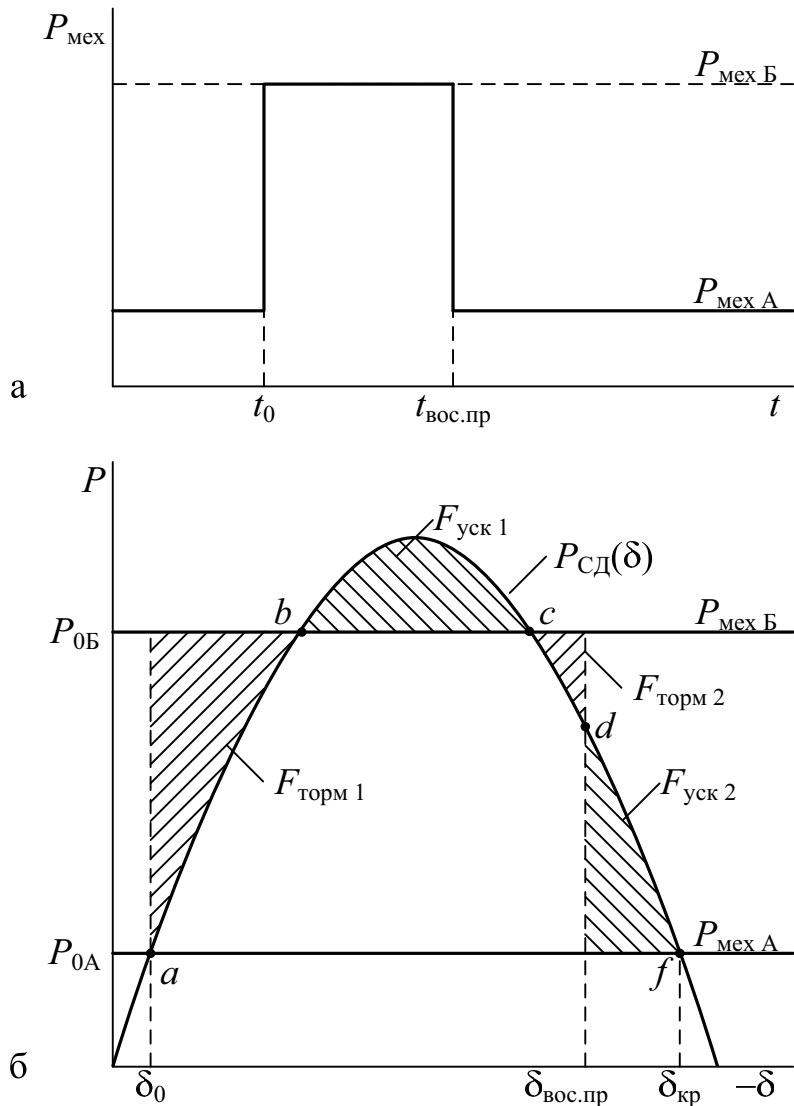


Рис. 4.8. Предельный динамический переход синхронного двигателя при набросе механического момента

При кратковременном снижении напряжения условия сохранения динамической устойчивости синхронного двигателя принципиально не отличаются от случая наброса механического момента. Так, при снижении питающего напряжения от значения U_1 до значения U_2 (рис. 4.9,а) электромагнитная мощность синхронного двигателя скачком изменяется от точки a до точки b (рис.4.9,б), и двигатель начинает затормаживаться. При восстановлении напряжения электромагнитная мощность переходит из точки c в точку c'' , и далее ротор двигателя движется с ускоряющим моментом. В предельном случае, показанном на рис. 4.9, площадь возможного ускорения равна площади торможения, ограниченной точкой f , соответствующей критическому углу $\delta_{\text{кр}}$.

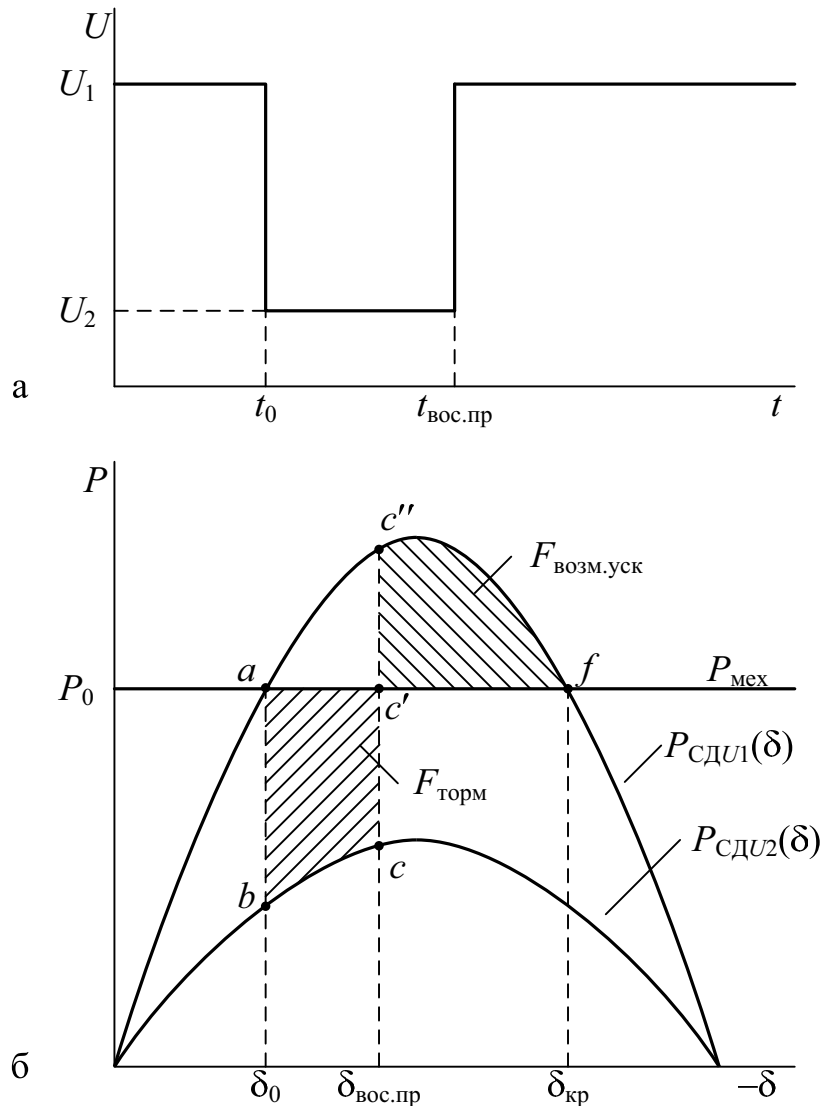


Рис. 4.9. Предельный динамический переход синхронного двигателя при кратковременном снижении напряжения

В этом случае на основе равенства $F_{\text{возм.уск}} = F_{\text{торм}}$ можно определить предельный угол восстановления $\delta_{\text{вос.пр}}$ напряжения (см. рис. 4.9,б) и, соответственно, предельное время восстановления напряжения $t_{\text{вос.пр}}$ (см. рис. 4.9,а).

4.4. УСЛОВИЯ САМОЗАПУСКА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

Самозапуском асинхронного двигателя называют процесс восстановления нормальной работы после её кратковременного нарушения,

вызванного исчезновением или кратковременным снижением напряжения питания.

Принципиальные вопросы, связанные с самозапуском асинхронного двигателя, рассмотрим на примере его работы при кратковременном снижении питающего напряжения. Принимая в целях упрощения $P_{\text{мех}} = \text{const}$ (рис. 4.10), видим, что к моменту восстановления напряжения скольжение восстановления $s_{\text{вос.2}}$ может оказаться больше, чем в точке неустойчивого равновесия (точка b). В этом случае самозапуск невозможен.

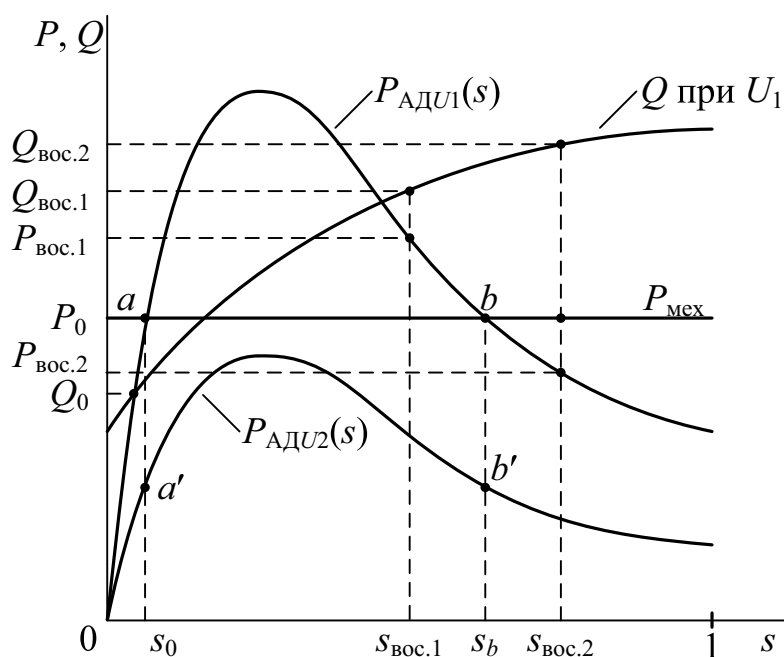


Рис. 4.10. Работа АД при кратковременном снижении питающего напряжения

Условия самозапуска выполняются, если в момент восстановления напряжения электромагнитный момент будет больше механического. Этим условиям на рис. 4.10 соответствует скольжение восстановления $s_{\text{вос.1}}$, которое меньше, чем s_b .

Из этих рассуждений следует, что математически выраженным условием успешного самозапуска асинхронного двигателя может служить неравенство $s_{\text{вос.1}} \leq s_b$.

Следует учитывать, что в момент восстановления напряжения притормозившийся электродвигатель потребляет повышенные активную и реактивную мощности ($P_{\text{вос.1}} > P_0$, $Q_{\text{вос.1}} > Q_0$). Это приводит к повышенным потерям напряжения во внешней сети и, следовательно, к уменьшению напряжения питания двигателя. В итоге скольжение s_b уменьшается и, следовательно, условия самозапуска двигателя ухудша-

ются. При одновременном самозапуске группы двигателей этот фактор имеет весьма существенное значение.

4.5. ПРОЦЕССЫ ПРИ ПУСКЕ ДВИГАТЕЛЕЙ

4.5.1. Общая характеристика условий пуска

К наиболее характерным переходным процессам, влияющим на режимы узлов нагрузок электрических систем, относятся процессы, происходящие при пуске двигателей. Современные мощные двигатели, особенно асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, имеют большие пусковые токи, и поэтому их пусковой режим оказывает существенное влияние на режим энергосистемы. Одновременный пуск значительного количества двигателей, соизмеримых по суммарной мощности с мощностью остальной системы, может оказать существенное влияние на её режим. При соизмеримой мощности двигателей и генераторов энергосистемы проверка влияния пуска двигателей на режим системы должна проводиться в обязательном порядке.

Пуск двигателей в ход или пусковой режим электропривода, входящего в состав комплексной нагрузки, – это процесс перехода двигателей и, соответственно, рабочих механизмов из неподвижного состояния в состояние вращения с номинальной скоростью [5].

Пуск двигателей относится к числу нормальных переходных процессов.

При проектировании электропривода и выборе соответствующего двигателя устанавливают, сможет ли данный двигатель «развернуть» (от $\omega = 0$ до $\omega = \omega_0$) присоединенный к нему механизм, для чего:

- выясняют время пуска двигателя;
- устанавливают, насколько допустима данная продолжительность процесса пуска;
- проверяют плавность пуска (что особенно важно, например, для подъёмных кранов и печатных машин);
- определяют нагрев двигателя при пуске;
- оценивают постоянство ускорения при пуске, что желательно для ряда механизмов, например, для пассажирских лифтов.

Эти вопросы решаются при проектировании электропривода и поэтому не рассматриваются при изучении переходных процессов в узле нагрузки, где внимание сосредоточивается на системных задачах, в число которых входит определение допустимости пусковых токов с позиций обеспечения нормальной работы системы и сети.

Большие токи могут вызвать понижение напряжения, создать неблагоприятное влияние на другие виды нагрузки и привести к тому, что данный двигатель будет фактически разгоняться медленнее, чем это предполагалось при неизменном напряжении на его зажимах. В этих условиях требуется определение времени пуска двигателей и зависимости пускового тока от времени. Вследствие снижения напряжения в сети вращающий момент двигателя может оказаться либо меньше момента сопротивления механической нагрузки, либо несколько больше и разгон двигателя будет, соответственно, или невозможен, или недопустимо затянут.

Хотя пуск двигателей рассматривается применительно к группе «системных вопросов», однако для решения возникающих здесь задач необходимо интересоваться характеристиками двигателей и приводимых ими во вращение механизмов.

Во время пуска двигатель должен развивать вращающий момент, необходимый, во-первых, для преодоления момента сопротивления механизма, и, во-вторых, для создания определенной кинетической энергии вращающихся масс агрегата. Кратность пускового тока по отношению к номинальному значению составляет у асинхронных двигателей: 1.5 – 2 – при реостатном пуске (для двигателей с фазным ротором) и 5 – 8 – при пуске двигателя с короткозамкнутым ротором.

Условия пуска обычно разделяют на лёгкие, нормальные и тяжёлые.

При лёгких условиях требуемый момент в начале вращения двигателя составляет от 10 до 50 % номинального.

К нормальным условиям пуска относят такие, при которых механизм требует пускового момента, равного 50 – 75 % номинального.

К тяжёлым относятся такие условия, при которых требуемый начальный момент составляет от 75 % до 100 % номинального и выше. К последним относятся условия пуска таких механизмов, как компрессоры, дробильные барабаны, различные устройства для перемешивания, а также насосы с открытой задвижкой и приводы со значительным моментом инерции. В редких специальных случаях, например, при однофазных двигателях, у которых не предусмотрен самозапуск, электрический пуск агрегата в ход заменяется механическим с помощью разгонных устройств.

Для облегчения тяжёлых условий пуска в некоторых приводах применяются специальные механические средства: центробежные, сцепные ферромагнитные или гидравлические муфты, с помощью которых двигатель принимает нагрузку лишь после того, как он достиг нужной скорости и стал развивать надлежащий вращающий момент.

Для управления пуском и ограничения пускового тока может применяться пускорегулирующая аппаратура и специальные схемы пуска.

4.5.2. Схемы пуска

Протекание переходных процессов при пуске зависит от того, по какой схеме осуществляется пуск электродвигателя. Существующие способы пуска двигателей в основном сводятся к следующим трём, которые изложены применительно к синхронным двигателям; пуск асинхронных двигателей отличается лишь тем, что в нём отсутствует последняя стадия – подача возбуждения и втягивание в синхронизм [5].

Автотрансформаторный пуск осуществляется по схеме, показанной на рис. 4.11,а. Сначала включается нулевой выключатель 1, затем выключатель 2, присоединяющий автотрансформатор к сети. Так как двигатель подключен к пониженному через автотрансформатор напряжению, то он разгоняется, потребляя сравнительно небольшой ток. После того, как двигатель достигнет близкую к синхронной скорость, включается возбуждение, и двигатель входит в синхронизм; выключатель 1 отключается и включается шунтирующий выключатель 3, который подаёт на двигатель нормальное напряжение.

У синхронных двигателей при лёгком пуске возбуждение на двигатель подаётся до включения выключателя 3; при тяжёлом пуске возбуждение подключается после включения шунтирующего выключателя, то есть после подачи на двигатель полного напряжения сети.

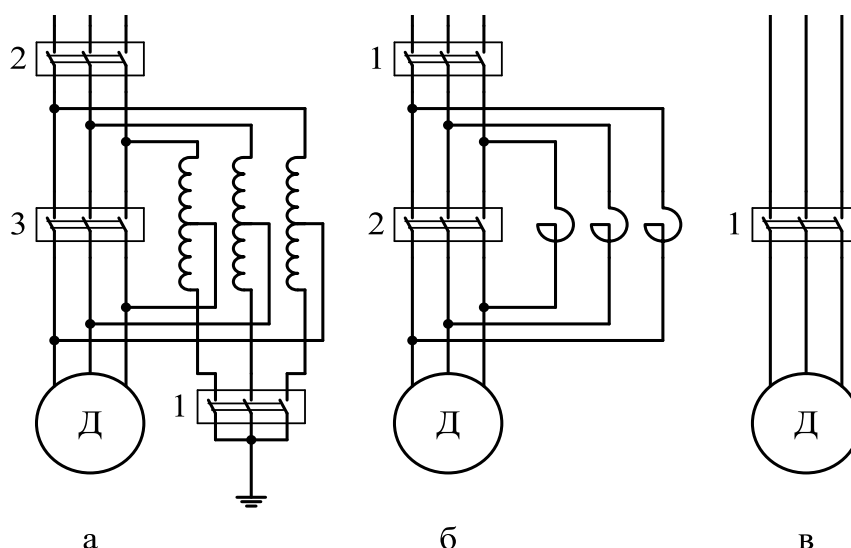


Рис. 4.11 Схемы пуска двигателей: а – автотрансформаторный пуск; б – реакторный пуск; в – прямой пуск

Пуск через автотрансформатор имеет серьёзный недостаток, поскольку наличие пускового автотрансформатора является дополнительной причиной возникновения аварий. Кроме того, такая установка довольно дорога и обладает недостатками в эксплуатации, так как создаёт толчки при переключениях автотрансформатора. Всё это привело к тому, что автотрансформаторный пуск применяется крайне редко.

Реакторный пуск осуществляется по схеме, показанной на рис. 4.11,б. Пусковой реактор ограничивает величину пускового тока и снижает напряжение на двигателе при пуске за счёт падения напряжения в реакторе. В начале пуска шунтирующий выключатель 2 отключен. С помощью выключателя 1 двигатель подключается к сети через реактор. По мере разгона двигателя ток снижается. Это приводит к уменьшению падения напряжения в реакторе и, следовательно, напряжение на двигателе повышается. При достижении подсинхронной скорости двигатель получает возбуждение и входит в синхронизм, после чего выключателем 2 шунтируется реактор.

Величина сопротивления реактора x_p определяется по выражению [5]:

$$x_p = U_{\text{ном}} \left(\frac{1}{I_{\text{пуск.мин}}} - \frac{1}{I_{\text{пуск.макс}}} \right), \quad (4.9)$$

где $I_{\text{пуск.мин}}$ – величина, до которой необходимо ограничить пусковой ток с помощью реактора; $I_{\text{пуск.макс}}$ – пусковой ток двигателя при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$ на его выводах.

Реальный пусковой ток $I_{\text{пуск}}$ может быть определен как доля максимального тока $I_{\text{пуск.макс}}$, пропорциональная напряжению U_d на выводах двигателя:

$$I_{\text{пуск}} = U_d \frac{I_{\text{пуск.макс}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (4.10)$$

Для определения U_d воспользуемся уравнением связи между этим напряжением и напряжением сети U_c в точке подключения реактора

$$U_c = U_d + I_{\text{пуск}} x_p = U_d + U_d \frac{I_{\text{пуск.макс}}}{U_{\text{ном}}} x_p. \quad (4.11)$$

Из (4.11) следует, что

$$U_{\text{Д}} = U_{\text{С}} / \left(1 + \frac{I_{\text{пуск.макс}}}{U_{\text{ном}}} x_{\text{Р}} \right). \quad (4.12)$$

Таким образом, по формулам (4.10, 4.12) можно определить реальные значения пускового тока $I_{\text{пуск}}$ и напряжения $U_{\text{Д}}$ при известном напряжении сети $U_{\text{С}}$.

Пусковой момент при реакторном пуске снижается до величины

$$M_{\text{пуск}} = M_{\text{пуск.}U_{\text{ном}}} \left(\frac{U_{\text{Д}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (4.13)$$

Схему реакторного пуска применяют при необходимости значительного снижения тока в сети и при достаточности для пуска небольшого превышения пускового момента над статическим моментом механизма.

Прямой пуск осуществляется согласно схеме на рисунке 4.11,в. Двигатель включается на полное напряжение сети с помощью выключателя 1. Под действием асинхронного момента двигатель достигает подсинхронной скорости, после чего подается возбуждение и двигатель входит в синхронизм.

4.5.3. Расчёт времени пуска

Рассмотрим общий подход к расчёту времени пуска двигателя как к одному из важнейших показателей пусковых процессов [5].

Процесс движения ротора двигателя описывается дифференциальным уравнением, которое, подобно уравнению (1.19) для генератора, записывается как

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta M, \quad (4.14)$$

где $\Delta M = M_{\text{эм}} - M_{\text{мех}}$.

С учётом того, что $\omega = \omega_0 - s$, уравнение (4.14) приводится к виду

$$-T_j \frac{ds}{dt} = \Delta M. \quad (4.15)$$

Поскольку моменты $M_{\text{мех}}$ и $M_{\text{эм}}$ являются нелинейными функциями от s , то и их разность ΔM также есть нелинейная функция от s (рис. 4.12).

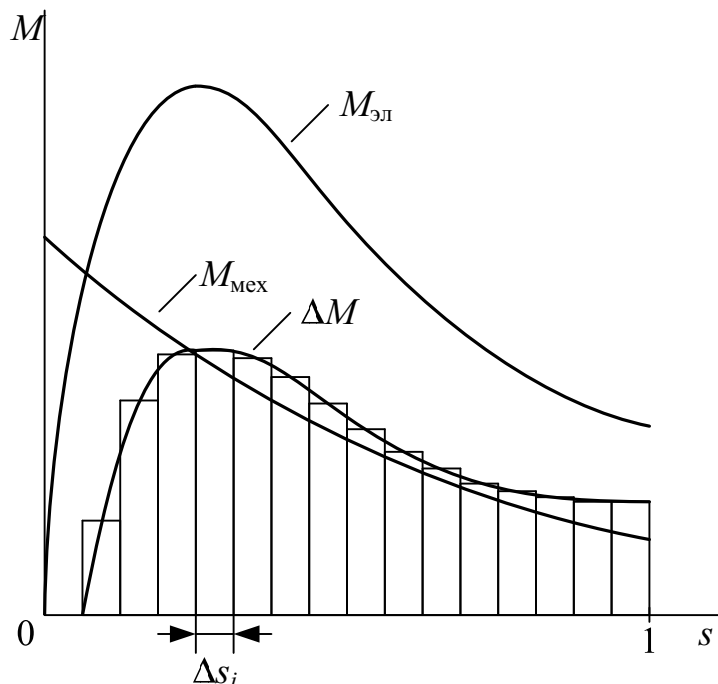


Рис. 4.12. К расчёту времени пуска двигателя

Расчёт проводится численно по интервалам. Для этого график функции $\Delta M = f(s)$ разбивается на n равных интервалов по скольжению

$$\Delta s_1 = \Delta s_2 = \dots = \Delta s_i = \dots = \Delta s_n \quad (4.16)$$

и строится ступенчатая функция (см. рис.4.12), где $\Delta M_i = \text{const}_i, i = \overline{1, n}$.

Учитывая, что в процессе пуска скольжение двигателя убывает, в пределах произвольного i -го интервала уравнение движения (4.15) можно представить в конечных приращениях

$$T_j \frac{\Delta s_i}{\Delta t_i} = \Delta M_i, \quad i = \overline{1, n}, \quad (4.17)$$

где ΔM_i – среднее значение небаланса моментов на i -м интервале.

Из (4.17) легко определяется промежуток времени $\Delta t_i, i = \overline{1, n}$, соответствующий интервалу скольжения $\Delta s_i, i = \overline{1, n}$:

$$\Delta t_i = T_j \frac{\Delta s_i}{\Delta M_i}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.18)$$

Суммируя все n промежутков времени получаем время пуска $t_{\text{пуск}}$ двигателя:

$$t_{\text{пуск}} = T_j \sum_{i=1}^n \frac{\Delta s_i}{\Delta M_i}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.19)$$

Точность расчёта по (4.19) возрастает с уменьшением величины Δs_i и, соответственно, с увеличением количества интервалов.

4.6. САМООТКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОССТАНОВЛЕНИЕ НАГРУЗКИ

Самоотключения (излишние отключения) электроустановок при *кратковременных нарушениях электроснабжения* (КНЭ) часто обусловлены применением магнитных пускателей обычного исполнения. При напряжении, сниженном на 20 – 40 % и более, якорь магнитного пускателя удерживается в течение всего лишь нескольких периодов промышленной частоты. Поэтому электроустановки напряжением 380 В, в отношении которых не приняты меры против их самоотключения, оказываются обесточенными в результате КНЭ. Это может приводить к отключениям других технологически связанных электроустановок. Например, самоотключения маслonaсосов в системе принудительной смазки подшипников закономерно приводит к отключению крупных двигателей 6 – 10 кВ [8].

Отключения ответственных электроустановок в ряде случаев обусловлены излишним действием защит минимального напряжения, не отстроенных от КНЭ при КЗ, АПВ, АВР. Например, встречались случаи, когда такая защита без выдержки времени отключала агрегаты, несмотря на то, что их самозапуск был возможен.

Излишние отключения при КНЭ могут быть вызваны и действием других факторов (технологических защит, защит от потери возбуждения и т.п.), анализ которых должен проводиться в конкретных условиях эксплуатации электроустановок.

Не вдаваясь в технические подробности факторов самоотключения электроустановок, действующих при КНЭ, рассмотрим общую картину восстановления нагрузки бумагоделательного производства, частично отключившейся в результате глубокого снижения напряжения длительностью около 1 с. Как видно из рис. 4.13, после КНЭ осталось в работе около половины активной мощности электроустановок [8].

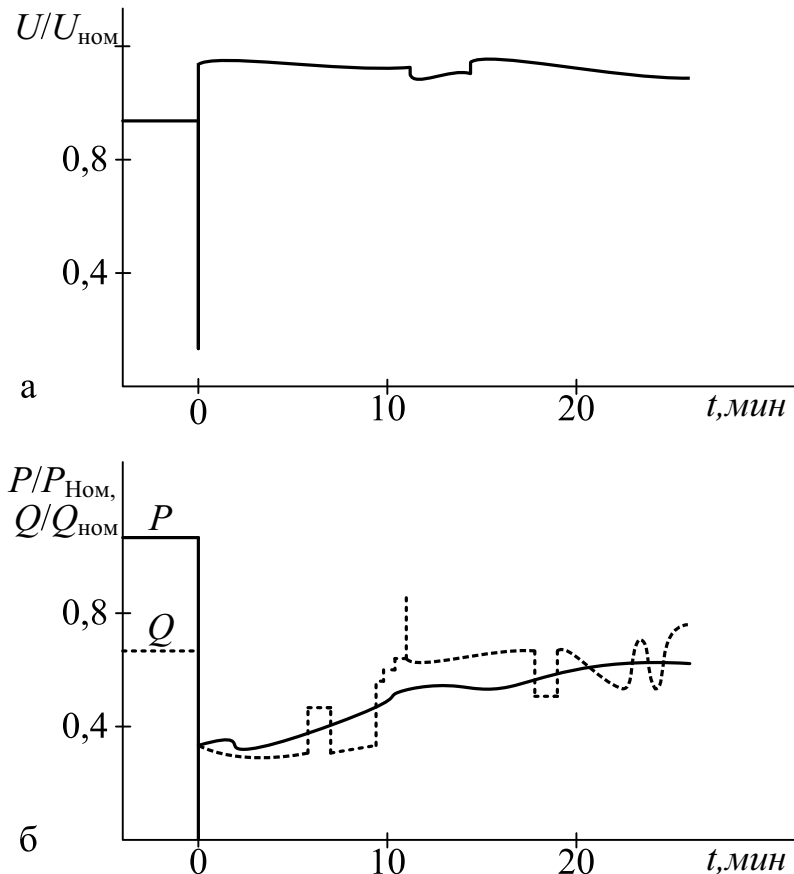


Рис. 4.13. Восстановление нагрузки бумагоделательного производства, частично отключившейся в результате глубокого снижения напряжения

Подъём нагрузки происходит более получаса. Напряжение в узле подключения нагрузки после КНЭ оказалось даже несколько выше исходного. Это естественно, так как снизились потери напряжения в питающей сети.

Для других производств картина восстановления нагрузки может существенно отличаться от приведённой.

4.7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ БОЛЬШИХ ВОЗМУЩЕНИЙ

Основной задачей противоаварийных мероприятий в энергосистеме является снижение интенсивности и длительности КНЭ.

Непосредственно на предприятиях задачами противоаварийных мероприятий являются снижение чувствительности промышленного электрооборудования к КНЭ и уменьшение интенсивности КНЭ.

Задачи противоаварийных мероприятий в энергосистеме и на предприятиях взаимосвязаны, и их следует рассматривать комплексно.

Многие из мероприятий предусматриваются ещё на этапе проектирования, однако значительных результатов можно добиться и в процессе эксплуатации.

Для реализации противоаварийных мероприятий необходимо, как правило, технико-экономическое обоснование, поскольку во многих случаях обнаруживается возможность достижения одних и тех же целей различными средствами.

Рассмотрим мероприятия в энергосистеме и на промышленных предприятиях по отдельности [8].

Противоаварийные мероприятия в энергосистеме:

1. Замена упрощенных подстанций (на отпайках или на отделителях с короткозамыкателями) на подстанции с полным комплектом выключателей.

2. Локализация зоны глубоких снижений напряжения при КЗ с помощью статических тиристорных компенсаторов и других устройств подобного типа.

3. Выбор оперативной схемы внешнего электроснабжения предприятий (замкнутые, разомкнутые, смешанные) с учётом снижения интенсивности и длительности КНЭ.

4. Применение ОАПВ в распределительных сетях.

5. Координация уставок (по времени) релейных защит с целью уменьшения количества длительных КЗ в распределительных сетях.

6. Выбор оптимального соотношения между источниками реактивной мощности (конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы, синхронные двигатели, синхронные компенсаторы и др.), обеспечивающего статическую и динамическую устойчивость нагрузки при расчётных возмущениях.

7. Превентивное (опережающее) деление системы при опасности возникновения асинхронного хода в энергосистеме. Здесь нужно проанализировать и решить: делить систему до появления асинхронного хода или после.

Противоаварийные мероприятия на промышленных предприятиях:

1. Замена или модернизация магнитных пускателей и некоторых других коммутационных аппаратов с целью предотвращения самоотключений электроустановок.

2. Сокращение длительности КЗ в системе внутреннего электроснабжения путём замены максимальных токовых защит более быстродействующими (дифференциальными, токовыми отсечками с блокировками и др.).

3. Ускорение АВР – одно из наиболее эффективных мероприятий.

4. Отключение неответственной нагрузки при КНЭ для улучшения условий самозапуска ответственных двигателей.
5. Настройка АРВ синхронных двигателей по условиям повышения динамической и результирующей устойчивости.
6. Быстрое отключение двигателей, выпавших из синхронизма.
7. Применение автоматического повторного пуска двигателей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики). Изд. 2-е, доп. и перераб. – М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.
2. Электрические системы. Математические задачи энергетики. Изд. 2-е, доп. и перераб. / В.А. Веников, Э.Н. Зуев, И.В. Литкенс и др. / под ред. В.А. Веникова – М.: Высшая школа, 1981. – 288 с.
3. Бермант А.Ф., Арамович И.Г. Краткий курс математического анализа. Изд. 7-е, стереотипное. – М.: Наука, 1971. – 736 с.
4. Математические основы теории автоматического регулирования / В.А. Иванов, В.С. Медведев, Б.К. Чемоданов и др. / под ред. Б.К. Чемоданова. – М.: Высшая школа, 1971. – 808 с.
5. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1978. – 536 с.
6. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
7. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Минэнерго СССР. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1984. – 11 с.
8. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
9. Портной М.Г. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.

Учебное издание

ХРУЩЕВ Юрий Васильевич
ЗАПODOВНИКОВ Константин Иванович
ЮШКОВ Анатолий Юрьевич

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 07.12.2010 . Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать Херох. Усл.печ.л. 9,31. Уч.-изд.л. 8,42.

Заказ 2134-10. Тираж 100 экз.




Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Система менеджмента качества

Томского политехнического университета сертифицирована

NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ . 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru