



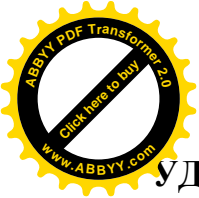
**Попова Т.И., Джунуев Т.А.**

**ПЕРЕХОДНЫЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

**Учебник для студентов высших учебных заведений  
всех специальностей направления «Электроэнергетика»**

*«Допущен Министерством образования и науки Кыргызской  
Республики» в качестве учебника для студентов высших учебных  
заведений, аспирантов, преподавателей*

**Бишкек – 2012**



УДК 621.315.01  
ББК 31.27 П 57



Рецензенты: **А.Н.Исраилов** - первый зам. ген. директора ОАО

«Электрические станции»

**М.Д.Дурусалиев** - директор ЧуПВЭС

**И.Н.Василенко** - доцент каф. «Электроэнергетика»

**Попова Т.И., Джунуев Т.А.**

**П 57 Переходные электромеханические процессы в электрических системах:** Учебник для студ. высш. учебн. заведений всех спец. направления «Электроэнергетика» / КГТУ им. И. Раззакова; - Б.: ИЦ «Текник», 2012. - 110 с.

**ISBN 978-9967-449-32-9**

Учебник по дисциплине «Переходные электромеханические процессы в электрических системах» для студентов всех специальностей направления «Электроэнергетика» всех форм обучения, а также аспирантов, научных сотрудников и инженеров электроэнергетических специальностей.

В учебнике рассмотрены вопросы статической, динамической устойчивости, устойчивость в узлах нагрузки при различных возмущениях, уравнения электромагнитного переходного процесса синхронной машины, решение уравнения относительного движения роторов генератора, асинхронный режим генераторов, мероприятия по улучшению устойчивости и качества переходных процессов.

Табл.: 3. Рис.: 71. Библиогр.: 9 наименов.

**П 2202080000-12**

**ISBN 978-9967-449-32-9**

**УДК 621.315.01**

**ББК 31.27**

**© Попова Т.И., Джунуев Т.А., 2012**



## Предисловие

Данный учебник предназначен для изучения дисциплины «Переходные электромеханические процессы в электрических системах».

Этот учебник создан на основе конспектов лекций авторов по данной дисциплине с использованием материалов книг Веникова В.А. «Переходные электромеханические процессы в электрических системах» 1964, 1970, 1980 годов издания. Эти учебники имеются в библиотеке в единичных экземплярах и практически недоступны студентам.

Авторы читают лекции по «ПЭМП» в Кыргызском государственном техническом университете им. И.Раззакова уже около 40 лет и стремились изложить материал в логичной последовательности, удобной для понимания с изложением основных положений в доступной форме.

Изложение учебного материала курса «Переходные электромеханические процессы в электрических системах» соответствует рабочей программе дисциплины в объеме 45 учебных часов.

В учебнике особое внимание уделено вопросам устойчивости переходных электромеханических процессов и мероприятиям по обеспечению устойчивой работы, в сжатом виде представлены вопросы статической и динамической устойчивости, устойчивость узлов нагрузки, переходные процессы при изменении частоты и мощности в системе.

Учебник предназначен для студентов высших учебных заведений, бакалавров, магистров, аспирантов направления «Электроэнергетика» специальностей: «Электроэнергетические системы и сети», «Электрические станции», «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем», «Электроснабжение (по отраслям)», а также инженерам-энергетикам.

К сожалению, ограничение объема учебника не позволило сопроводить теоретический материал практическими примерами и расчетами, но уже готовится учебное пособие с примерами и задачами по дисциплине «ПЭМП».



## Глава 1. Основные понятия и определения теории электромеханических переходных процессов

### 1.1. Основные понятия об электроэнергетических системах и переходных процессах

В соответствии с действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ):

- «Энергетической системой (энергосистемой) (ЭС) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом».

- «Электроэнергетической системой (ЭЭС) называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии».

Элементы ЭЭС можно разделить на три группы:

1. Основные (силовые элементы) – генерирующие агрегаты электростанций (парогенераторы, турбины, синхронные генераторы), которые преобразуют энергию воды или топлива в электроэнергию и тепловую энергию (теплоту); трансформаторы и выпрямительные установки, которые преобразуют вид и значение тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), по которым передают электроэнергию на расстояние; коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители и пр.), предназначенная для изменения схемы системы, отключения поврежденных элементов и т.д.

2. Измерительные элементы – трансформаторы тока и напряжения, которые предназначены для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования.

3. Средства управления – релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь – обеспечивают оперативное и автоматическое управление схемой и работой системы.

### 1.2. Классификация режимов и задачи управления ими

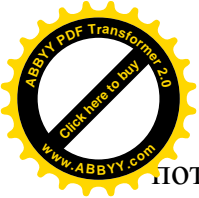
Состояние системы на заданный момент или период времени называют режимом ЭЭС. Режим определяется составом включенных основных элементов системы и их нагрузкой.

Значения напряжений, мощностей и токов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи и распределения энергии, называют параметрами режима.

Если параметры режима не изменяются во времени, то режим системы называется установившимся, если изменяются – переходным.

Установившийся режим – понятие условное, т.к. случайные колебания нагрузки всегда присутствуют.

Основной режим ЭЭС – нормальный установившийся режим, по времени это самый длительный режим в котором работает ЭЭС, выполняя основную задачу ЭЭС – обеспечение экономичного и надежного электроснабжения



потребителей без перегрузки основного оборудования системы при заданном качестве электроэнергии.

Утяжеленный установившийся режим характеризуется меньшей надежностью, перегрузкой отдельных элементов и возможным ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование его нежелательно, т.к. может возникнуть аварийная ситуация.

Аварийный режим – самый опасный, вызывается коротким замыканием, разрывами цепи, в том числе и вследствие ложных срабатываний автоматики или ошибок персонала. Аварийный режим должен быть быстро отключен.

После отключения аварии ЭЭС переходит в послеаварийный режим, который не отвечает требованиям экономичности и не полностью удовлетворяет требованиям надежности и качества электроснабжения, он допускается лишь как кратковременный для последующего перехода к нормальному режиму.

Нормальные переходные режимы – вызываются значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Всеми режимами ЭЭС необходимо управлять, причем задачи управления различными режимами различны:

- для нормальных режимов – это обеспечение надежного и экономичного электроснабжения;
- для аварийных режимов – максимальная локализация аварии и быстрейшая ликвидация ее последствий;
- для послеаварийных режимов – быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;
- для нормальных переходных режимов – быстрое затухание переходных процессов, вызванных большими возмущениями.

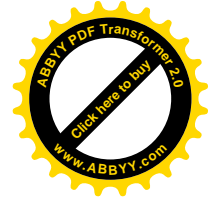
Управление режимами ЭЭС осуществляется средствами автоматического и оперативного управления. К первым относятся устройства регулирования и автоматики; ко вторым – устройства сбора, обработки и отражения информации, необходимой эксплуатационному персоналу для управления ЭЭС.

Как объект управления ЭЭС характеризуется следующими показателями; сложностью (большое число элементов); динамичностью (параметры переходных режимов отличаются от параметров установившихся); нелинейностью; многорежимностью, многокритериальностью.

Решить задачу управления во всей полноте с помощью одного метода практически невозможно. Поэтому ее разделяют на две: управление установившимися режимами и управление переходными.

Управление установившимися режимами – это оптимизация режимов энергосистем: экономически целесообразного распределения активной мощности между электростанциями, экономически целесообразного режима по реактивной мощности. Объектом рассмотрения в этом случае являются нормальные установившиеся режимы с их статическими характеристиками, без учета динамических свойств системы.

Управление переходными режимами – это обеспечение устойчивости и требуемого качества переходных процессов, в которых проявляются динамические свойства системы.



### *1.3. Переходные процессы ЭЭС, их классификация по времени протекания*

Переходной режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

- волновые переходные процессы (1-100 мкс);
- электромагнитные (10-500 мс);
- электромеханические (0,1 – 10 с);
- при каскадном развитии аварии и при работе ЭЭС вблизи предела

устойчивости могут возникать длительные переходные процессы протяженностью до нескольких десятков минут.

Каждый переходной процесс рассматривается отдельно, т.к. в каждом случае элементы ЭЭС представляются различными схемами замещения.

Так при рассмотрении волновых переходных процессов элементы ЭЭС рассматриваются как система с распределенными параметрами, полагая, что скорость вращения электрических машин постоянна.

При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо считать все элементы ЭЭС элементами с сосредоточенными параметрами и не учитывать изменение скорости вращения машин.

При рассмотрении электромеханических переходных процессов не учитывают динамические свойства статических элементов (ЛЭП, трансформаторы, обмотки статоров машин), но обязательно учитывают изменение скоростей вращения машин.

В установившемся режиме на валу каждого агрегата обеспечивается баланс вырабатываемой и отдаваемой активной мощности:  $P_{ген} = P_{турб}$  и все генераторы работают с одинаковой частотой вращения. Углы между векторами ЭДС генераторов при этом остаются неизменными.

В случае нарушения баланса активной мощности на валу агрегата начинается его торможение или ускорение по отношению к другим параллельно работающим агрегатам – возникает электромеханический переходной процесс, сопровождающийся изменением углов между векторами ЭДС. Длительность и интенсивность электромеханического переходного процесса зависят от постоянных инерции и других параметров вращающихся агрегатов, характеристик электрической сети, характера и интенсивности нарушений режима, действия устройств автоматического управления.

Электромеханические переходные процессы в ЭЭС могут возникать в результате малых и больших возмущений. Если система имеет необходимый запас устойчивости, а средства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) настроены правильно, то малые возмущения не могут вызвать существенных нарушений режима и устойчивость сохраняется.

При недостаточном запасе устойчивости или при неправильной настройке АРВ малые возмущения могут вызвать нарушение устойчивости в виде апериодического увеличения угла между векторами ЭДС (апериодическое нарушение статической устойчивости), или в виде периодических колебаний с возрастающей амплитудой (самораскачивание).



Большие возмущения сопровождаются резкими изменениями электромагнитных моментов на валах параллельно работающих агрегатов и вызываются: короткими замыканиями; отключением (включением) ЛЭП, трансформаторов, реакторов и т.д.; отключением генераторов или крупных узлов нагрузки.

#### ***1.4. Основы математического описания различных переходных процессов***

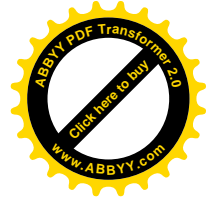
ЭЭС, режимы, которых изучаются в настоящем курсе, нелинейные. Нелинейность их в основном определяется двумя причинами: а) зависимостью параметров системы (активных и реактивных сопротивлений, коэффициентов намагничивания, коэффициентов усиления регуляторов и т.д.) от параметров режима; б) нелинейностью связи параметров между собой.

Нелинейность параметров системы обычно не учитывают, а нелинейность связи параметров между собой - учитывают. У процессов, связанных с синусоидальными изменениями параметров режима с частотой 50 Гц, обычно рассматривают не мгновенные значения, а их огибающие. Анализ, проводимый без этого упрощения, называется анализом по полным уравнениям с учетом влияния изменения мгновенных значений или анализом в мгновенных значениях; или анализом по уравнениям Парка – Горева.

#### ***1.5. Статическая и динамическая устойчивость ЭЭС***

Под статической устойчивостью, понимают способность системы самостоятельно восстанавливать исходный режим работы при малом возмущении (коммутационном переключении, дальних коротких замыканий, включении или отключении маломощных трансформаторов и слабонагруженных линий).

Под динамической – способность системы восстанавливать нормальный или близкий к нормальному режим работы после больших возмущении (это короткие замыкания, аварийное отключение или включение ЛЭП, трансформаторов, узлов нагрузки, асинхронный ход генератора).







## Глава 2

### 2.1. Уравнения переходных процессов синхронного генератора и угловые характеристики мощности системы станция – электропередача – шины бесконечной мощности

Рассмотрим простейшую ЭЭС (рис.1) состоящую из электростанции, представленную одним эквивалентным генератором, электропередачей и мощной энергосистемой, которая изображена шинами напряжение  $U_{const}$  с частотой 50 Гц.

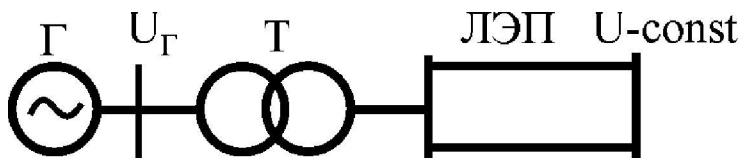


Рис.2.1. Схема простейшей ЭЭС

Кроме общепринятых, в анализе электромеханических переходных процессов, допущений (неучет динамических свойств статических элементов ЭЭС) применяется еще ряд дополнительных допущений, неизменяющих существа рассматриваемой задачи, но значительно упрощающих анализ:

- генераторы неявнополюсные ( $x_d = x_q$ );
- не учитываются активные сопротивления статора генератора, трансформатора и линии электропередачи;
- не учитывается емкостная проводимость ЛЭП (т.е. предполагается, что она полностью компенсирована шунтирующими реакторами);
- не учитываются демпферные контуры генератора.

Схема замещения простейшей ЭЭС показана на рис.2.2.

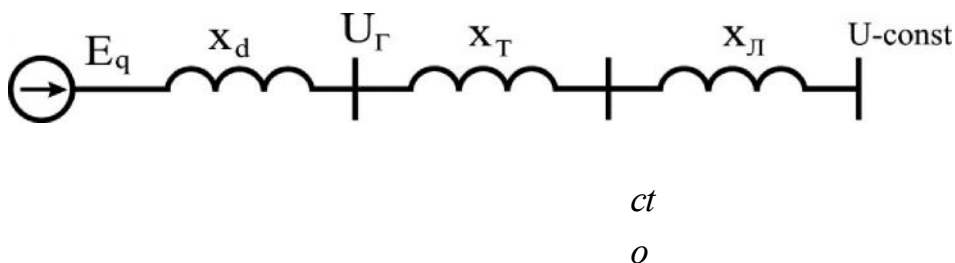


Рис.2.2. Схема замещения простейшей системы

Уравнение движения ротора генератора: 
$$P_T - P = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.1).$$

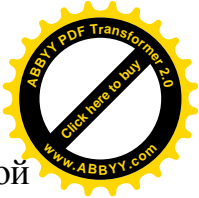
Уравнение переходного процесса в обмотке возбуждения генератора 
$$J_{do} \frac{dE_a}{dt} + E_a = E_{qe} \quad (2.2.),$$
 где  $E_a$  - переходная ЭДС, пропорциональная

потокосцеплению обмотки возбуждения;  $E$  - синхронная ЭДС, пропорциональная току возбуждения;

$P_T$  - мощность турбины, в общем случае зависящая от скорости вращения ротора генератора  $\omega$ ; в расчетах устойчивости в подавляющем большинстве исследований принимается  $P_T = P_{T0} = const$ ; статической



$P$  - электрическая мощность генератора;  
 $T_j \text{ и } T_{do}$  постоянная инерции и постоянная времени обмотки возбуждения генератора;  
 $\omega_0$  номинальная угловая частота.



Взаимосвязь параметров режима системы можно установить из векторной диаграммы (рис.2.3).

Из этого рисунка видно, что  $E = E' - (x_d - x'_d) - i_d$ , где  $i_d = \frac{E - U \cos \delta}{x_d + x_c}$ ,  $x_c$  -

синхронное сопротивление;  $x'_d$  - переходное сопротивление генератора.

Тогда поставив значение  $i_d$  в выражение  $E$ , получим:

$$E = E' - \frac{x_d - x'_d}{x_d + x_c} I = E' - I x_{dL} \quad (2.3)$$

где  $x_{dL} = \frac{x_d - x'_d}{x_d + x_c}$ ,  $J_{dL} = \frac{x'_d + x_c}{x_d + x_c}$

Далее  $P = E I \cos \delta$ , по т.к.  $U \cos \delta = E' - I x_{dL}$  или где  $J_{dL} = J_{dL} + J_{cL}$ ,  $J_{dL} = J_{dL} + J_{cL}$

Далее  $P = E I \cos \delta$ , по т.к.  $i_d x_{dL} = U \sin \delta$ .

$$\text{Или } P = \frac{E U \sin \delta}{x_{dL}} \quad (2.4)$$

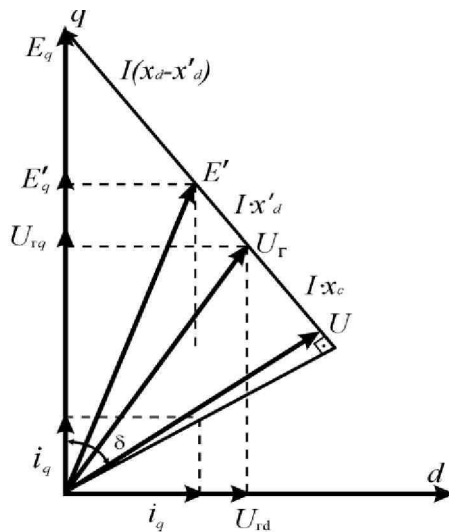


Рис.2.3. Векторная диаграмма простейшей ЭЭС

Наконец  $U_l = U \cos \delta + U_i \sin \delta$

$$U_{rd} = i_q x_{dL} = U \sin \delta \quad (2.5)$$

получим:

$$U_r^2 = E_q^2 + 2E_q U \cos \delta + U^2$$

где  $\delta$

С учетом 2.3 - 2.5, а так же с учетом того, что угловая частота установившегося режима, уравнения переходных процессов в системе можно записать в виде

$$T \frac{d^2 \delta}{dt^2} + P_m \sin \delta = P_e \quad (2.6)$$



$\wedge dt$   
 T.  $\frac{d}{dt} E' (E_v) + E = E$  при этом уравнение установившегося режима  
 будет  $P_m - q_0 P(E_{q_0}) \delta J = 0 \quad E = E$



## 2.2. Уравнения электромагнитных переходных процессов в обмотке статора синхронного генератора, их особенности

Принципиальная схема синхронной машины с явно выраженным полюсом имеет вид, показанный на рис.2.4. Стрелками показаны положительные направления токов и напряжений в обмотках статора и ротора. При положительном токе ротора и статора, создаваемый ими магнитный поток

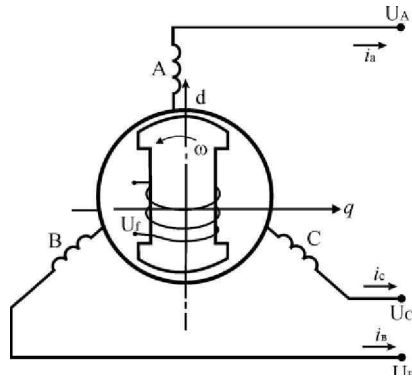


Рис.2.4. Принципиальная схема явнополюсной машины

также считается положительным.

Согласно закону

дифференциальные уравнения

$$U_A = \frac{d}{dt} \Psi_{eA} - r i_A$$

электромагнитной индукции Фарадея  
равновесия ЭДС и падений напряжений

в каждой из обмоток будут:

$$\begin{cases} U_B = \frac{d}{dt} \Psi_{eB} - r i_B \\ U_C = \frac{d}{dt} \Psi_{eC} - r i_C \\ U_f = \frac{d}{dt} \Psi_{ef} - r i_f \end{cases} \quad (2.1)$$

где  $r$ ,  $\Psi_{eA}$  - активное

контуров каждой фазы

цепи

возбуждения;

$\Psi_{eA}, \Psi_{eB}, \Psi_{eC}, \Psi_{ef}$  - результирующие потокосцепления соответствующих обмоток.

Последнее уравнение выражения (2.1) отличается от других, т.к. в обмотке возбуждения напряжение приложено к её зажимам и вызывает изменение магнитного потока возбуждения и падение напряжения на активном сопротивлении этой обмотки.

Потокосцепления линейно зависят от тока данного контура и токов магнитосвязанных с ним других векторов. Коэффициентами пропорциональности при этом будут индуктивность  $L$  рассматриваемого контура и его взаимоиндуктивности  $M$  с другими контурами:

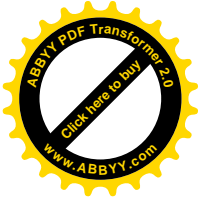
$$\Psi_{eA}^* = L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + M_{Af} i_f$$

Аналогично для фаз B и C:

$$\Psi_{eB}^* = M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + M_{Bf} i_f$$

$$\Psi_{eC}^* = M_{CA} i_A + M_{CB} i_B + L_C i_C + M_{Cf} i_f$$

$$\Psi_{ef}^* = M_{fA} i_A + M_{fB} i_B + M_{fC} i_C + L_f i_f$$





Здесь по принципу взаимности  $M_{AB}=M_{BA}$ ,  $M_{BC}=M_{CB}$  и т.д.

Все коэффициенты  $L$  и  $M$  зависят от положения ротора и, следовательно, являются функциями времени, т.к. воздушные зазоры и направления доменов в стали ротора неодинаковы по различным направлениям.

Решение этих уравнений в таком виде очень сложно, поэтому пользуются преобразованием Парка – Горева.

### 2.3. Преобразование Парка - Горева

Чтобы избавиться от переменных коэффициентов в системе уравнений переходного процесса в обмотках статора синхронного генератора, переходят от трехфазной системы векторов ABC к обобщенному вектору в системе  $dq0$  координат (рис.2.5 а).

Обмотки  $q$  и  $d$ , а также  $q$  и  $d$  индуктивно не связаны!

Переход к системе  $d a 0$  координат  $\omega = \frac{d\theta}{dt}$  - угловая скорость. Полный

вектор напряжений через составляющие проекции на оси  $d$  и  $q$ :

$$\begin{aligned}
 u &= (u_q + ju_d)e^{je} \\
 &= (L_q + jL_d) \frac{di}{dt} \\
 y &= (y_q + jy_d)e^{je}
 \end{aligned}$$

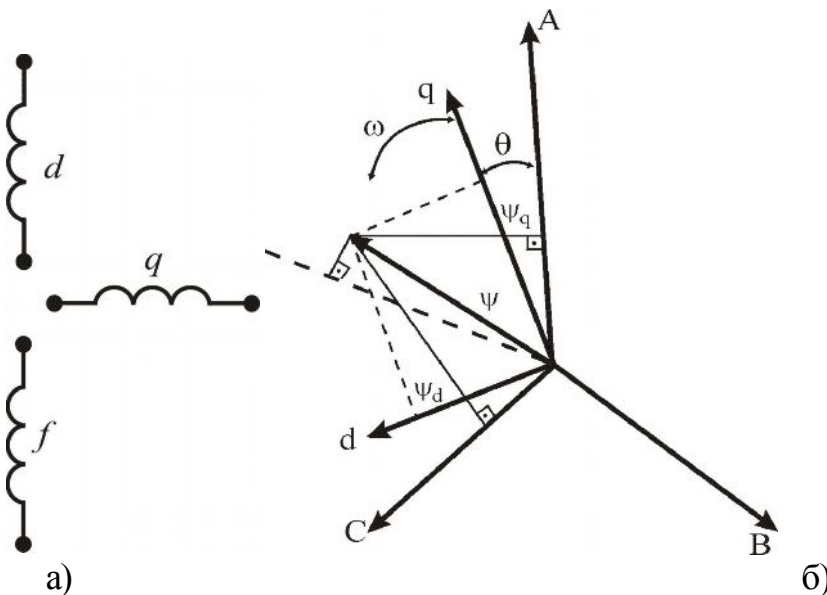
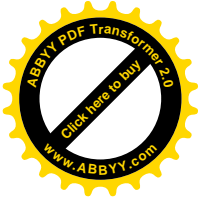


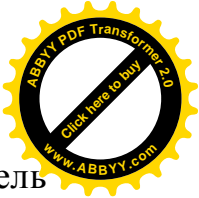
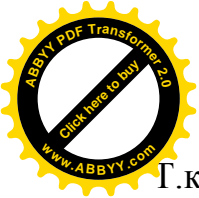
Рис.2.5. а) - система  $dq0$  координат; б) - определение мгновенных значений фазных ЭДС в трехфазной системе через обобщенный вектор ЭДС

В уравнения выражения (2.1) подставим эти значения и получим:

$K + U\omega/Y^0 = - [\hat{+} + Y^0] \cdot e^* \sim r(l_q + JhV''$  (2.3) здесь множитель  $e^{j\theta}$  переход к неподвижной системе координат, связанной с обмотками статора.







Г.к. выражение (2.3) справедливо для любого значения угла  $\psi$ , то множитель можно опустить.

Выделим отдельно действительную и мнимую часть выражения:

$$u = \frac{cN\dot{\psi}}{dt} q + w^x \Psi, -r-i$$

(2.4) система уравнений электромагнитного

переходного процесса в цепях статора синхронной машины. Эти уравнения впервые получены независимо друг от друга учеными Р.Парк и А.А.Горевым.

Таким образом: двухосная система координат предполагается жестко связанной с ротором. При этом, чтобы ротор был расположен симметрично относительно обмоток этих двух фаз, их оси совмещают соответственно с продольной и поперечной осями ротора. Теперь фазные обмотки, расположенные в осях  $d$  и  $q$  неподвижны относительно ротора, все индуктивности такой машины постоянны, т.е. коэффициенты постоянны.

В продольной оси  $d$  расположены две обмотки (ротора и статора), а на оси  $q$  - только одна (статора). Обмотка по оси  $d$  связана с обмоткой возбуждения  $\Psi_d = L_q \cdot i_q + M_{ad} \cdot I_f$ , а обмотка  $q$  с другими не связана

#### 2.4. Упрощение уравнений Парка-Горева при анализе электромеханических переходных процессов

В предыдущем параграфе получили, что потокосцепление по осям  $d$  и  $q$  будут:

$$\Psi_d = L_{aa} i_a + M_{ad} I_f - L_{dq} i_q \quad \text{- связь с обмоткой возбуждения;} \quad (2.4)$$

$$\Psi_q = L_{qq} i_q \quad \text{- обмотка } q \text{ не связана с другими обмотками.}$$

Индуктивности:  $x_d = (S)_{ном} L_d$ ;  $x_{ad} = \&_{ном} M_{ad}$ ;  $x_q = \&_{ном} L_q$  где

$\&_{ном} = 2n/n_{ном} = 100\pi = 18000 \text{эл.град/с} = 314 \text{рад/сек}$  поставим в выражение (2.5) и получим:

$$4_d = - (x_d i_d + x_{ad} i_f) \quad (2.6)$$

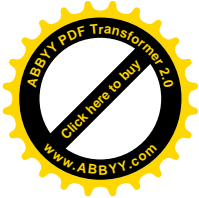
$$= - \&_{ном}^* i_d$$

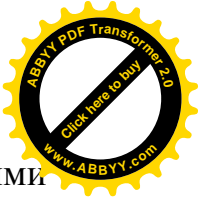
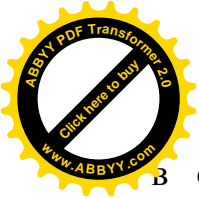
с учетом уравнений (2.6) уравнения Парка-Горева (2.4) будут:

$$u = \frac{1}{\&_{ном}} (x - L) + (x_d i_d + x_{ad} i_f) - r - i$$

$$u_d = \frac{1}{\&_{ном}} (x_d i_d + x_{ad} i_f) - (x - i) - r - i_d$$

Электромеханические процессы более медленные, чем электромагнитные, следовательно, изменение тока также медленное. По этой причине,





В основном, пренебрегают первыми слагаемыми (2.7), так называемыми трансформаторными ЭДС. За время электромеханических переходных процессов, отклонение скорости вращения ротора от номинальной - небольшое  $\Delta\omega \ll 1$ , поэтому упрощенные уравнения Парка-Горева примут вид:

$$\begin{aligned} u_q &= x_d i_d + x_{ad} i_f - r i_q \\ u_d &= -x_q i_q - r i_d \end{aligned} \quad (2.8) \quad \text{Эти уравнения справедливы для}$$

установившегося режима и с достаточной точностью могут использоваться для электромеханических переходных процессов.

### 2.5. Представление генератора как элемента электрической цепи ЭДС $E_q$ и $E_Q$

В выражении (2.8.) введем обозначение  $E_q = x_{ad} i_f$  - синхронная ЭДС, которая пропорциональна току  $i_f$ , т.е. ЭДС, наводимая током возбуждения в обмотке статора, тогда

$$\begin{aligned} u_q &= E_q + x_d i_d - r i_q \\ u_d &= -x_q i_q - r i_d \end{aligned} \quad (2.9) \quad \text{Эти уравнения похожи на}$$

уравнения простейшей цепи, но  $x_q$  и  $x_d$  разные.

Чтобы можно было представить генератор как элемент электрической цепи, применим математический метод: введем фиктивную расчетную ЭДС  $E_Q$ ,  $E_Q = E_q + (x_d - x_q) i_d$ , тогда систему (2.9) представим:

$$\begin{aligned} u_q &= E_Q - x_q i_d - r i_q \\ u_d &= -x_q i_d - r i_q \end{aligned} \quad (2.10)$$

Сложим эти уравнения. Предварительно второе умножим на  $j$ :  $u_q + j u_d = E_Q - j x_q i_d + x_q i_d - r i_q - j r i_d$ , преобразуя, получим:

$$u_q + j u_d = E_Q - (r + j x_q) (i_q + j i_d) \quad (2.11)$$

Это уравнение точно соответствует уравнению простейшей электрической цепи:

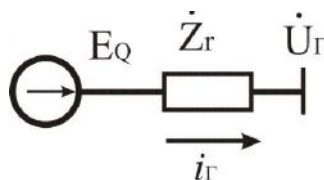


Рис.2.6. Схема замещения генератора

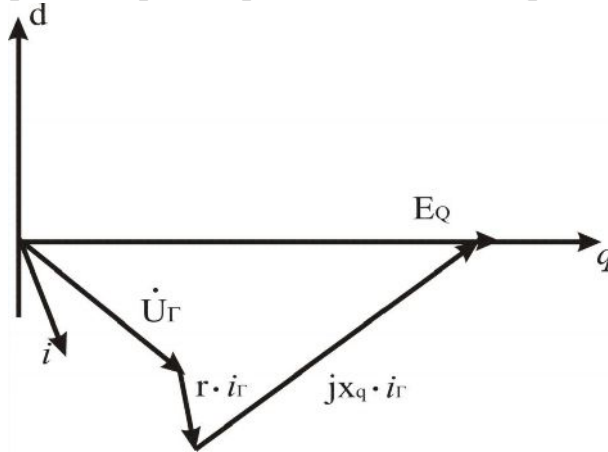
$$Z_r = r + j x_q$$

В этой цепи  $i_r = i_q + j i_d$

$$u_r = u_q + j u_d$$

При расчете электромеханических процессов или установившихся режимов синхронный генератор может быть представлен как элемент электрической цепи, состоящий из Э.Д.С.  $E_Q$  и сопротивления  $Z_\Gamma = r + jx_q$ . А это означает, что генератор можно объединять с другими элементами по законам электрической цепи.

Векторная диаграмма при опережающей оси  $d$  (рис.2.6.1.) будет:



**Рис.2.6.1. Векторная диаграмма синхронного генератора при опережающей оси  $d$**

Неудобство этой диаграммы в том, что  $u_d$  и  $i_d$  - отрицательны.

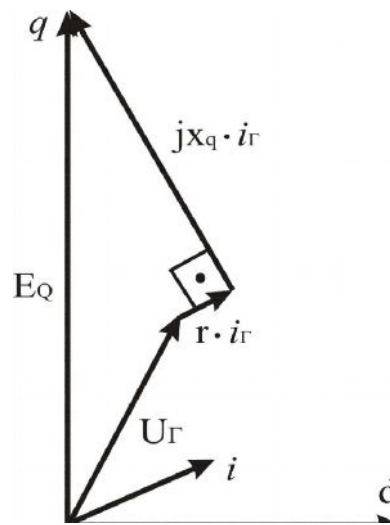
Чтобы построить векторную диаграмму синхронного генератора при отстающей оси  $d$ , преобразуем уравнение 2.11, введя:  $U_d = -U_d$ ;  $I_d = -i_d$ ;

$U_q = U_q$ ;  $I = I$  - выражение остается без изменения, и получим:  $U - jU_d = E_Q - (r + jx) \cdot (I - jI_d)$ , но здесь появился знак "-" минус.

Чтобы избавиться от этого, переместим векторную диаграмму из IV квадранта в первый и, умножив на  $j$ , получим:

$U_d + jU_q = jE_Q - (r + jx_q) \cdot (I_d + jI_q)$  и векторная диаграмма будет как на рис.2.7.

14



**Рис.2.7. Векторная диаграмма синхронного генератора при отстающей оси  $d$**



## 2.6. Уравнение электромагнитного переходного процесса в обмотке возбуждения генератора

ЭДС генератора описываются уравнениями:

$$E_q = x_{ad} \cdot i_f \text{ - пропорциональна } i_f \text{ - току возбуждения}$$

$$E_Q = E_q + (x_d - x_q) \cdot i_d = E_q - (x_d - x_q) \cdot I_d$$

(2.12)

$$E = U_r \text{ - пропорциональна напряжению возбудителя}$$

$$E = (E - (x_d - x')) \text{ - пропорциональна потокосцеплению тока возбуждения}$$

Дифференциальное уравнение равновесие обмотки возбуждения из выражения (2.1):

$$L_f \frac{di_f}{dt} + M_d \frac{di_d}{dt} + r_f i_f = u_f$$

где  $L_f = L_f - i_f + M_d - i_d = (x_r i_f + x_d - i_d) = (x_f i_f - x_d I_d)$ ; тогда

получим:  $(x_f i_f - x_d I_d) + r_f i_f = u_f$ . Вынесем за скобку  $x_f$ , будет:

$$\frac{di_f}{dt} \left( i_f \frac{d}{x_f} \cdot I_d \right) + r_f i_f = u_f, \text{ разделим на сопротивление } r_f:$$

$$\frac{di_f}{dt} \left( i_f \frac{d}{x_f} \cdot I_d \right) + i_f = \frac{u_f}{r_f} \quad (2.13) \text{ заменим выражение}$$

$$\frac{x L_f}{r_f} \frac{di_f}{dt} = T_{do} \text{ - постоянная времени обмотки возбуждения.}$$

Умножим уравнение (2.13) на  $x_{ad}$  и, используя уравнение 3 выражения (2.12) получим:

$$T_{do} \frac{dE}{dt} - (E - (x_d - x') \cdot I_d) + E = E_{qe}, \quad E = u_f - \frac{E}{r_f}, \quad \text{т.к. } \frac{E}{r_f} = x_d - x'_d$$

где  $x'$  - переходное сопротивление,

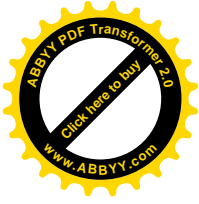
получим  $T_{do} \frac{dE}{dt} - (E - (x_d - x'_d) \cdot I_d) + E = E_{qe}$ , где  $E$  - переходная ЭДС.

Таким образом, уравнение электромагнитного переходного процесса в обмотке возбуждения будет:

$$T_{do} \frac{dE}{dt} - T E = E_{qe}$$

## 2.7. ЭДС генератора

$E_q = x_{ad} \cdot i_f$  - синхронная ЭДС, пропорциональная току возбуждения, т.е. ЭДС, наводимая током возбуждения в обмотке статора.





$E_Q = E_q + (x_d - x'_d) \cdot i_d$  - расчетная или фиктивная ЭДС.

$E = (E - (x_d - x'_d) \cdot I_d)$  - переходная ЭДС пропорциональная току

возбуждения возбудителя, или пропорциональна потокоцеплению обмотки возбуждения. Скачком  $E$  не может меняться!

Докажем от противного: если  $i_d$  изменится скачком, то  $\frac{dE}{dt} \rightarrow \infty$ , а это возможно если  $E \rightarrow \infty$  или  $T_{do} \rightarrow \infty$ , а этого быть не может.

### 2.8. Уравнение механического движения ротора генератора

Угловая скорость, с которой вращается ротор явнополюсного генератора определяется:  $\omega = p \cdot Q$ , где  $p$  - число пар полюсов;  $Q$  - механическая угловая скорость (рад/сек).

При изменении режима системы (отключение ЛЭП или при КЗ) изменяется электромагнитный момент на валу генератора системы от  $M'_0 = M_T$  до  $M'' \cdot M_T$ . Появившийся небаланс между ускоряющим моментом турбины и тормозящим электромагнитным моментом генератором  $AM = M_m - M_f$  приводит к тому, что генератор начинает менять свою скорость, если  $M_m > M_f$ , то скорость будет увеличиваться сверх синхронной скорости на величину  $\Delta\omega$ ; избыточный момент  $AM$  при этом будет уравниваться не только электромагнитным моментом, соответствующим отдаваемой генератором в сеть, но и моментом, отвечающим накапливаемой ротором кинетической энергии, определяемой как  $J \Delta\omega \frac{d\omega}{dt} = A$ . Таким образом, уравнение движения

ротора генератора запишется как  $AM = M_m - M_{эл} = T_j \frac{d^2\delta}{dt^2}$  (\*),

здесь  $T_j$  - коэффициент, характеризующий инерцию ротора генератора, размерность его зависит от способа записи этого уравнения (\*) и размерности его членов, называется «**постоянная времени инерции**».

Ускорение  $\frac{d^2\delta}{dt^2}$  это есть вторая производная от угла во времени, т.е.

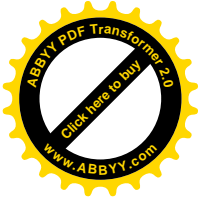
$$\frac{d^2\delta}{dt^2}$$

При расчетах относительного движения, происходящего со скоростью, много меньшей синхронной, упрощенно принимаем, что мощность численно равна моменту, т.е.  $AM = AP = P_0 \cdot i^* \cdot \sin S$ , где  $P_0$  - мощность турбины,

$i^* \cdot \sin S$  - мощность генератора.

Тогда уравнение движения ротора \* будет:  $T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = AP$  (2.14).

$dt$





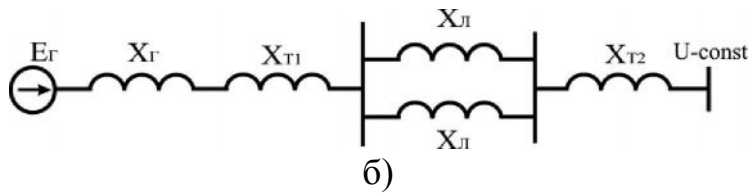


## 2.9. Векторная диаграмма и угловые характеристики мощности простейшей системы

Схема простейшей электропередачи, в которой генератор работает через трансформатор и линию электропередачи на шины системы, мощность которой много больше мощности генератора, т.е. напряжение  $U$  можно считать неизменным по абсолютному значению и фазе при любых условиях работы ЛЭП, представлена на рис.2.8.

04-O>CZkXH

а)



б)

В-ΛΛΛЧ

Рис.2.8. а) схема простейшей электропередачи; б) схема замещения; в) упрощенная схема замещения

Векторная диаграмма нормального режима работы электропередачи имеет вид (рис.2.9).

Из векторной диаграммы

$$04 = \xi - \sin \delta, \quad BC = I_a \cdot X_c, \quad \text{а т.к. } OA = BC, \quad \text{то } I \cdot x = \xi - \sin \delta,$$

где  $I_a$  - активный ток;  $\delta$  - угол сдвига вектора ЭДС,  $E$  относительно вектора напряжения приемной системы.

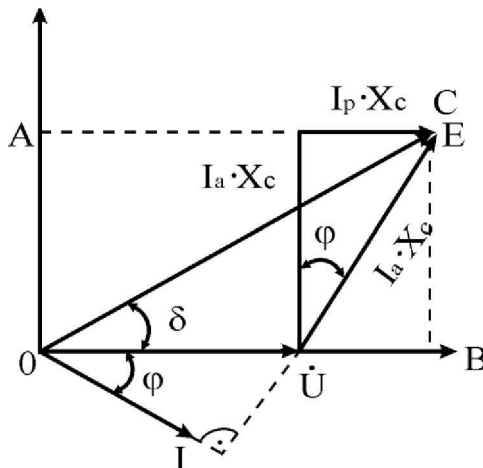
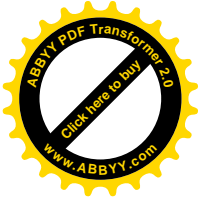
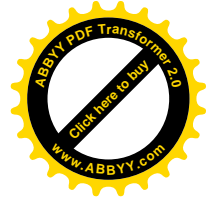


Рис.2.9. Векторная диаграмма напряжений при работе электропередачи в нормальном режиме





Умножив обе части уравнения на выражение  $\frac{1}{x_c}$  — можно получить:

$$\frac{1}{x_c} \sin \delta = \frac{1}{x_c} \sin \delta \quad \text{или} \quad P = \frac{1}{x_c} \sin \delta (2.15), \quad \text{где } P - \text{ активная}$$

мощность выдаваемая генератором.

Как видно изменение передаваемой мощности  $P$  можно сделать лишь изменением угла  $\delta$ . По мере открытия клапана, мощность турбины возрастает и равновесие вращающего и тормозящего моментов турбины и генератора нарушается, что вызывает ускорение его вращения. При ускорении генератора вектор ЭДС ( $E$ ) перемещается относительно вращающегося с низкой угловой скоростью вектора напряжения приемной системы  $U$ . Связанное с этим увеличением угла  $\delta$  и обуславливает согласно (2.15) соответствующее изменение активной мощности  $P$ , возрастающей до тех пор, пока она вновь не уравновесит увеличенную мощность турбины.

**Угол  $\delta$  скачком измениться не может!** Так как угол  $\delta$  есть угол между вектором ЭДС генератора и вектором напряжения системы ( $B = Z \cdot (E, U)$ ) т.е.  $\delta = \int (\omega - \omega_{ном}) dt$  интегрируя,

$$\frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\delta}{dt} = 0 \text{ нпу } t$$

Активная мощность, отдаваемая в систему равна:  $P = \frac{E \cdot U}{x_c} \cos \delta = \frac{E \cdot U}{x_c} \cos \delta$

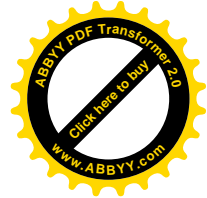
Принимая во внимание соотношения, вытекающие из векторной диаграммы (рис.2.7)  $E_q - I_d x_d = U_q$ ;  $I_q - x_q = U_d$ , где  $U_q = U \cos \delta$ ,  $I_d = I \sin \delta$ ;  $I = I \cos \delta$ , тогда

$$P = I U \cos \delta + I_d U \sin \delta = \frac{U^2}{x_q} \cos \delta \sin \delta + \frac{E - U}{x_d} \sin \delta \cos \delta \quad \text{т.к.}$$

$$\sin \delta \cos \delta = 0,5 \sin 2\delta, \quad \text{то} \quad P = \frac{E - U}{x_d} \sin \delta \cos \delta + \frac{U^2 \sin 2\delta}{2 x_q}$$

кроме основной составляющей  $\frac{E - U}{x_d} \sin \delta \cos \delta$  имеется вторая - в виде синусоиды

двойной частоты, амплитуда которой пропорциональна разности индуктивности сопротивлений в продольной и в поперечной осях и не зависит от ЭДС машины  $E_q$ . Это вторая гармоника несколько смещает максимум характеристики мощности явнополюсной машины (рис.2.10), угол  $\delta_{кр}$ , при котором наступает максимум, получается меньше  $90^\circ$ . Но это не ухудшает устойчивость, т.к. уменьшается и начальный угол  $\delta_0$ , а максимум наоборот возрастает. Но для упрощения опускают вторую гармонику и мощность генератора, выдаваемая в систему, в схеме простейшей электропередачи будет определяться по формуле (2.15).



*Рис. 2.10. Угловая характеристика мощности явнополюсного генератора*

У явнополюсного синхронного генератора  $x_{dz} = x_{qz}$  и тогда  $P = \frac{E-U}{x} \sin \delta$  - мощность, передаваемая генератором в систему, ограничена пропускной способностью схемы электропередачи.

Чтобы увеличить передаваемую мощность нужно увеличивать ЭДС  $E_q$  и напряжение  $U$  и уменьшать  $x$ , при угле  $\delta = 90^\circ$ ,  $\sin 90^\circ = 1$ , получим

$P_m = \dots$  - идеальный предел мощности.

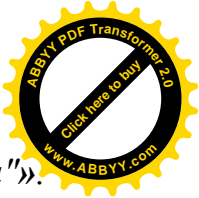
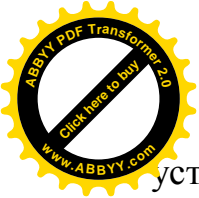
### **2.10. Область существования и область статически устойчивых режимов**

Под статической устойчивостью понимают способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении.

Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы, но не предопределяет способность системы продолжить работу при резких изменениях режима (например, при коротком замыкании).

По формуле (2.15) характеристика мощности генератора имеет вид синусоиды (рис.2.11). Признаком устойчивой работы системы является такой характер изменения мощностей и моментов при небольшом отклонении от состояния равновесия, который вынуждает систему вновь возвращаться к исходному состоянию.

В точке «а» мощности генератора и турбины уравниваются друг друга. Если угол  $\delta$  получит небольшое приращение  $\Delta \delta$  (точка «а'») то и мощность генератора также изменится на величину  $\Delta P$ , т.е. положительному приращению угла соответствует положительное приращение мощности. На валу турбины возникает тормозящий момент, т.к.  $P_0 = P_T < P_G$ , под действием которого ротор начинает замедляться и вектор  $E$ , связанный с ротором перемещается в сторону уменьшения угла  $\delta$ , т.е. восстанавливается исходный режим, система



устойчива. К тому же выводу можно прийти и при перемещении в точку «а''». В точке «в» картина совершенно другая. Здесь положительному приращению угла соответствует отрицательное приращение мощности, появившийся избыточный момент, ускоряющего характера вызывает дальнейшее увеличение угла  $\delta$ , с ростом, которого мощность продолжает падать и станция выпадает из синхронизма. Здесь режим неустойчивый.

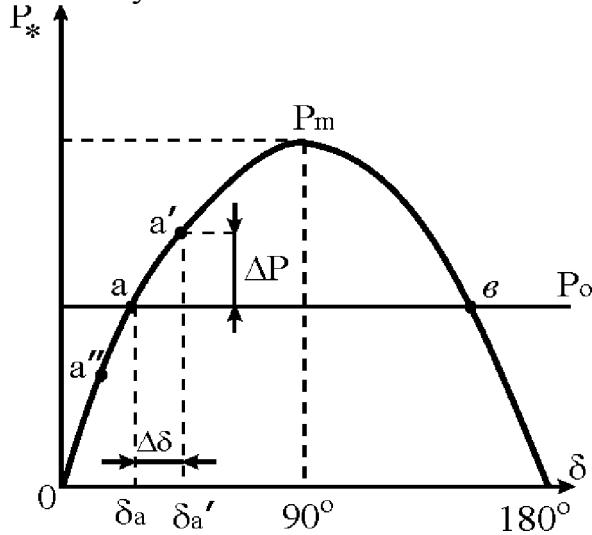


Рис.2.11. Зависимость активной мощности генератора от угла  $\delta$

### 2.11. Практический критерий статической устойчивости

Как видно из рисунка 2.12 генератор устойчиво работает на восходящей части характеристики и неустойчиво – на нисходящей, критический случай в точке d. Критерий устойчивости отсюда будет:  $\frac{dP}{d\delta} > 0$  его называют практическим критерием.

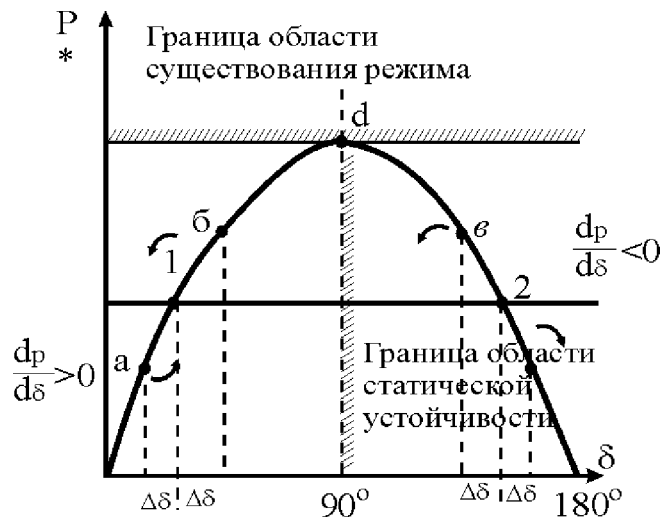


Рис.2.12. Характеристика мощности генератора и границы области существования режима и статической устойчивости



## Глава 3. Динамическая устойчивость электроэнергетической системы

### 3.1. Задачи исследования динамической устойчивости.

#### Допущения, применяемые в этих исследованиях

**Динамическая устойчивость** - это способность системы восстанавливать исходное или близко к исходному, состояние после больших возмущений. Другими словами динамическая устойчивость - это возможность устойчивого перехода от одного режима к другому. Большие возмущения: короткие замыкания, аварийные отключения или включения нагрузок, генераторов, трансформаторов, линий передач и других элементов системы.

При исследовании динамической устойчивости необходимо учитывать нелинейности основных характеристик [ $P = (f8)$ ,  $Q = (?(\$)]$  и, рассматривая движение системы, учитывать её инерционные параметры, определяющие изменения параметров режима. **Задачи:**

- проверка, будет ли система динамически устойчива при заданном возмущении;
- определение параметров режима в электромагнитном переходном процессе с целью проверки его допустимости;
- оценка эффективности различных способов улучшения динамической устойчивости.

#### Применяемые допущения:

1. Скорости машин изменяются на 2-3%  $\Delta \omega * 2-3\%$ . Если больше, то динамическая устойчивость нарушается, в относительных единицах принимают  $M^* = J$ , т.к.  $P = (\text{£} > M$ .

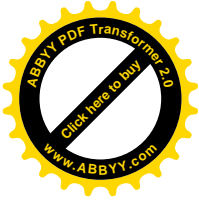
2. Пренебрегают апериодической составляющей тока статора генератора, т.к. не учитываются трансформаторные ЭДС, что вносит погрешность при расчете ударного тока / а здесь не имеет значения. Апериодическая составляющая создает пульсирующий момент частотой 50 Гц, который не оказывает влияние на динамическую устойчивость.

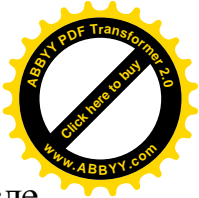
3. При расчетах динамической устойчивости при несимметричных возмущениях, учитывают только составляющую прямой последовательности. Т.к. токи нулевой последовательности не создают вращающегося магнитного поля и не проникают в генератор (обмотка соединена в треугольник). Токи обратной последовательности создают токи, вращающий момент которых направлен в обратную сторону, т.е. получается момент двойной частоты, мало влияющий на ротор в силу его инерционности.

4. Считается, что  $E_q - const$ - синхронная ЭДС, это справедливо в первый момент возмущения и принимается, что в других случаях  $E = const$  - переходная ЭДС, является постоянной.

### 3.2. Способ площадей

Рассмотрим случай, когда отключается одна из цепей линии электропередач (рис.3.1). При этом эквивалентное сопротивление схемы





увеличится. Так в нормальном режиме  $P_7 = \dots \sin \delta$ , а после

отключения  $P_u = \frac{\dots}{x_2 + x_m + x_l} \sin \delta$ .

Резкое изменение режима: переход с  $P_{jn}$  на  $P_n$ , ведет к изменению электромагнитного момента на валу генератора. В момент отключения угол  $\delta = \delta_0$ , тот же что и в нормальном режиме. Режим характеризуется точкой «b» мощность турбины остается постоянной, т.к. регуляторы турбин реагируют на изменение частоты вращения агрегата, которая сохраняет свое нормальное значение. В этой точке появляется избыточный момент (ускоряющий, т.к.  $P_m > P_0 > P_{„с»}$ ), ротор под его действием начинает ускоряться, и связанный с ротором вектор  $\vec{E}$  начинает вращаться быстрее, чем вектор напряжения шины приемной системы  $U$ . Это приводит к увеличению угла  $\delta$  (рабочая точка перемещается к точке «с»). При этом мощность генератора начинает возрастать. Однако, вплоть до точки «с» мощность турбины больше мощности генератора и избыточный момент, хотя и уменьшается, но сохраняет свой знак. В точке «с» мощности генератора и турбины вновь уравниваются друг друга, однако процесс не останавливается, ротор по инерции проходит эту точку, избыточный момент изменяет свой знак. Он начинает тормозить агрегат. Относительная скорость вращения теперь уменьшается и в точке «d» становится равной нулю. В точке «d» вектор ЭДС  $\vec{E}$  вращается с той же угловой скоростью, что вектор напряжения  $U$ , и угол  $\delta$  между ними больше не возрастает. Угол достиг максимального значения  $\delta_{max}$ . Однако процесс здесь не останавливается, т.к. теперь существует избыточный тормозящий момент, под действием которого частота вращения уменьшается, и рабочая точка, характеризующая процесс на характеристике мощности  $P_n$ , перемещается в обратном направлении к точке «с». Эту точку ротор проходит тоже по инерции.

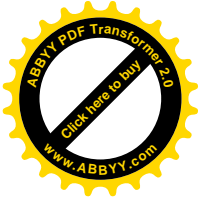
После ряда затухающих колебаний в точке  $c$  устанавливается новый установившийся режим.

Возможен и другой исход процесса. Торможение ротора, начиная с точки «с», уменьшает относительную скорость вращения. Однако угол в этой фазе процесса все еще возрастает, и если успеет достигнуть критической величины  $\delta$ , прежде чем относительная скорость упадет до нуля. В дальнейшем избыточный момент на валу машины становится вновь ускоряющим, скорость начнет расти и генератор выпадет из синхронизма.

По характеру изменений скорости  $A\langle x \rangle(t)$  и угла  $\delta(t)$  можно судить о том, будет ли система динамически устойчива после резкого возмущения или нет. Но сделать это довольно трудно, применяя только приближенные методы.

В некоторых случаях динамическую устойчивость системы можно проверить (грубо) из соотношения возможных изменений энергии в разных фазах движения - при помощи способа площадей.





# GH-ОСК

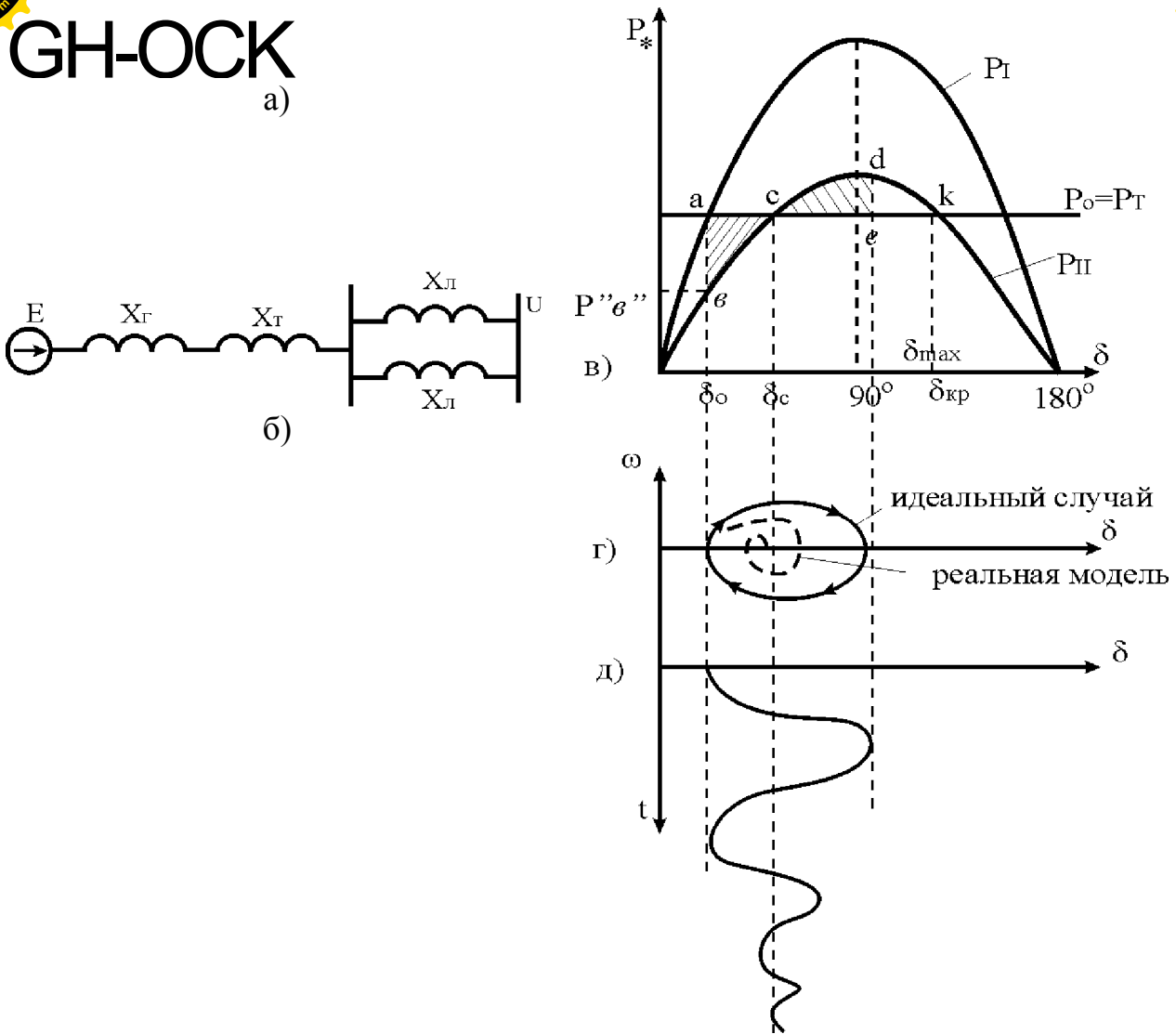


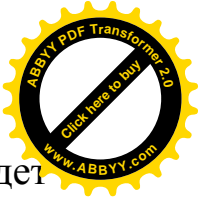
Рис.3.1. а) - схема электрической системы; б) - схема замещения ЭС; в) - характеристики мощности в нормальном ( $-P_{Г}$ ) и аварийном режимах ( $P_{н}$ ); г) - зависимость изменений скорости  $\Delta\omega = \omega - \omega_0 = f(\delta)$  (на фазной плоскости); д) - изменение угла во времени

Рассматривая лишь относительное движение ротора и работу, совершаемую в этом относительном движении, можно принять, что при перемещении ротора на бесконечно малый угол  $d\delta$  избыточный момент совершает элементарную работу, равную  $\Delta M \cdot d\delta$ . Отсутствие потерь, позволяет сказать, что вся работа идет на изменение кинетической энергии ротора в его относительном движении. Работа, совершаемая в период ускорения при перемещении ротора от угла  $\delta_0$  до угла  $\delta_c$  равна:

$$A_{\text{торм.}} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} \Delta M d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_c} \Delta P d\delta - \text{площадь } abc - \text{площадь (рис.3.1 в) - называется}$$

площадкой ускорения.

$$A = \int_{\delta_c}^{\delta_{кр}} \Delta M d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_{кр}} \Delta P d\delta - \text{площадь } cde - \text{площадь торможения.}$$



Максимально возможная площадь торможения, очевидно, будет площадкой  $cdke$ . Если бы эта площадь оказалась меньше площади  $k_{авс}$ , то генератор выпал бы из синхронизма. Отношение возможной площадки торможения к площади ускорения является мерой запаса динамической устойчивости системы и называется **коэффициентом запаса динамической устойчивости**  $k_{\delta} = \frac{A_{ат3EL}}{A_{уск}}$ . По нему можно судить об устойчивости системы. В

случае  $k_{\delta} = \frac{A_{торм}}{A_{уск}} > 1$  - режим динамически устойчив,  $k_{\delta} = \frac{A_{торм}}{A_{уск}} = 1$  - критический случай,  $k_{\delta} = \frac{A_{торм}}{A_{уск}} < 1$  - режим динамически неустойчив.

Правило площадей в общем виде формулируется так:

$$A_{уск} = A_{торм} \text{ или } \int P d\delta = 0$$

Способ площадей основан на предположении, что рассеяния энергии не происходит, т.е. что исследуемая система консервативна.

### 3.3. Определение максимального угла вылета ротора $\delta_{\max}$ .

Как видно по рисунку (3.1.в), максимальное значение угла  $\delta_{\max}$  при резком изменении режима (в данном случае это отключение одной цепи ЛЭП рис.3.1.а) можно определить из условия  $A = A_{торм}$ . Площадки, как известно,

находятся с помощью определенного интеграла. Распишем это:

$$A_{уск} = \int_C (P_o - P_{mII} - smS) dS, \quad A_{торм} = \int_0^{\delta_0} (P_{mII} \cdot \sin\delta - P_J) d\delta, \quad \text{где } \delta_0 - \text{начальный}$$

угол, он определяется как точка пересечения характеристики нормального режима с характеристикой турбины  $P_o$ . Приравняв их, из уравнения

$$P_{mII} \cdot \sin\delta = P_o, \text{ решая, получим: } \delta_0 = \arcsin \frac{P_o}{P_{mII}}; \text{ аналогично } \delta_C = \arcsin \frac{P_o}{P_{mII}}$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_C} (P_o - P_{mII} \sin\delta) d\delta = \int_0^{\delta_0} (P_{mII} \sin\delta - P_J) d\delta$$

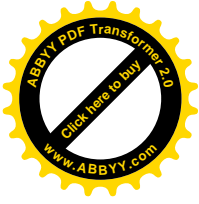
Раскроем интегралы:

$$P_o \delta - P_{mII} \cos\delta \Big|_{\delta_0}^{\delta_C} = -P_{mII} \cos\delta \Big|_0^{\delta_0} - P_J \delta \Big|_0^{\delta_0}$$

$$P_o \delta_C - P_{mII} \cos\delta_C + P_{mII} \cos\delta_0 = -P_{mII} \cos\delta_0 - P_J \delta_0$$

$$P_o \delta_C - P_{mII} \cos\delta_C = -P_{mII} \cos\delta_0 - P_J \delta_0$$

Решая это уравнение можно получить  $\delta_{\max}$ , проще это сделать графически (необходимо учитывать, что угол  $\delta$  в формуле без тригонометрической функции, должен быть выражен в радианах, т.е. надо разделить на  $57,3^\circ$ ).





### 3.4. Определение предельного угла отключения короткого замыкания

Рассмотрим случай: несимметричное короткое замыкание произошло в середине одной из цепей ЛЭП электрической системы (рис.3.1.а), которое через некоторое время  $t_{отк}$  отключается релейной защитой. Характеристики мощности нормального  $P_n$ , аварийного  $P_{ав}$ , послеаварийного режимов  $P_{п.ав}$  показаны на рис.3.2.

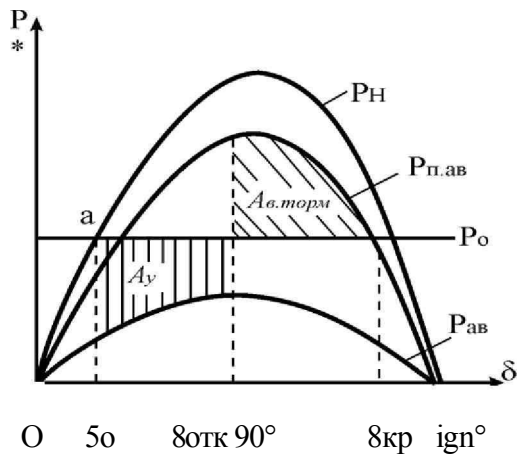


Рис.3.2. Определение предельного угла отключения короткого замыкания по правилу площадей

В нормальном режиме генераторы системы работали с углом  $\delta_0$ , мощность турбины уравнивалась мощностью генератора. При коротком замыкании передаваемая мощность падает, и ротор начинает ускоряться, угол  $\delta$  будет увеличиваться. Через время  $t_{отк}$ , поврежденная линия отключается, угол  $\delta$  в этот момент достигает значения угла отключения  $\delta_{отк}$ , и генераторы переходят на характеристику послеаварийного режима. В результате, отдаваемая генераторами мощность значительно увеличивается. Благодаря этому максимально возможная площадь торможения увеличивается, тем больше, чем раньше происходит отключение. Таким образом, быстрая ликвидация аварий может значительно повышать устойчивость системы.

Пользуясь методом площадей можно найти предельное значение угла отключения  $\delta_{отк.пр}$ , при котором нужно произвести отключение поврежденной линии, чтобы сохранить устойчивость системы.

Приравняв площадки ускорения и торможения можно определить  $\delta_{отк.пр}$

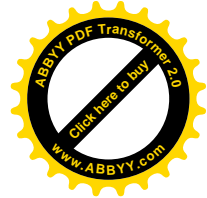
$$\int_{\delta_0}^{\delta_{отк.пр}} (P_{п.ав} - P_0) d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{отк.пр}} (P_{ав} - P_0) d\delta \quad \text{уравнение}$$

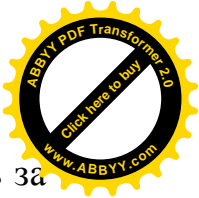
решив, это получим:

$$\delta_{отк.пр} = \arccos \left( \frac{P_{п.ав} - P_0}{P_{ав} - P_0} \right) \quad (3.1), \text{ где все углы}$$

$$P_{п.ав} = P_{кр} \sin^2 \delta \quad (3.2), \quad \delta = \arcsin \frac{P_{ав}}{P_m} \quad (3.3)$$

радианах; а  $\delta_{кр} = \arcsin$





Однако для практических целей этого недостаточно. Т.к. нужно знать за какое время достигает ротор генератора угла  $\delta_{отк.пр}$ , т.е. допустимое время отключения короткого замыкания.

### 3.5. Определение коэффициента запаса динамической устойчивости

С помощью метода площадей можно определить коэффициент запаса

динамической устойчивости как  $\kappa_{\partial} = \frac{v_{торм}}{A}$  (3.4).

$$A_{уск}$$

Для этого необходимо рассчитать характеристику мощности электропередачи в нормальном, в аварийном (любой вид короткого замыкания) и в послеаварийном (отключен поврежденный участок) режимах.

Рассмотрим схему простейшей электропередачи (рис.3.1а). Схемы, замещения которой в нормальном, аварийном, послеаварийном режимах показаны на рис.3.3. Несимметричное короткое замыкание произошло в начале линии электропередач, в послеаварийном режиме эта цепь линии отключается. В схеме замещения аварийного режима в точку короткого замыкания включается добавочное сопротивление, величина которого зависит от вида несимметричного короткого замыкания: для однофазного  $X_A^{(1)} = X_{2Z} + X_{0z}$ ; для двухфазного  $X_A^{(2)} = X_{2Z}$ , для двухфазного короткого замыкания на землю

$$X_A = \frac{x_{2B} + x_{0в}}$$

Во всех режимах изменяется только суммарное сопротивление схемы, мощность, выдаваемая в систему (рис.3.3.г) в нормальном режиме

$$P_n = \frac{E \Gamma U \epsilon}{X_{\Gamma} + X_{\Gamma} + X_L} \sin \delta;$$

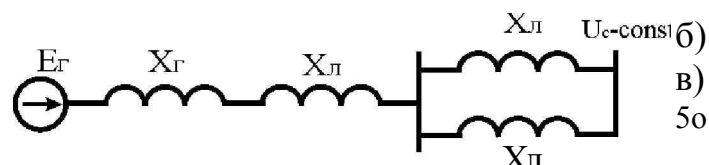
в аварийном режиме  $P_a = \frac{E \Gamma U \epsilon}{(X_{\Gamma} + X_{\Gamma}) + L + \frac{(X_{\Gamma} + X_{\Gamma}) + X_L}{2} X_A}$

в послеаварийном режиме  $P_{ав} = \frac{E \Gamma U \epsilon}{X_{\Gamma} + X_{\Gamma} + X_L} \sin \delta$ , (3.5); торможения  $A_{ав} = \frac{1}{2} (P_{н.ав} \sin \delta - P_{JrfS})$  (3.6).

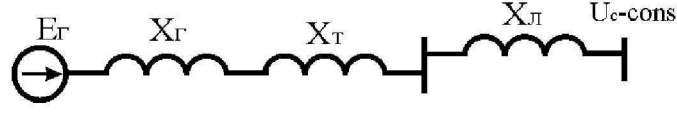
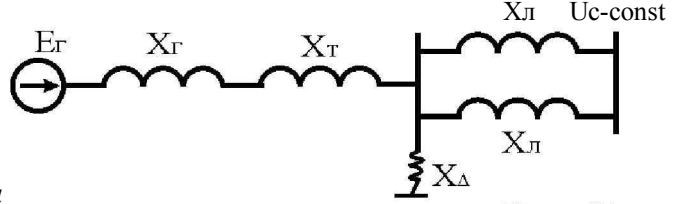
углы  $\delta_0$  и  $\delta_{отк}$  определяются по формулам 3.2 и 3.3 соответственно.

Площадка ускорения определяется по формуле  $A = \frac{1}{2} (P_0 - P_{мав} \sin \delta) \frac{d\delta}{dt}$

ботк



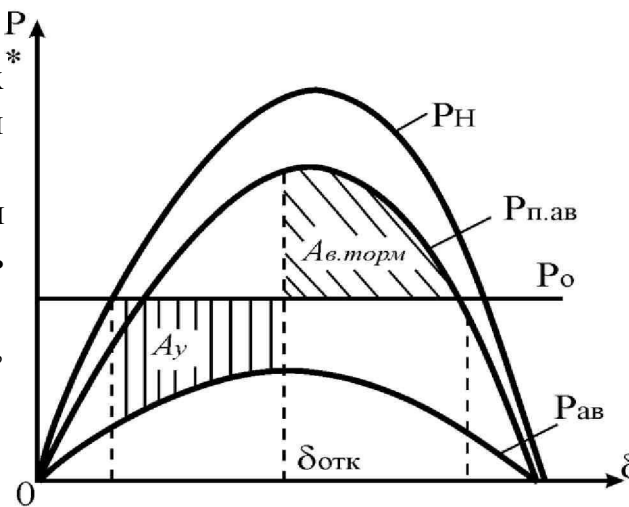
а)



**Рис.3.3.**  
коэффициента  
устойчивости  
а) схема  
режима;  
б) схема  
режима;  
в) схема  
послеаварийного  
ускорения и

**Определение**  
запаса динамической  
замещения нормального  
замещения аварийного  
режима; г) площадка  
торможения

В этих  
 $\delta_{отк}$  - угол, при  
отключение  
как именно он  
показано чуть  
коэффициенту  
выражению 3.4,  
устойчивости;  
запаса  
устойчивости  
устойчив, при  
критический случай.



формулах имеется угол  
котором произошло  
поврежденной линии,  
определяется, будет  
позже в разделе 3.10. По  
запаса, найденному по  
можно судить об  
при коэффициенте  
динамической  
 $\kappa_\delta > 1$  - режим

**3.6. Первый интеграл уравнения движения  
(аналитическое определение  $D_{со}(5)$ );**

В случае отключения одной цепи ЛЭП (рис.3.1.), на ротор генератора действует ускоряющий момент  $AP = P_T - P$ , движение ротора описывается

уравнением движения:  $\frac{d(D \cdot \omega)}{dt} = P$ , отсюда получим  $\frac{d(D \cdot \omega)}{dt} = P_{ном} (P_T - P)$

т.к. мощность генератора при угле  $\delta_{01} = P_{m2} \cdot \sin \delta_{01}$  или при любом угле

$P = P_{m2} \cdot \sin \delta$ , то будет  $\frac{da}{dt} = \frac{\omega}{T} (P_T - P_{m2} \cdot \sin \delta)$  (3.7).



С другой стороны  $\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{dA\omega}{dt}$ . Умножим полученное

выражение на  $\frac{db}{dt}$ , получим:  $\frac{db}{dt} \frac{dA\omega}{dt} = \frac{dA\omega}{dt} \frac{db}{dt}$ ; но т.к.  $A\omega = \frac{db}{dt}$ , то

$$\frac{d}{dt} = A\omega \frac{d}{db}, \text{ с учетом 3.7, запишем } \frac{d}{dt} = \frac{d}{db} \cdot \left( \frac{P_T - P_{m2}}{T_j} - \sin\delta \right).$$

Проинтегрируем его,  $\int \frac{d}{db} \cdot \left( \frac{P_T - P_{m2}}{T_j} - \sin\delta \right) d\delta = \int \frac{dA\omega}{dt} \frac{db}{dt} d\delta$  и получим:

$$\Delta L = \int_{\delta_{01}}^{\delta} \left( \frac{P_T - P_{m2}}{T_j} - \sin\delta \right) d\delta.$$

Выразим отсюда  $\Delta\omega$  и получим:  $\Delta\omega = \frac{1}{T_j} \left[ (P_T - P_{m2})(\delta - \delta_{01}) + P_{m2}(\cos\delta - \cos\delta_{01}) \right]$  (3.8), тогда при

$\delta = \delta_{01}$  и  $\delta = \delta_T$  будет  $\Delta\omega = 0$ ; при  $\delta = \delta_{02}$   $P_T = P_{m2} - \sin\delta > 0$ .

Рис.3.4. К определению  $A\omega(\delta)$ .

### 3.7. Определение второго интеграла уравнения движения для случая разрыва связи генератора с системой

Если в системе произойдет отключение двух цепей ЛЭП (рис.3.1а), то связь с шинами системы бесконечной мощности прервется, т.е. мощность, выдаваемая в систему, станет равной нулю (рис.3.5). При повторном включении цепей восстанавливается нормальный режим. Необходимо определить условия успешной синхронизации.

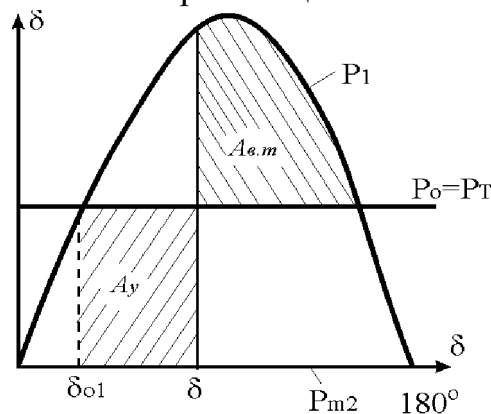
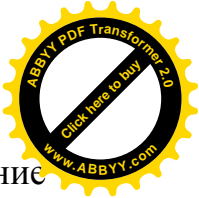


Рис.3.5. К определению угла  $\delta_m$  в случае разрыва связи генератора с системой



При точной синхронизации генератора с системой, напряжение генератора должно быть равно напряжению системы. Скорость вращения генератора должна быть близка к синхронной скорости. Если эти условия не выполняются, то генератор в момент включения имеет некоторую дополнительную кинетическую энергию, равную  $0,5 T_3 \cdot \Delta \omega^2$ . После включения эта дополнительная энергия должна быть израсходована.

Используя метод площадей, можно определить максимальный угол  $\delta_{\text{и}}$ , при котором должна быть включена ЛЭП (вернее действительный угол должен быть меньше максимального  $\delta_m$ ). Как видно, из рисунка 3.5. этот угол должен быть определен из условия равенства площадок  $A_{\text{У}}$  ускорения и возможного торможения  $A_{\text{Т}}$ .

Воспользуемся формулой (3.8) из предыдущего параграфа:

$$A_{\text{У}} = \int_{\delta_0}^{\delta} P_T \cdot (5 - 5_{01}) + P_{m2} \cdot (\cos \delta - \cos \delta_{01}) \quad \text{т.к. } P_{m2} = 0, \quad \text{то}$$

$$A_{\text{Т}} = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} P_T \cdot (8 - 5_{01}) \quad \text{решим это уравнение относительно угла } \delta:$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_T (b - b_0) \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} P_T \cdot dt \quad \text{Интегрируя это выражение,}$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_T (b - b_0) \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} P_T \cdot dt$$

вынесем  $P_T$  из под интеграла и перенесем

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (b - b_0) \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} dt$$

правую часть уравнения  $\int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} dt$

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (b - b_0) \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} dt$$

возведем в квадрат:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (b - b_0)^2 \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} dt$$

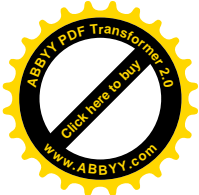
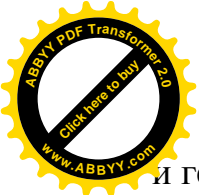
Можно найти угол  $\delta$  и по-другому:

$$\frac{dS}{d\delta} = \dots \quad \text{интегрируя:}$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_T \cdot dt = \int_{\delta}^{\delta_{\text{и}}} P_T \cdot dt \quad (3.9) \quad \text{получим то же}$$

выражение.

При угле включения АПВ больше угла  $\delta$ , полученному по формуле (3.9), накопленная ротором кинетическая энергия не израсходуется при торможении



и генератор, подключенный вновь к сети, выпадает из синхронизма.



### 3.7.1. Определение предельного времени отключения 3-х фазного короткого замыкания

Из формулы (3.9) можно определить предельное время включения АПВ, чтобы генератор не перешел в асинхронный режим, и предельное время отключения 3-хфазного короткого замыкания:

$$(S_{отк.пр} - \frac{d}{0}) \text{ но здесь необходимо предварительно}$$

определить предельный угол отключения короткого замыкания по формуле (3.10), учитывая что, мощность аварийного режима при 3-хфазном коротком

$$P_0 (5 \cdot \cos \varphi_{кр}) + I_{отк.пр} \cdot \cos \delta \cdot P \quad (3.10).$$

замыкания равно нулю получим:

Внимание! Здесь углы должны быть выражены в радианах.

### 3.8. Применение способа площадей для системы «станция - станция»

Принципиальная схема параллельной работы двух станций показана на рис.3.6.а. Для упрощения расчетов нагрузка замещается постоянным комплексным сопротивлением, что предполагает, в сущности, постоянство скольжения двигателей, хотя дает некоторую неточность при длительных коротких замыканиях.

Схемы замещения такой системы в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах показаны на рис.3.6 б, в, г соответственно.

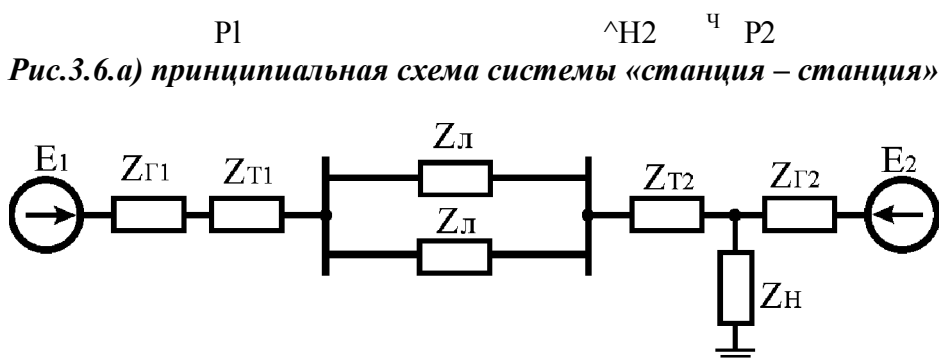
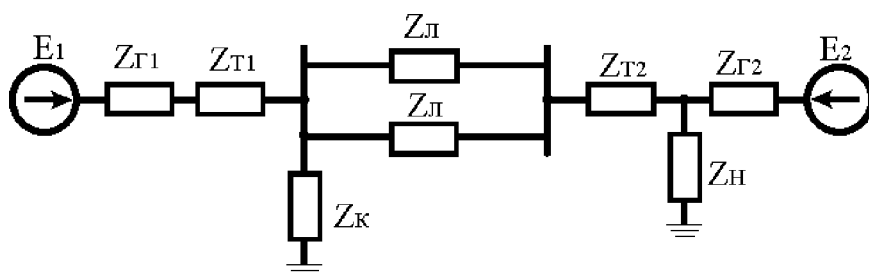
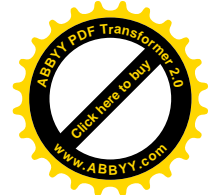


Рис.3.6. б) схема замещения нормального режима системы «станция-станция»





*Рис.3.6.в) схема замещения аварийного режима системы «станция-станция»*



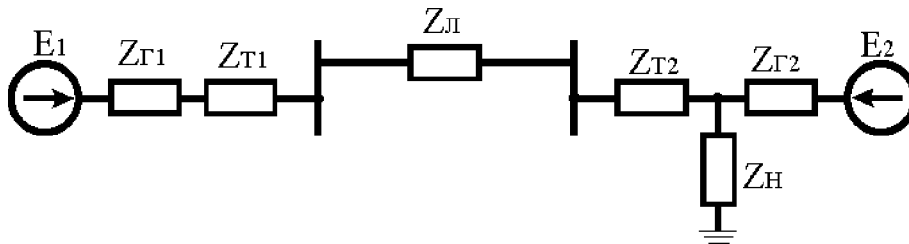


Рис.3.6. з) схема замещения послеаварийного режима системы «станция-станция»

Короткое замыкание сопровождается внезапным изменением отдаваемой мощности. Генераторы получают положительное или отрицательное ускорение, и роторы их начинают перемещаться.

Отдаваемая обоими генераторами, мощность зависит от параметров системы и от угла между их роторами, но не зависит от абсолютных значений углов  $\delta_1$  и  $\delta_2$  каждого генератора в отдельности. Поэтому устойчивость системы определяется только относительным углом расхождения роторов  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ .

Максимальный угол расхождения роторов можно найти по способу площадей, для чего нужно построить графики изменения активной мощности первой и второй электростанций в зависимости от угла между ЭДС  $E_1$  и ЭДС  $E_2$  (т.е. от угла  $\delta_{12}$ ) в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах.

Выражения мощности через собственные и взаимные проводимости для всех станций будут:

$$P_1 = E_1^2 \cdot y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})$$

$$P_2 = E_2^2 \cdot y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \quad (3.11)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  - мощности, отдаваемые первой и второй станциями. Собственные и взаимные проводимости ветвей определяются для каждого режима, причем генераторы вводятся в схему замещения индуктивными сопротивлениями  $X'd$ . Э.Д.С.  $E_1$  и  $E_2$  сохраняют одни и те же значения во всех трех режимах и определяются по условиям нормального режима. Характеристики мощности в

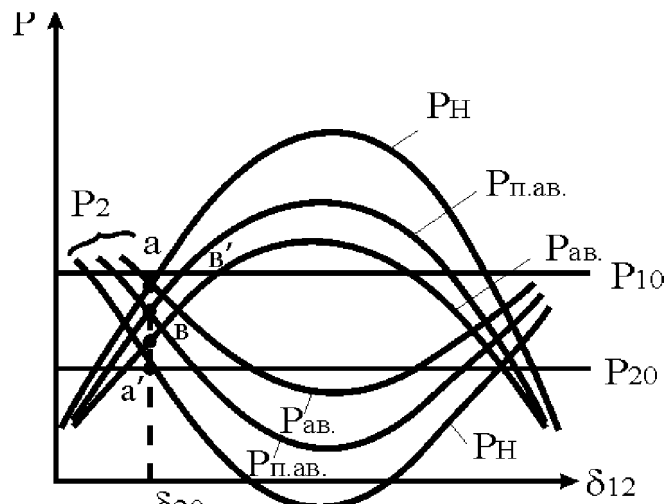
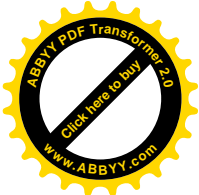
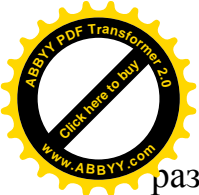
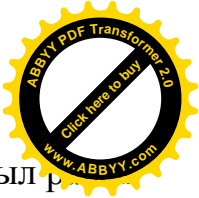


Рис.3.7. Характеристика мощности станций в различных режимах: 1 – нормальный, 3- аварийный, 2 – послеаварийный



различных режимах показаны на рис. 3.7.



120 Пусть в нормальном режиме угол между ЭДС обеих станций был  $\delta_{120}$  и мощности их соответственно  $P_{10}$  и  $P_{20}$  (точки **a** и **a'** на кривых

5

нормального режима (рис.3.7)). В момент короткого замыкания угол 120 вследствие инерции роторов обеих станций остается неизменным, и режиму отвечают характеристики аварийного режима 3.

Из рисунка 3.7 видно, что одна станция (первая) в аварийном режиме сбрасывает нагрузку, другая наоборот воспринимает. Поэтому генераторы первой станции будут ускоряться, а второй замедляться. Это обычный случай, но иногда при коротком замыкании вблизи нагрузки, возможен сброс мощности обеими станциями.

Ускорение машин обеих станций в относительных единицах  $\Delta P$  равны, т.е.

$\omega_{c1} = \frac{\Delta P}{T_{j1}} ; a^{AP} = \frac{\Delta P}{T_{j2}}$  где постоянные инерции  $T_j$  выражены в радианах.

Если же ускорения выразить в градусах в секунду в квадрате, то

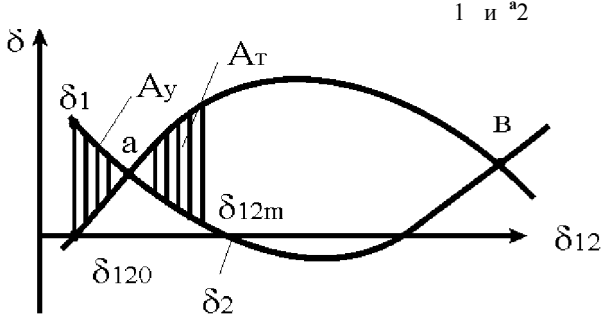
$\omega_{c2} = \frac{\Delta P \cdot 360^2}{T_{j1}} ; a^{AP} = \frac{\Delta P \cdot 360^2}{T_{j2}}$  где  $T_{j1}, T_{j2}$  выражены в секундах.

$a_2 = \Delta P_2 / T_{j2}$  Относительное ускорение между генераторами обеих станций:

$a_2 = 360^2 \cdot \left( \frac{\Delta P_1}{T_{j1}} - \frac{\Delta P_2}{T_{j2}} \right) = \Delta P^{(7)}$  (3.12) определяется как разность их абсолютных ускорений.

С помощью рисунка 3.7 и зависимости от угла  $\delta$  и формул (3.11) можно найти  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  в

изменение избытков мощности от этого угла (рис.3.8).



построить зависимость абсолютных ускорений **a**





Рис. 3.8. Зависимость ускорений станций от относительного угла  $\delta_{12}$

Уравнение 3.12 можно переписать следующим образом:

$$d^2_{\delta_{12}} \Psi_{AP_2} = \mathbf{a} \quad (3.13), \quad \text{где } \delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad \text{взаимный угол;}$$

$\mathbf{a}$  - относительное ускорение, создающее перемещение станции 1, относительно станции 2.

Уравнение (3.13) можно переписать в виде:  $\frac{d^2 \Psi_{AP_2}}{d\delta_{12}^2} = \frac{\Delta \Psi_{AP_2}}{\Delta \delta_{12}^2} \sim \frac{\Delta \Psi_{AP_2}}{\Delta \delta_{12}^2} T_{J2} \sim \frac{\Delta \Psi_{AP_2}}{\Delta \delta_{12}^2} T_{J1}$ ;

Умножим обе части уравнения на  $(T_{J1} + T_{J2})$ ,  
 $\frac{d^2 \Psi_{AP_2}}{d\delta_{12}^2} (T_{J1} + T_{J2}) = \dots$

тогда  $\frac{T_{J1} \cdot T_{J2} \cdot d^2 b}{T_{J1} + T_{J2} \cdot dt^2} = \frac{M \cdot T_{J2} - AP_2 \cdot T_{J1}}{T_{J1} + T_{J2}}$ ; обозначим  $T = \frac{T_{J1} \cdot T_{J2}}{T_{J1} + T_{J2}}$  и получим

$$T_{J\Omega} = T_{J\Omega} \cdot a \quad (3.14).$$

Далее можно представить  $T_{J\Omega} = P_{MEK} \cdot \Omega - P_{ЭЛ} \cdot \Omega$ .

Для определения характера перехода (т.е. будет ли устойчивым), запаса устойчивости и размаха колебаний достаточно построить характеристику относительного ускорения  $d = f(b_{12})$ , пользуясь выражениями (3.13) и (3.14) (рис.3.9).

Отношение площадки торможения  $A_T$  к площадке ускорения  $A_y$  характеризует коэффициент запаса устойчивости.

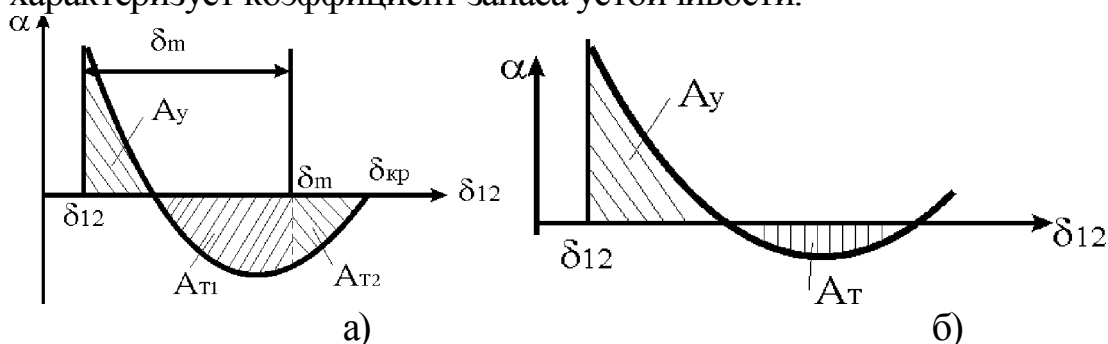
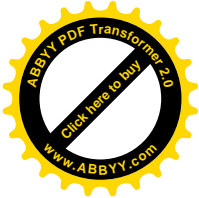


Рис.3.9. Зависимость  $d = f(\delta_{12})$ ; а) изменение относительного ускорения в случае устойчивого перехода от одного режима к другому;  $A_T > A_y$ ;  $A_T = A_{T1} + A_{T2}$ ; б) изменение относительного ускорения в случае неустойчивого перехода  $A_T < A_y$

### 3.9. Область применения способа площадей

Применение способа площадей во многих случаях ограничено. Так, при расчетах простых систем («станция» - «шины»), проводимых с учетом изменения реакции якоря ( $\ddot{E}$  - переменное) и действия регулирующих устройств или с учетом демпфирования, а также сложных систем, состоящих с более чем из двух станций, способ площадей, как самостоятельный расчетный прием неприменим, но может использоваться как вспомогательный. **Метод площадей используется:**

- 1) для определения коэффициента запаса динамической устойчивости  $\kappa_d = (A_{эм} / A_{уск}) > 1$  (гл.3.5);
- 2) для определения предельного времени отключения короткого замыкания (гл.3.4);
- 3) для определения предельного угла вылета ротора (гл.3.3);
- 4) для определения предельного времени отключения 3-х фазного короткого замыкания (гл.3.7.1);
- 5) при анализе действия автоматического регулирования: повышение тока возбуждения позволяет увеличивать амплитуду характеристики отдаваемой мощности во время аварийного и послеаварийного режимов и уменьшить этим сброс нагрузки и вылет угла, способствуя сохранению устойчивости.





### 3.10. Основы методов численного интегрирования нелинейных дифференциальных уравнений

Дифференциальное уравнение, описывающее переходной процесс имеет

вид:  $T_j \dot{y} + y = P_0 \sim P_m \sin \delta$ , где  $T_s$  - постоянная времени инерции;

где  $P_0$  - мощность турбины;  $P_m$  - амплитуда той характеристики, мощность которой соответствует изучаемому режиму ( $P_m = P_{max} - P_{min}$ ).

Введем новые параметры  $\tau = T_s P_m / P_0$  и  $P^* = P_0 / P_m$ , тогда  $\dot{y} = P^* \sin \delta$

$$\frac{d^2 \delta}{dx^2} = P^* \sin \delta$$

(3.15), где  $P^* = const$ . Любое начальное изменение режима получают свое отражение в изменении угла  $\delta_0$ , значениях мощности  $P_0$ , амплитуды характеристики  $P_m$  и, следовательно, в величине  $P^* = P_0 / P_m$ .

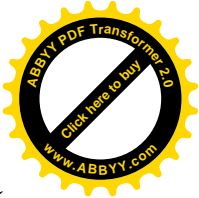
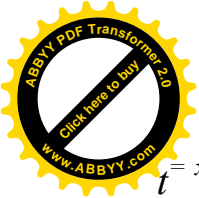
При приближенном представлении процесса при  $E = const$ , на основе уравнения (3.15) легко найти изображение на фазовой плоскости  $\delta_0 = \sqrt{f(\delta)}$ :

$$A_{\delta}^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} f(\delta) d\delta \text{ или } A_{\delta} = \sqrt{2 \int_{\delta_0}^{\delta} (5 - 5J + 2(\cos 5 - \cos SJ)) d\delta}$$

С помощью графического интегрирования функции  $A_{\delta} = y(\delta)$  (рис.3.10 а) можно получить зависимость  $\tau = f(\delta)$  (рис.3.10 б).

а) б)  
**Рис.3.10. Построение кривой (5)-  $\tau = f(\delta)$**   
*по заданной кривой  $A_{\delta} = \sqrt{f(\delta)}$  - (а)*

Для этого, кривая  $A_{\delta} = \sqrt{f(\delta)}$  разбивается на интервалы по оси  $\delta$ . На каждом интервале участок кривой заменяется горизонтальным отрезком с ординатой, равной среднему значению  $A_{\delta}$  на этом интервале, т.е.  $A_{\delta} = \frac{A_{\delta r} + A_{\delta r+1}}{2} = A_{\delta r}$ , откуда  $\tau = \frac{A_{\delta r}^2}{A(\sigma_{ср})}$ . По полученным значениям строим кривую  $\tau = f(\delta)$  (рис.3.10 б), а от нее легко перейти к зависимости



$t^x * |T| P_m = f_x(8)$ , которая будет тем точнее, чем меньше величина интервала  
A5.



### 3.11. Метод последовательных интервалов

По этому методу можно получить зависимость изменения угла  $\delta$  во времени, т.е.  $\delta = f(t)$ . **Основное допущения** этого метода: упрощено принимается, что мощность численно равна моменту  $AM^* = AP^*$ . Такое допущение вызывает лишь незначительную погрешность. Однако, если  $\Delta \delta^* = \frac{d\delta}{dt} \cdot 100 > 1,5 \cdot 10^{-2} \%$ , то в некоторых случаях (при исследовании систем вблизи границы устойчивости, малых инерциях машин и т.д.), когда погрешность может оказаться существенной, надо решать уравнение:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{360 f_0 - AP}{T_j} \quad \%$$

По методу последовательных интервалов весь процесс разбивается на малые интервалы  $\Delta t$ . Интервал времени выбирается 0,02-0,1 сек (при меньшем интервале расчеты точнее). Но процесс расчета более длителен. При расчетах вручную оптимально  $\Delta t = 0,05$  секунды.

В первом интервале начальная скорость равна нулю. При постоянном ускорении равном  $a_{(0)}$ , изменение угла будет происходить по закону равномерного ускоренного движения и приращение угла к концу интервала составит  $\Delta \delta = 0,5 a_{(0)} \cdot \Delta t^2 = 0,5 \cdot 360 f_0 \cdot \frac{\Delta t^2}{T_j}$ .

Мощность и ее приращение  $AP$  изменяются при изменениях угла и времени. Зная, что время изменилось на  $\Delta t$ , угол на  $\Delta \delta_1$ , можно определить небаланс мощности  $AP_1$ . Небаланс мощности в конце первого интервала это одна и та же величина, что и в начале второго. По приращению мощности определяется ускорение:  $a_{(1)} = (AP_1 / T_j) \cdot 360 / \%$

Во втором интервале изменение угла зависит от скорости  $\omega_{(1)}$ , которую получил ротор в первом интервале и ускорения в начале второго, обусловленного избыточной мощностью  $\Delta P_2$ :

$$\Delta \delta_2 = \omega_{(1)} \cdot \Delta t + 0,5 a_{(1)} \cdot \Delta t^2$$

Значение скорости на протяжении первого интервала непостоянно. Определим ее приращение по среднему ускорению:

$$\omega_{(1)} = 0,5 (a_{(0)} + a_{(1)}) \Delta t, \text{ тогда}$$

$$\Delta \delta_{(2)} = 0,5 a_{(0)} \cdot \Delta t^2 + a_{(1)} \cdot \Delta t^2$$

Так же можно получить приращения в любом интервале. Выражая ускорение через мощности, и переходя к выражению времени и постоянной инерции в секундах, а угла в электрических градусах будем иметь:

$$\Delta \delta_{(1)} = K \cdot 0,5 AP_{(0)}; \quad \Delta \delta_{(2)} = \Delta \delta_{(1)} + K \cdot AP_{(1)}; \quad \Delta \delta_{(n)} = \Delta \delta_{(n-1)} + K \cdot AP_{(n-1)}, \quad \text{где}$$

$$K = \frac{360}{T_j} \cdot \Delta t^2$$



Если происходит резкое изменение режима (например, с аварийного режима на послеаварийный от  $P_{(n-1)}$  до  $P_{(n-x)}$ ), то приращение угла зависит от среднего арифметического этих приращений  $\Delta P_i'$  и  $\Delta P_i''$ :

$$\Delta P_{(n)} = \Delta P_{(n-1)} + \kappa \cdot 0,5(\Delta P_{(n-1)}' + \Delta P_{(n-1)}'')$$

Для расчета по методу последовательных интервалов предварительно должны быть известны следующие параметры:

- характеристики мощности нормального  $P = P_{н.н} \cdot \sin \delta$ , аварийного  $P_{ав} = P_{нав} \cdot \sin \delta$  и послеаварийных  $P_{п.ав} = P_{тнав} \cdot \sin \delta$  режимов;
- значение мощности турбины  $P_o = P_T$ ;
- значение начального угла  $\delta_0$  (рис.3.11).

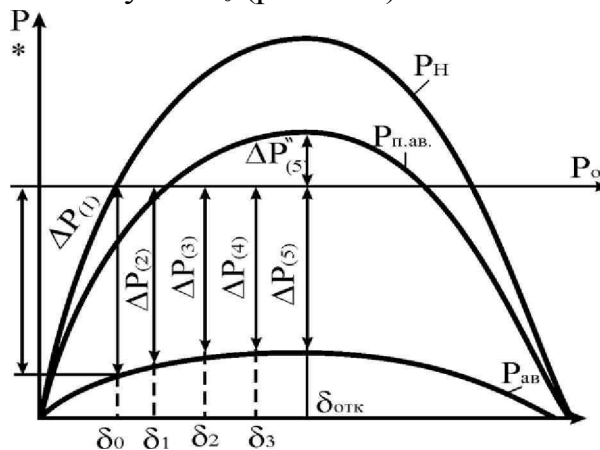


Рис. 3.11. К определению угла отключения  $\delta$  методом последовательных интервалов

Интервал времени  $\Delta t = 0,05 \text{ с}$  - для расчетов вручную. Если известно время отключения короткого замыкания, то расчет продолжается до этого момента и определяется угол отключения короткого замыкания  $\delta_{отк}$ , или расчет продолжают до момента, когда угол  $\delta$  начнет уменьшаться.

I интервал (0 - 0,05 с) Небаланс между механической и электрической мощностями генератора определяется при начальном угле  $\delta_0$

$$\Delta P(1) = P - P_{н.н} \cdot \sin \delta_0$$

Определяется приращение угла в этом интервале

$$\Delta \delta(1) = \frac{\Delta P(1)}{360 / \omega_{ДГ}}, \text{ где } \kappa = 360 / \omega_{ДГ}$$

Угол в конце первого интервала будет:

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta \delta(1)$$

II интервал (0,05-0,1 с)

$$\Delta P(2) = P - P_{п.ав} \cdot \sin \delta(1)$$

$$\Delta \delta(2) = \frac{\Delta P(2)}{360 / \omega_{ДГ}}$$

$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta \delta(2)$$



и все последующие интервалы:

$$AP_{(i)} = P - P_e - \sin \delta_{(i-1)},$$

$$A\delta_{(i)} = A\delta_{(i-1)} + B \cdot AP_{(i)},$$

$$\delta_{(i)} = \delta_{(i-1)} + A\delta_{(i)}.$$

Если произойдет переход с аварийного режима на послеаварийный, то небаланс между механической и электрической мощностями определяется как среднеарифметическое значение двух небалансов  $AP_{(i)} = P_0 - P_{max} - \sin \delta_{(M)}$  и

$AP''_0 = P_0 - P_{max} - \sin \delta_{(i-1)}$ , то  $AP_{(i)} = \frac{AP' + AP''}{2}$ , все остальные расчеты ведутся по той же схеме, что и выше.

Пример расчета переходного процесса для неявнополюсной машины с простейшим учетом автоматического регулирования возбуждения методом последовательных интервалов приведен в приложении П.

### 3.12. Развитие метода последовательных интервалов на сложную ЭЭС

Предварительно должны быть найдены ЭДС и углы между станциями в нормальном, в аварийном и послеаварийном режимах.

Затем переходят к расчету угловых перемещений по методу последовательных интервалов:

1. Зная углы расхождения роторов машин в момент короткого замыкания  $\delta_{12}, \delta_{13}, \delta_{23}$  и т.д. находят значения отдаваемой машинами мощности:

$$P_x = E_x^2 \cdot y_{xx} \cdot \sin a_{xu} + E_1 E_2 y_{12} \cdot \sin(\delta_{12} - a_{12}) + \dots;$$

$$P_1 = E_2 E_1 y_{21} \cdot \sin(\delta_{21} - a_{21}) + E^2 \cdot y_{22} \cdot \sin a_{22} + \dots;$$

2. Находят небаланс между механической и электрической мощностями:

$$AP_1(0) = P_0 - P_1$$

$$AP_2(0) = P_{20} - P_2' \text{ где } P_{10}, P_{20} \text{ и т.д. мощности в}$$

момент, предшествующий короткому замыканию.

3. Вычисляем угловые перемещения роторов машин в течение интервала  $\Delta t$ :

I интервал

$$A\delta_{2(1)} = \frac{AP_2(0)}{2} \Delta t$$

II интервал и  $AP_2(0)$  последующие

$$A\delta_{2(2)} = A\delta_{2(1)} + \frac{AP_2(0)}{2} \Delta t,$$

$$A\delta_{2(n)} = A\delta_{2(n-1)} + \frac{AP_2(0)}{2} \Delta t, \quad 4.$$

Определяются новые значения углов в конце интервала  $\Delta t$ :

$$\delta_{i(w)} = \delta_{i0} + A\delta_{i(w)} \Delta t,$$





$$S_{2(i)} = S_{2(i-1)} + A S_{2(i)}, \text{ где } S_{1(i-1)} \text{ и } S_{2(i-1)} \text{ и т.д. -}$$

значения углов в конце предшествующего интервала.

5. Находят новые значения углов

$$\begin{aligned} \delta_{12} &= \delta_{11} - \delta_{12} \\ \delta_{13} &= \delta_{11} - \delta_{12} - \delta_{13} \\ &= \delta_{11} - \delta_{12} - \delta_{13} \end{aligned}$$

Затем переходят к расчету следующего интервала, весь расчет повторяется с пункта 1-5.

В момент отключения поврежденной цепи (переход в послеаварийный режим) угловые перемещения (только на этом интервале) подсчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta \delta_{(i)} &= \Delta \delta_{(i-1)} + \frac{AP'_{(i)} + AP''_{(i)}}{2 AP'_{(i)} + AP''_{(i)}} \cdot \delta_{(i-1)} \\ \Delta \delta_{2W} &= \Delta \delta_{(1)} + \frac{2 AP'_{(1)} + AP''_{(1)}}{2 AP'_{(1)} + AP''_{(1)}} \end{aligned}$$

где  $AP'_{1(t_{i-1})}$  и  $AP'_{2(t_{i-1})}$  и т.д. - значения избытков мощности до отключения цепи;  $AP''_{1(t_{i-1})}$ ,  $AP''_{2(t_{i-1})}$  и т.д. - значения после их отключения.

Далее опять расчет ведется по пунктам 1-5 до момента отключения короткого замыкания, которое должно быть задано, или продолжается и после отключения до тех пор, пока не будет установлено: нарушается устойчивость в данных условиях или нет (т.е. когда идет неограниченное возрастание некоторой части относительных углов).

**3.13. Расчет методом последовательных интервалов динамической устойчивости простейшей ЭЭС при учете электромагнитных переходных процессов в обмотке возбуждения генератора**

Алгоритм расчета переходного процесса:

Уравнение ЭМПП в обмотке возбуждения синхронного генератора

$$T_{d0} \frac{dE'_q}{dt} + E'_q = E_{qe} \quad \text{или} \quad T_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E'_q \quad \text{или} \quad \frac{dE'_q}{dt} = \frac{E_{qe} - E'_q}{T_{d0}} \quad \text{отсюда}$$

$$E'_{q(i)} = - (E_{qe(i)} - E_{q(i-X)}), \text{ где } E_{qe(i)} - \text{среднее значение вынужденной ЭДС } E_{qe}$$

за рассчитываемый интервал времени.

Вывод формул, необходимых для расчетов:

$$P = \frac{E_q}{X_d} \sin(\delta - \alpha_{12}) + E_e \sin(\delta - \alpha_{12}) \quad (3.16)$$

$$E_q = E_Q + (x_d - x_q) I_d; \text{ где } I_b = \frac{E_Q}{X_d} \sin(\delta - \alpha_u) - U \sin(\delta - \alpha_{12}), \text{ тогда } E_q = E_Q \left[ \frac{1}{\sin(\delta - \alpha_{12})} + (x_d - x_q) Y_U \cos \alpha_n \right] - U \cos(\delta - \alpha_{12}) \quad (3.17)$$

$E = E_Q - (x_q - x_d) I_d$ , поставим выражение  $I_d$ , получим:

$$E' = E_Q - [I(x_q - x'_d) - y_n - \cos a_u] + U(x_q - x'_d) - y_{12} \cdot \cos(5 - a_{12}) \text{ отсюда}$$

$$E_Q = [E'_q - U(x_q - x'_d) - Y_u - \cos(8 - a_u)] - [I(x_q - x'_d) - Y_u - \cos a_u] Y^l \quad (3.18)$$

В момент короткого замыкания (нулевой момент):  $\delta_{(0)} = \delta_0$  - значение угла в нормальном режиме;  $E_{q(0)} = E^*_0$ ; используя эти значения по формуле (3.18) находим  $E_Q$ , подставляя  $E_Q$  в формуле (3.17) получаем  $E_q$ , а из формулы (3.16) находим мощность  $P$  и избыток мощности  $AP_X = P_0 - P_{(i)}$ .

Для первого определяем интервала  

$$((360 - \alpha - \alpha^2) / \mathcal{M}_{\mathcal{O}} \quad AP_{(0)} \quad \dots \quad 2^- ;$$
 Для второго и последующих интервалов:

$$AS^{\wedge} AS^{\wedge} + bAP^{\wedge}.$$

Для интервала в начале, которого отключается повреждение:

$AS_w = AS_{(s-1)} + \xi \frac{AP'_{(s-1)} + DP''}{\dots}$ , где  $AP'_{(s-1)}$  - избыток мощности до отключения поврежденной цепи;  $AP'_{k-}$  - избыток мощности после отключения повреждения.

После определения  $A\delta_{(n)}$  в каждом интервале определяется угол  $\delta_{(n)}$  в конце расчетного интервала, он же есть угол в начале следующего интервала. Затем находят новые значения  $AE'_{q(i)}$  и  $E_{q(i)} = E_{q(i)} + AJi'_{q(i)}$ .

Расчет ведется до момента отключения короткого замыкания. Так как эти расчеты трудоемки и содержат большое количество одинаковых операций, то удобно их оформлять в виде таблицы.

### 3.14. Действие релейной форсировки возбуждения

Регулятор напряжения, реагирующий на снижение напряжения при коротком замыкании, закорачивает резистор в цепи возбуждения (рис.3.12) возбудителя; начинает возрастать напряжение возбудителя, увеличивается ток обмотки возбуждения, следовательно, возрастает магнитный поток возбуждения. Увеличение ЭДС генератора приводит к увеличению амплитуды характеристики мощности, и динамическая устойчивость в той или иной мере повышается. Чем выше поток и меньше постоянная времени возбудителя, тем выше скорость подъема напряжения возбудителя.

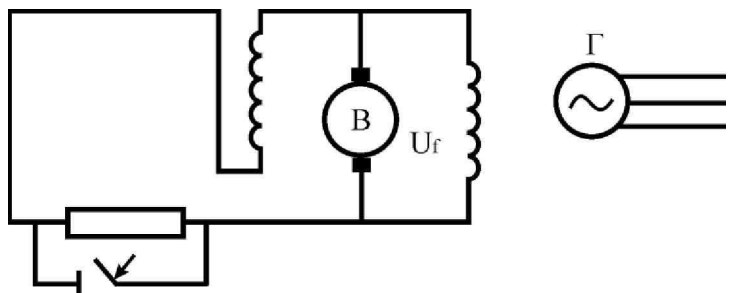
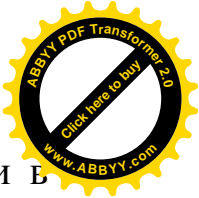


Рис.3.12. Принципиальная схема возбудителя с самовозбуждением



При расчете методом последовательных интервалов при наличии в системе возбуждения синхронного генератора релейной форсировки возбуждения строят кривую изменения напряжения на выводах возбудителя  $U_f=f(t)$  и соответствующих значений вынужденной ЭДС холостого хода (рис.3.13).

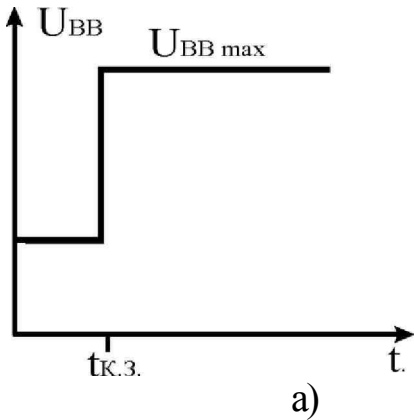
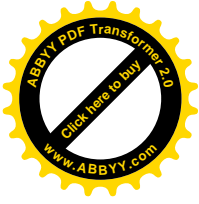


Рис.3.13. Нарастание ЭДС  $E_{qe}(b)$  при нарастании напряжения возбудителя (a)

Изменение ЭДС  $E_{qe}(t)$  на интервале времени  $At$  определяется по формуле:

$$E_{qe}(t) = E_{qe0} - (E_{qe0} - E_{qe \max}) e^{-t/T_e}$$

Здесь ЭДС  $E_{qe}(t)$  берется как среднее значение на интервале времени  $At$ , а Э.Д.С. определяется как  $E_{qe \max} = k_f E_{qe0}$ , где  $k_f$  - кратность форсировки, которая характеризует перегрузочную способность.





## Глава 4. Статическая устойчивость ЭЭС

### 4.1. Определение устойчивости по Ляпунову, теорема Ляпунова

Ранее, статическая устойчивость была определена, как способность системы самостоятельно восстанавливать исходный режим при малом возмущении. Здесь важно, что возмущения исходного режима, характеризующиеся отклонениями исходных параметров, считаются малыми. А причина, вызывающие эти возмущения, не рассматривается и не принимается во внимание при аналитическом исследовании статической устойчивости. Это определение устойчивости электрических систем отвечает понятию устойчивости движения ученого А.М. Ляпунова, который предложил строгие методы решения задачи об устойчивости движения (1893 год).

Понятие «устойчивости по Ляпунову» или, как еще говорят, «устойчивости в малом» были использованы в работах П.С. Жданова.

Основные определения теории устойчивости по А.М.Ляпунову: пусть произвольная динамическая система описывается системой дифференциальных уравнений.

$$\frac{d}{dt} f_i(x_1, x_2, \dots, x_n), i = 1, \dots, n \quad (4.1)$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix}$$

где  $x$  - вектор переменных,  $f$  - векторная функция.

Невозмущенным движением системы будем называть то, которому соответствует рассматриваемое частное решение этой системы, все другие движения будем называть возмущенными.

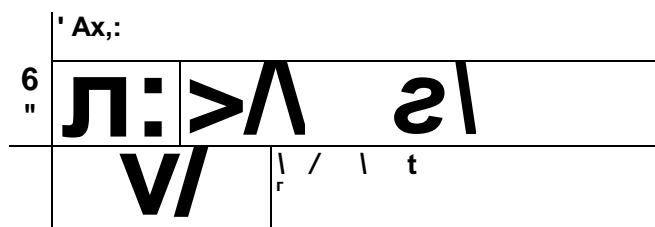
Состояние равновесия отвечает случаю  $x^* = x^*, f(x^*) = 0$

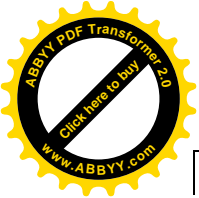
$$x = x^* + \Delta x, \Rightarrow \frac{d}{dt} (x^* + \Delta x) = f(x^* + \Delta x)$$

$$F(\Delta x), \quad F(0) = 0$$

Согласно теореме Ляпунова, состояние этой системы является устойчивым, если для любого сколь угодно малого  $\epsilon > 0$  можно найти такое  $\delta > 0$ , что все решения  $|\Delta x(t_0)| < \delta$  будут удовлетворять условию  $|\Delta x(t)| < \epsilon$ .

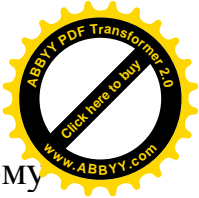
Если невозмущенное движение не только устойчиво, но и возмущенные движения при неограниченном возрастании  $t$  стремятся асимметрически к невозмущенному движению, то говорят, что невозмущенное движение устойчиво асимметрически (рис.4.1), т.е.  $\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta x(t) = 0$ .





---

*Рис.4.1. К определению устойчивости движения по Ляпунову*



А.М.Ляпуновым предложен метод исследования по первому приближению, который широко используется.

Представляя правую часть уравнения (4.1) в виде разложения по формуле Тейлора получим:

$$\dot{x}_i = a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n + x_{i1}(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (4.2),$$

где ( $i = 1, 2, \dots, n$ );  $a_{ij}$  - постоянные;  $x_i$  - функции переменных;  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  - разлагающиеся в ряды по степеням **этих переменных величин разложения** начинаются членами не ниже второго порядка. Отбрасывая в уравнении (4.2) члены  $x_{i2}$ , получаем систему линейных дифференциальных уравнений, которые называются уравнениями первого приближения.

**Теорема 1 А.М.Ляпунова.** Если все корни характеристического уравнения системы первого приближения имеют отрицательные вещественные части, то невозмущенное движение устойчиво и притом асимптотически, каковы бы ни были члены высших порядков в дифференциальных уравнениях возмущенного движения.

**Теорема 2.** Если среди корней характеристического уравнения системы первого приближения имеется хотя бы один с положительной вещественной частью, то невозмущенное движение неустойчиво, каковы бы не были нелинейные функции в правой части исходного уравнения.

Случай, когда характеристическое уравнение не имеет корней с положительной вещественной частью, но имеет хотя бы один корень с нулевой вещественной частью, является особым случаем. В таких случаях система остается в неподвижном или колебательном состоянии около положения равновесия.

#### 4.2. Линеаризация дифференциальных уравнений переходных процессов

Электрическая система при переходных процессах описывается системой нелинейных дифференциальных уравнений:

$$\sum_{j=1}^n \ddot{X}_j + B_j \dot{X}_j + Q_j X_j = F_j(t) \quad (4.3)$$

$A_{ji}, B_{ji}, C_{ji}$  - действительные коэффициенты, определяются параметрами системы и нелинейными функциями  $\Phi(x_j)$  от переменных  $x_j$ , характеризующих состояние системы в каждый момент времени;

$F_j(t)$  - внешние силы, переменные во времени, отражающие изменение внешних условий системы.

Нелинейные функции  $\Phi(x)$  линеаризуют в точке, соответствующей состоянию равновесия. Это означает - разложение нелинейной функции в ряд Тейлора, и отбрасывании нелинейных членов этого ряда.

Остаются только линейные члены, т.е. линеаризованная система уравнений:



$$\sum_{j=1}^m (a_{ji} \ddot{x}_j + e_{ji} \dot{x}_j + c_{ji} x_j) = \ddot{y}_i \quad (4.4)$$

где  $a_{ji}$ ,  $e_{ji}$ ,  $c_{ji}$  - коэффициенты, включают в себя частные производные  $(d^2/dx_j^2)x_{i0}$ , взятые в точке исходного режима. Таким образом, эти коэффициенты зависят от исходного режима, что и отражает свойства нелинейной системы (4.3).

### 4.3. Характеристическое уравнение, его корни

Линеаризованная система уравнений (4.4) в изображениях внешней силы и начальных условиях будет:  $\sum_{j=1}^m (a_{ji} p^2 + e_{ji} p + c_{ji}) A x_j(p) = \ddot{y}_i(p)$ , откуда изображение переменных в общем случае запишется как:  $A x(p) = \frac{\mathbf{D}^{-1}(P) \cdot \mathbf{W}_y(P)}{D(P)}$ , где  $D(P)$  - главный определитель системы, называемый характеристическим;  $D_{ji}(P)$  - алгебраическое дополнение элемента, стоящего на  $i$ -той строке в  $j$ -том столбце главного определителя.

Характеристический определитель системы уравнений имеет вид:

$$D(p) = \begin{vmatrix} a_{11}-p & a_{12} & a_{13} \dots a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{31} & a_{32} & a_{33}-p \dots a_{3n} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} \dots a_{nn}-p \end{vmatrix} \quad (4.5)$$

Раскрывая этот определитель и приравняв результат нулю, можно получить характеристическое уравнение  $D(p)=0$ , полагая корни этого уравнения простыми и применяя теорему разложения получим оригинал

$$A x(p): \mathbf{A} \mathbf{x}(p) = \mathbf{1} \mathbf{I} \sum_{k=1}^n \frac{\mathbf{A}'_k}{D(P_k)} \cdot e^{P_k t}$$

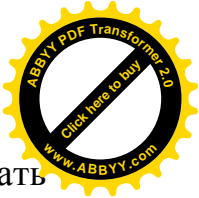
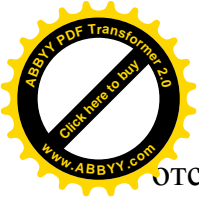
Статическая устойчивость - способность системы возвращаться в исходное состояние после малого возмущения - предполагает следующее.

На промежутке времени  $t > t_0$  где в качестве  $t_0$  берется в момент времени  $t_0 = 0$ , внешние силы  $f(t)$  вызывают отклонения системы от положения равновесия. В момент  $t_0$  действие внешней силы  $f(t)$  прекращается и под действием начального отклонения  $A x(t)$ ,  $A x'(t)$  начинается переходный процесс, характер которого полностью определяется корнями характеристического уравнения:

$$D s(f) = c_{1l} \cdot e^{u_1 t} + c_{2l} \cdot e^{u_2 t} + \dots + c_{ml} \cdot e^{P_l t} \quad (4.6)$$

Непосредственно решить это уравнение, чтобы определить устойчивость, очень сложно. Но можно по тем или иным признакам судить о наличии или





отсутствии корней уравнения с положительной вещественной частью и сделать вывод об устойчивости. Эти признаки и называют **критериями устойчивости**.

Так как коэффициенты характеристического уравнения, определяемые реальными параметрами системы - действительные числа, то его корни могут быть либо действительными, либо комплексно-сопряженными (табл.4.1).

Как следует из теории Ляпунова, если **все действительные корни и действительные части всех комплексных корней отрицательны**, то все составляющие переходного процесса по модулю экспоненциально затухают (у колебательных составляющих экспоненциально затухает огибающая) - режим **статически устойчив**.

Если среди действительных корней появляется **один с положительным, коэффициентом**, то составляющая решения, определяемая этим корнем, неограниченно (по модулю) возрастает - режим **статически неустойчив** (апериодическое нарушение устойчивости, или сползание).

Если среди комплексных корней появляется **пара с положительным коэффициентом**, то составляющая решения, определяемая этой парой, имеет вид экспоненциально нарастающих во времени колебаний - режим **неустойчив**.

#### 4.4. Необходимые и достаточные условия статической устойчивости

Как видно из вышеизложенного необходимым и достаточным условием статической устойчивости проверяемого режима электрической системы является требование **отрицательности вещественной части всех корней характеристического уравнения**.

Все корни должны лежать в левой полуплоскости (табл.4.1).

#### 4.5. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС при постоянстве синхронной ЭДС ( $E_q - const$ )

Переходные процессы нерегулируемой системы с упрощенным учетом демпферного момента описываются нелинейным дифференциальным уравнением второго порядка:

$$T_j p^2 - b + P_d - p - b = P_T - P_{ЭЛ} \quad (4.7)$$

где  $P_d - p - b$  - добавочный член, пропорциональный производной угла с постоянным коэффициентом  $P_d$ ;

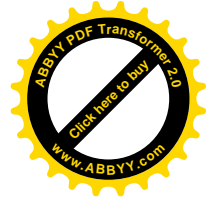
$P_T = P_m \sin \delta$  - мощность турбины, определяющая исходный установившийся режим электрической системы ( $P, \delta$ ), статическая устойчивость которого подлежит проверке;

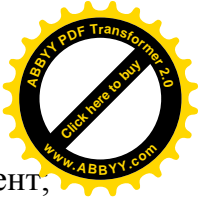
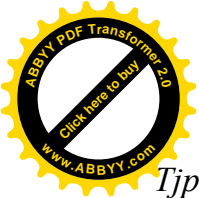
$P_{ЭЛ} = P_m \sin \delta$  - электромагнитная мощность синхронного генератора, являющаяся нелинейной функцией одной переменной угла  $\delta$  (рис.4.2).

Линеаризованное по первому приближению (4.7) уравнение будет:  $T_j p^2 - A\delta + P_d - p - A\delta = 0$ , (4.8), это уравнение имеет решение:

$$A\delta = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t}, \text{ а}$$

его характеристическое уравнение,





$Tj p^2 + P_1 p + c = 0$ , (4.9), где  $P_a$  — безразмерный коэффициент,

$P_d = -G$  называют синхронизирующей мощностью и обозначают  $S_{Eq}$ , индекс  $E_q$  означает, что производная взята при постоянстве  $E - const$ .

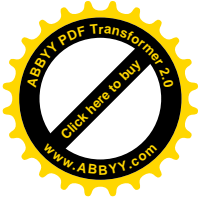
Уравнение (4.9) можно переписать в виде:  $P^2 + \frac{Pd T}{C} p + \frac{CO}{T} C = 0$ , корни

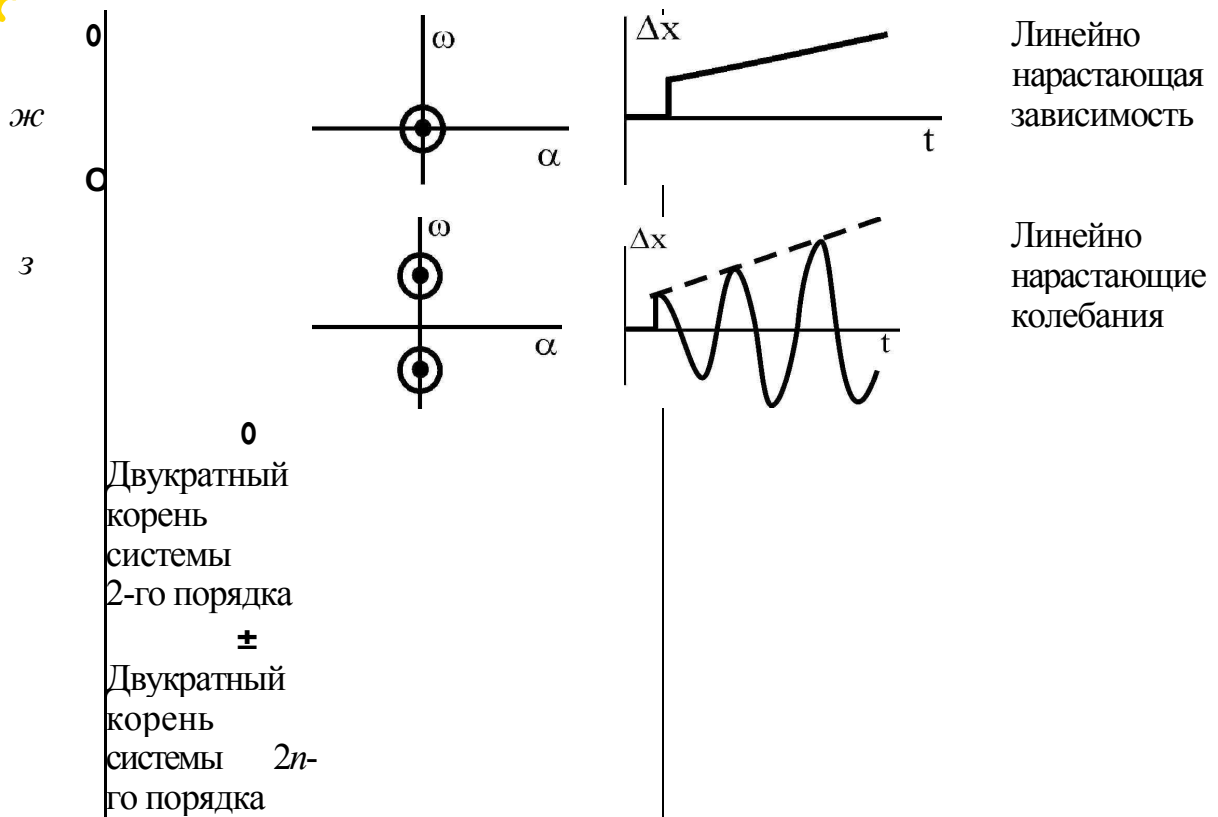
этого уравнения будут:

$$P_{1,2} = \frac{Pd}{2Tj} \pm \sqrt{\left(\frac{Pd}{2Tj}\right)^2 - \frac{CO}{T} C} \quad (4.10)$$

Таблица 4.1

	Корни		Расположение корней	Вид переходного процесса $\Delta x = f(t)$	
	$\omega$	$\alpha$		описание	параметры
a	+	0			1 постоянной T a
b	+	$\pm$			Экспоненциальное гармоническое колебание
b	-	0			Затухающая экспонента 1 постоянной T a
c	-	$\pm$			Затухающие гармонические колебания
d	0	0			Сохранение постоянного отклонения $\Delta x$ Гармонические колебания
e	0	$\pm$			постоянной амплитудой $\Delta x_0$ и частотой $\omega$





0  
Двукратный корень системы 2-го порядка  
±  
Двукратный корень системы 2n-го порядка

Чтобы система была устойчива, вещественные части корней должны быть отрицательными. Исследуем выражение (4.10):

1) если  $\zeta < 1$ , то  $p_{1,2} = -\alpha \pm j\omega$ , где  $\alpha = \zeta \omega_n$ ,  $\omega = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$

где  $\omega_n = \sqrt{\frac{D}{J}}$   
 $c_x > 0$  при  $\zeta < 1$   
 $c_x = 0$  при  $\zeta = 1$   
 $c_x < 0$  при  $\zeta > 1$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{D}{J}}$$

$$\omega = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$$

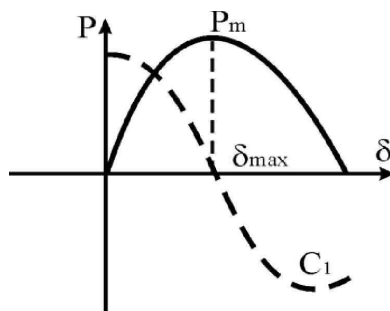
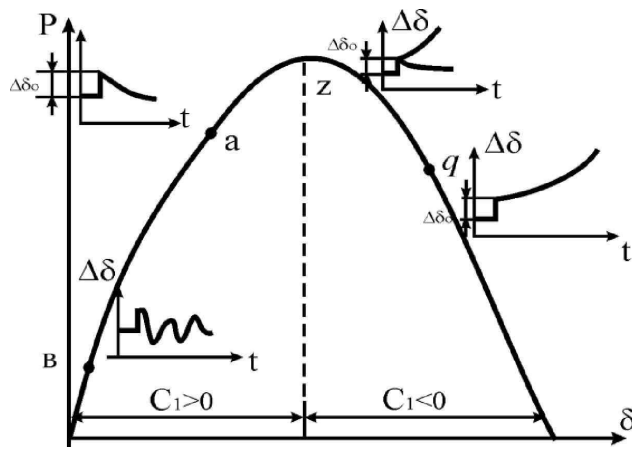


Рис.43. Зависимость  $Q = P(\delta)$

В этом случае все корни будут с **отрицательной вещественной частью**, это значит, что **система устойчива** (рис.4.3.).



*Рис.4.4. Протекание процесса в простейшей системе  $A\delta = f(t)$ , после изменения угла на величину  $\Delta\delta$ .*



2) если  $5j < 5 < 5_{\max}$ ,  $\xi_{\pm} = \sqrt{K_{\text{от}}^2 c}$ ,  $p_{1,2} = -a \pm p$  ( $a > P$ )

В этом случае оба корня  $\lambda_{1,2}$  - **вещественные отрицательные**, система **устойчива** (рис.4.4).

3) если  $5 < 5_{\max}$ ,  $c < 0$ ,  $p_{1,2} = \pm a \pm p$  ( $P > a$ ), здесь **один отрицательный, один - положительный корень**, система **неустойчива** (рис.4.4).

**Вывод:** система устойчива при  $c > 0$ , т.е.  $\delta > 0$  - это совпадает с

практическим критерием.

#### 4.5.1. Влияние демпферного момента на условия статической устойчивости простейшей системы при $E_q = \text{const}$

Как было сказано в предыдущем параграфе, демпферный коэффициент

$P_d = -\xi_{\text{ном}} / \omega_0$  вводится, чтобы упрощенно отразить влияние демпферных контуров в режимах асинхронной работы или синхронных электромеханических качаний синхронной машины.

В случае если демпфирование отсутствует (частный случай), характеристическое уравнение имеет вид  $T_3 p^2 + c_x = 0$ , корни которого будут равны  $p_{1,2} = \pm j \sqrt{c_x / T_3}$ , характер движения зависит от знака  $Q$ .

Если  $c_x > 0$ , то оба корня **мнимые** и всякое возмущение в системе будет приводить к **незатухающим колебаниям**.

А демпферные обмотки обуславливают постепенное уменьшение амплитуды в каждом полупериоде качаний, что приводит к новому установившемуся режиму.

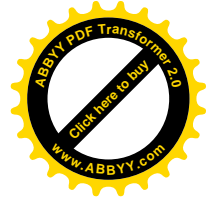
Эффективность демпферной обмотки, как успокоительной, зависит от ее активного сопротивления, т.к. частота токов, возникающих в демпферной обмотке при качаниях генератора, очень невелика (1-2 Гц).

С уменьшением активного сопротивления демпферный коэффициент  $P_d$  возрастает, и поэтому целесообразно применять демпферные обмотки с низким сопротивлением, что хорошо при 3-х фазном коротком замыкании, но плохо при 2-х фазном.

**Вывод:** чем выше демпферный коэффициент  $P_d$ , тем быстрее затухают колебания, демпферные обмотки широко применяются для быстрого успокоения качаний, в том числе после 3-х фазных замыканий.

#### 4.6. Анализ статической устойчивости нерегулируемой ЭЭС при учете электромагнитных переходных процессов в обмотке возбуждения генератора

Рассмотрим условия устойчивости простейшей системы, в которой электростанция работает на шины низменного напряжения и генераторы снабжены АРВ. Переходные процессы в такой системе описываются нелинейными дифференциальными уравнениями:







$$4.11 \quad \frac{dE}{dt} = P_T - P_{\Delta} \quad (4.11.1)$$

$$T_d \frac{dE}{dt} = P_T - P_{\Delta} \quad (4.11.2)$$

$$\frac{dE}{dt} = E_{qe} \sim E_q$$

$E$  - описывает электромагнитные переходные процессы в обмотке возбуждения синхронной машины;

$P_{\Delta}$  - электромагнитная мощность генератора является нелинейной функцией двух переменных ( $E$ ,  $\delta$ ). ЭДС  $E$  изменяется регулятором возбуждения при изменении режима генератора и зависит от свободных токов в обмотке возбуждения.

$$P_{\Delta} = (E_{q0} - U/x_{cE}) sm S_0 + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} A_5 + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} A_1 AE \quad \text{уравнение линеаризо-}$$

$$dE_q;$$

ванное по первому приближению в ряд Тейлора (оставлены три члена).

Линеаризованное уравнение (4.11.1) будет:

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial \delta} \delta + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} \frac{dE}{dt} + P_d \frac{dE}{dt} + \dots = 0, \quad \text{где}$$

частные производные,

вычисленные при параметрах исходного режима, имеют вид

$$u \quad \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial \delta} = \frac{E_{q0} U}{x} \cos \delta_0$$

$$\frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} = \sin \delta_0 = e_2$$

$$dE_q \quad x^{\wedge}$$

В уравнении (4.11.2) ЭДС  $E$  - переходная Э.Д.С. - является нелинейной функцией двух переменных ( $b, E_q$ ):

$$E = E_q \left[ x^{\wedge} \frac{dZ}{dt} + U[(x_d - x^{\wedge}) I x^{\wedge}] - \cos \delta \right], \text{ а линеаризованное:}$$

$$E_{qeo} - E_{go} = AE + T \frac{d}{dt} \frac{\partial E}{\partial \delta} + \dots$$

$$Ab + \frac{dT}{dt} T_{\sigma} \frac{\partial E}{\partial \delta} \frac{d\delta}{dt} + \dots$$

установившемся режиме  $E_{qeo} = E_{go}$ , система линеаризованных уравнений (4.11.1 и 4.11.2) запишем:

$$T \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial \delta} \delta + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} \frac{dE}{dt} + P_d \frac{dE}{dt} = 0 \quad (4.12.1)$$

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial \delta} \delta + \frac{\partial P_{\Delta}}{\partial E} \frac{dE}{dt} + P_d \frac{dE}{dt} = 0 \quad (4.12.2)$$



4.12

$$\begin{aligned}
 & \left\{ \begin{aligned}
 & T_{do} \frac{d}{dt} \mathbf{v}^{ss} = \mathbf{A} \mathbf{v}^{ss} + \mathbf{b} \\
 & T_{do} \frac{d}{dt} \mathbf{x} = \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{b}
 \end{aligned} \right.
 \end{aligned}$$

характеристический определитель системы 4.12



$$T_j p^2 + P_d - h + c, \quad \text{в}$$

$$D(p) = T_j p^2 + P_d - h + c + T_d p \Rightarrow \text{в общем виде:}$$

$$\frac{\partial E}{\partial \ddot{E}}$$

$$4.13 D(p) = a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3, \text{ где } a_x = T_3 - T; a_1 = T_j + P_d - T; \quad ;$$

$$a_2 = T_d (c - \cos \delta) + P_d = T_d c_2 + P_d; a_3 = c_x$$

Уравнение 4.13 – характеристическое уравнение системы с учетом АРВ. По характеру корней этого уравнения будем судить об устойчивости системы. Характер корней исследуем с помощью критерия Гурвица, согласно которому для отсутствия положительных корней уравнения (4.13) требуется, чтобы все его коэффициенты и, так называемый, предпоследний определитель Гурвица были положительными:

$$A_{Гур} = \begin{vmatrix} T_j + P_d - T_d & c_x \\ T_j & T_d c_2 T_d + P_d \\ a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0$$

Рассмотрим, в каких случаях условия Гурвица могут нарушиться

1. **Свободный член**  $a_3 = c_x = \cos \delta \cdot \frac{\partial E}{\partial x_{dL}} > 0$  - положителен при углах

$5 < 90^\circ$ , следовательно, как в прошлом случае (§4.5) система устойчива только при углах  $5 < 90^\circ$ .

Если  $c_1 < 0$ , то происходит аperiodическое нарушение устойчивости.

2. **Коэффициенты  $a_x$  и  $a_2$  могут стать отрицательными**, если значение  $T_d < 0$  и по абсолютной величине больше, чем  $\frac{P_d}{c_2}$  и  $P$ .

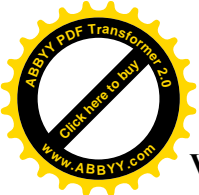
3. **Коэффициент  $a_0$ , становится отрицательным, если  $T_d$  становится отрицательным.** Таким образом, независимо от знака коэффициентов  $a_x$  и  $a_2$  устойчивость системы определяется знаком  $a_0$ . Постоянная времени  $T_d$ , от которой зависит этот коэффициент, если  $\gamma = 0$ , определяется как:

$$T_d = \frac{1}{\omega_d^2 + \omega_c^2}, \text{ отсюда видно, что } T_d \text{ станет меньше } 0, \text{ если внешнее}$$

сопротивление  $x_c$  будет отрицательным (т.е. емкостным) и находиться в пределах:  $x_c < |x_c| < x_c^{\wedge}$  - возникающее при этом явление неустойчивости называется **самовозбуждением**.

4. **Требование  $A_{Гур} > 0$** , раскроем:  $(T_j + P_d - T_d)(c_2 \cdot T_d + P_d) - c_x T_j - r_d > 0$  или

$$c_2 \frac{P_d}{1 + \frac{P_d}{T_d}} - c_x > 0 \quad (4.14) \quad \frac{P_d - T_d}{1 + \frac{P_d}{T_d}}$$



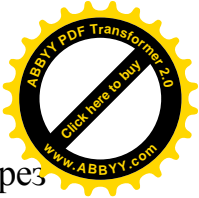
v

$c_2 T d J$

$T_J J$



Если в этом соотношении  $c_x > 0$ , то  $c_2$  и выражения в скобках тоже больше нуля. Тогда *система будет неустойчива, если  $c_1 > c_2$* .



Как было показано выше коэффициент  $c$ , определен через  $E_q$  а  $c$  через  $E'_q$ , представим, преобразуем и получим:

$$c = a + [(x_d - jC') / (*' - x.)] \cdot U^2 \cdot \sin^2 \delta \quad (4.15)$$

Если принять  $P_d = 0$  (отсутствует демпфирование), то уравнение (4.14) будет равно нулю только при  $\delta = 0$ , т.е. будет критический режим. Т.е. нарушение устойчивости (*самораскачивание*) можно ожидать в системе с *очень малым активным сопротивлением в цепи статора ( $z \ll 0$ ) при отсутствии демпфирования только в режиме холостого хода генератора ( $\delta = 0$ ).*

При наличии заметного активного сопротивления ( $z \neq 0$ ) вместо положительного коэффициента  $P_d$  в выражении (4.11.1) может появиться отрицательный. Пусть он будет равен  $K_2$ , тогда вместо (4.14) приближенно:

$$U^{2d} \sin 2\delta - \frac{K_2}{\Gamma} > 0 \quad (4.16)$$

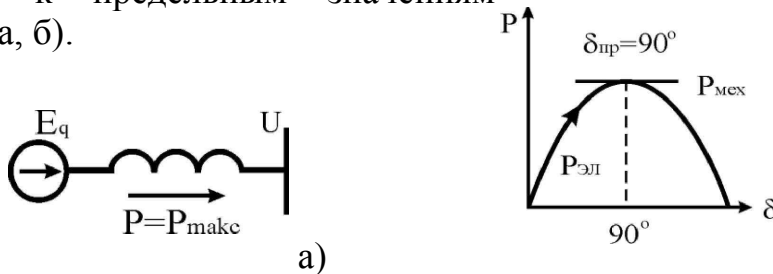
Значение  $K_2$  пропорционально  $E^2 \cdot z^d$ . Следовательно, можно утверждать, что нарушение условия (4.16) и появление *самораскачивания* будет стимулироваться уменьшением угла (малые нагрузки), увеличением активного сопротивления  $z$  в цепи статора и увеличением возбуждения  $E$ .

**Вывод: необходимое условие устойчивости:** а) все коэффициенты  $a_0, a_1, a_2, a_3$  должны быть больше нуля, т.е. нет вещественных положительных корней; б) достаточное -  $T_d > 0, c_2 > 0; c_3 > 0$ .

#### 4.7. Возможные виды нарушения статической устойчивости и меры по их предотвращению

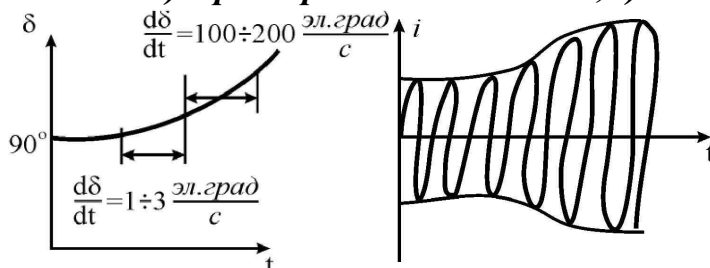
##### 4.7.1. Сползание

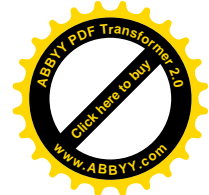
Нарушение статической устойчивости в виде *текущего режима* или *сползания* происходит при работе системы с большой нагрузкой генератора при подходе к предельным значениям мощности и угла (рис.4.5 а, б).



б)

Рис.4.5. а) характерная схема системы; б) описанный исходный режим





*Рис.4.6. а) изменение угла  $\delta$ ; б)  
сползания*

а) б)  
*изменение тока статора  $i$  при текучести или*

Характер протекания процесса показаны на рис.4.6: изменение угла  $\delta$  и тока статора  $I$ .

### 4.7.2. Самовозбуждение

Как говорилось в § 4.6, в случае если внешнее сопротивление будет отрицательным (емкостным) и находиться в пределах  $x^{\wedge} < |x_c| < x^{\wedge}$  возникает неустойчивый режим, называемый самовозбуждением.

Оно может возникнуть при синхронной скорости ротора без изменений угла, т.е. при  $\Delta\delta = 0$ .

Характерные схемы, в которых может возникнуть самовозбуждение, показаны на рис.4.7 а, б.

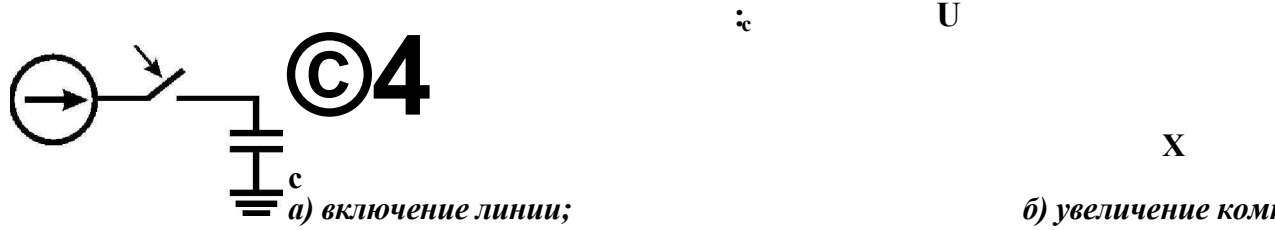


Рис.4.7. Характерные схемы системы при возникновении самовозбуждения

Опасный исходный режим: большая величина емкостной последовательной компенсации реактивного сопротивления цепи статора (при любой нагрузке) или подключение к линии ненагруженных генераторов (режим холостого хода). В этих случаях (рис.4.7 а, б) происходит при  $x_q < x_c < x_d$  - синхронное при  $x^{\wedge} < x_c < x_q$  - асинхронное самовозбуждение (рис.4.8 а, б).

Все варианты нарушения статической устойчивости приведены в таблице 4.2.



Рис.4.8. Изменение тока статора при самовозбуждении

Изменение угла для этого режима нехарактерно [режим изолированной машины (а) и изменение реактивной нагрузки с колебаниями угла за счет потерь].

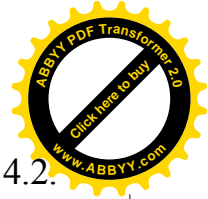
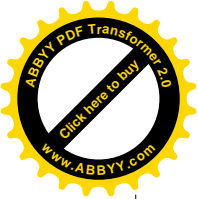
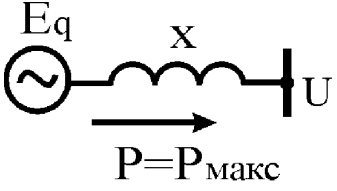
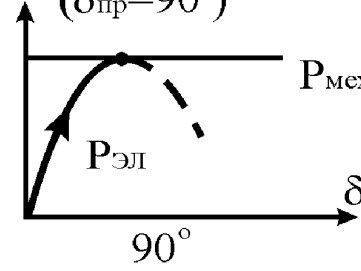
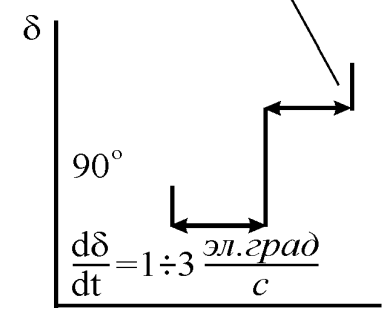
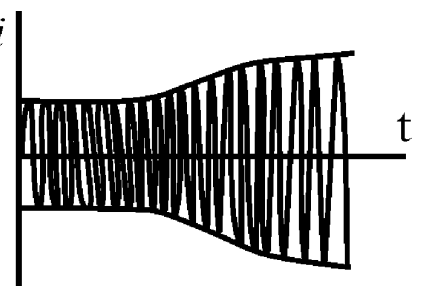
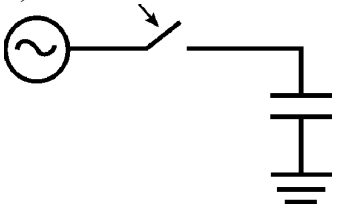
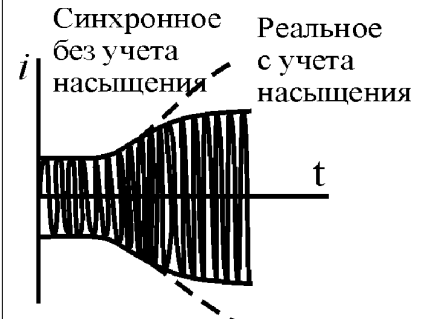
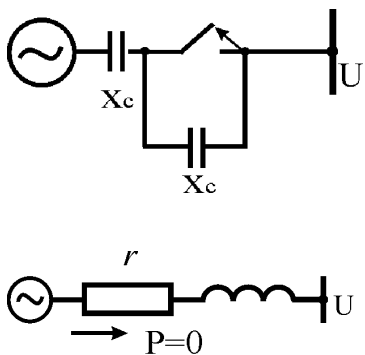


Таблица 4.2.

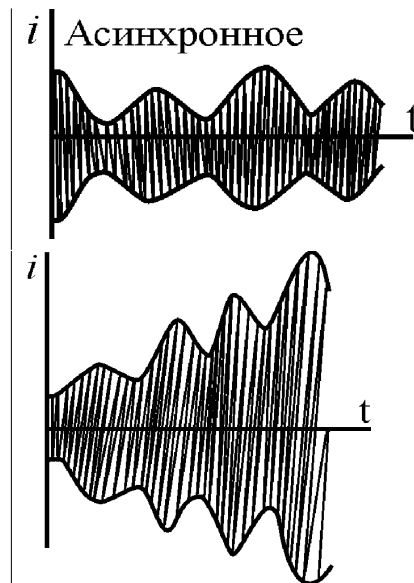
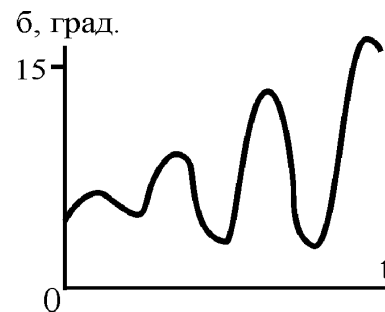
Название	Характерная схема	Опасный исходный режим	Характер протеканий процесса	
<p>Текущность режима, или сползание, - нарушение статической устойчивости (апериодическое)</p>		<p>Большая нагрузка генератора и подход к предельным значениям мощности и угла <math>P</math> (<math>\delta_{пр}=90^\circ</math>)</p> 	<p>изменение угла</p> $\frac{d\delta}{dt} = 100 \div 200 \frac{\text{эл.град}}{c}$ 	<p>изменение тока статора</p> 
<p>Самовозбуждение</p>	<p>а) включение линии</p>  <p>б) Увеличение компенсации</p>	<p>Большая величина емкостной последовательной компенсации реактивного сопротивления цепи статора (при любой нагрузке) или подключение к линии нагруженных генераторов (режим холостого хода). В случаях а и б при</p>	<p>Нехарактерно [режим изолированной машины (а) и изменение реактивной нагрузки с колебаниями угла за счет потерь]</p>	



самораскачива  
ние

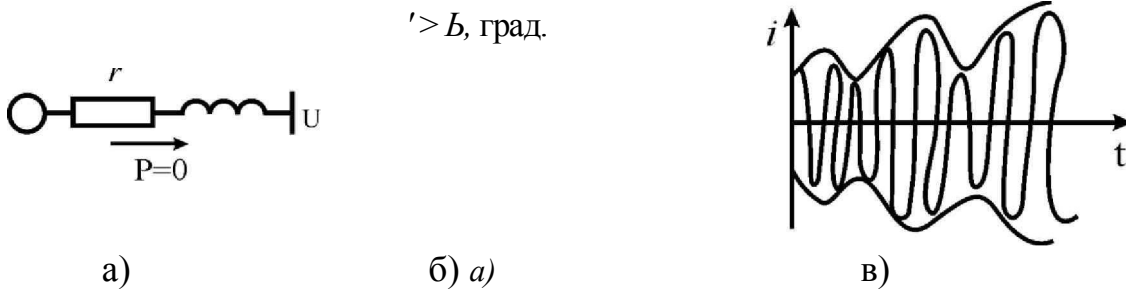


$x < x_c < x_d$  -  
синхронное, при  
 $x_d < x_c < x_q$  -  
асинхронное  
возбуждение  
Работа при холостом  
ходе (малых нагрузках)  
на цепь, обладающую  
большим активным  
сопротивлением.  
Самораскачивание  
обычно интенсивнее в  
явнополюсных машинах  
и при большем  
возбуждении.



### 4.7.3. Параметрическое самораскачивание

Нарушение устойчивости в виде параметрического самораскачивания появляется при работе генератора при холостом ходе (малых нагрузок) на цепь, обладающую большим активным сопротивлением (рис.4.9 а). Чем больше активное сопротивление  $z$  в цепи статора и выше возбуждение  $E$ , тем интенсивнее самораскачивание, также влияет тип генератора: в явнополюсных машинах оно интенсивнее. Изменение угла  $\delta$  и тока статора при самораскачивании показаны на (рис.4.9 б, в).



а) характеристическая схема б) а) изменение угла  $\delta$  б) в) изменение тока статора при параметрическом самораскачивании

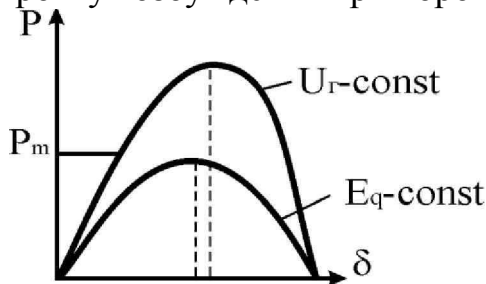
Меры по предотвращению вышеназванных нарушений статической устойчивости вытекают из причин, которые вызывают эти нарушения (разгрузка, включение реакторов, положительное демпфирование – предотвращает самораскачивание).

### 4.8. Требования к регулированию возбуждения генераторов электростанций

Регулирование может быть двух типов АРВ - пропорционального и сильного действия, они отличаются значениями коэффициентов и видом стабилизации. АРВ сильного действия дают принципиальную возможность поддерживать практически постоянное напряжение на шинах синхронной машины или на стороне высшего напряжения трансформатора во всех режимах. АРВ пропорционального действия поддерживают близкой к постоянной ЭДС ( $E'_q * const$ ).

Регулирование должно:

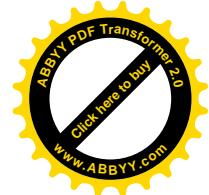
1. Обеспечивать требуемый закон регулирования напряжения генератора.
2. Повышать статическую устойчивость в нормальном режиме.
3. Повышать динамическую устойчивость аварийных режимов.
4. Обеспечивать форсировку возбуждения при коротком замыкании.



90° 180° Рис.4.10. Характеристики



*мощности генераторов при различных типах АРВ*





#### 4.9. Ручное регулирование возбуждения, его влияние на режимные характеристики и условия статической устойчивости

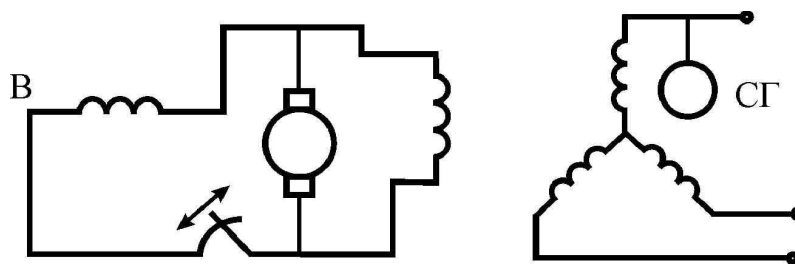
При ручном регулировании персонал по показаниям вольтметра регулирует ток возбуждения, включением (отключением) реостата.

При малых отклонениях  $E_q = const$  - условие устойчивости:  $c_1 > 0$ , где

$$\frac{dP}{dT} = \frac{dP}{dq} \frac{\partial P}{\partial E_q} \frac{dE_q}{dq} = J$$

Персонал, поднимающий ток возбуждения, имеет чувствительность несравнимую с автоматикой. При повышении нагрузки персонал включает все новые и новые ступени, при достижении предельного угла, при котором  $c_1 = 0$ , регулирование прекращается.

Рис.4.11. Характер регулирования возбуждения персоналом



4.12. Схема регулирования возбуждения

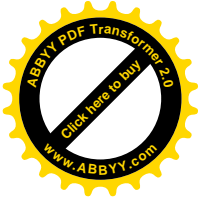
Ручное регулирование возбуждения изменяет статические характеристики системы (параметры установившихся режимов), но не меняет условий статической устойчивости. Определяющим является условие  $c_1 > 0$  т.е.  $5 < 90^\circ$ .

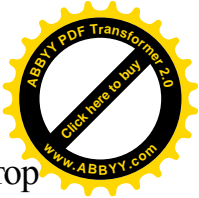
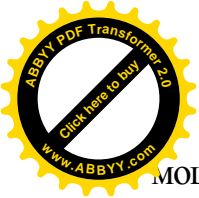
При углах  $5 > 90^\circ$  происходит аperiodическое нарушение устойчивости.

#### 4.10. Принципиальная схема автоматического регулятора возбуждения пропорционального действия принцип статического регулирования

Применение АРВ пропорционального действия (АРВ п.д.) увеличивает предельно передаваемую мощность, и эта величина зависит от правильного выбора величины коэффициента регулирования по отклонению напряжения и параметров стабилизации.

Принципиальная схема АРВ п.д. показана на рис.4.13. При больших  $K_{ou} = 50$  ч-100 напряжение на выводах генератора поддерживается практически постоянным ( $\Delta U_r \approx 0$ ), и работа отражается угловой характеристикой 1234567 (рис.4.14 а). Однако в этих случаях АРВ п.д. обеспечивает предельную





мощность, лишь немного большую, чем нерегулируемый генератор ( $E = const$ ). Мощность ограничена, т.к. при  $U_r = const$  в системе и некотором значении  $P = P_3$  (точка 3 на рис.4.14 а) начинается самораскачивание.

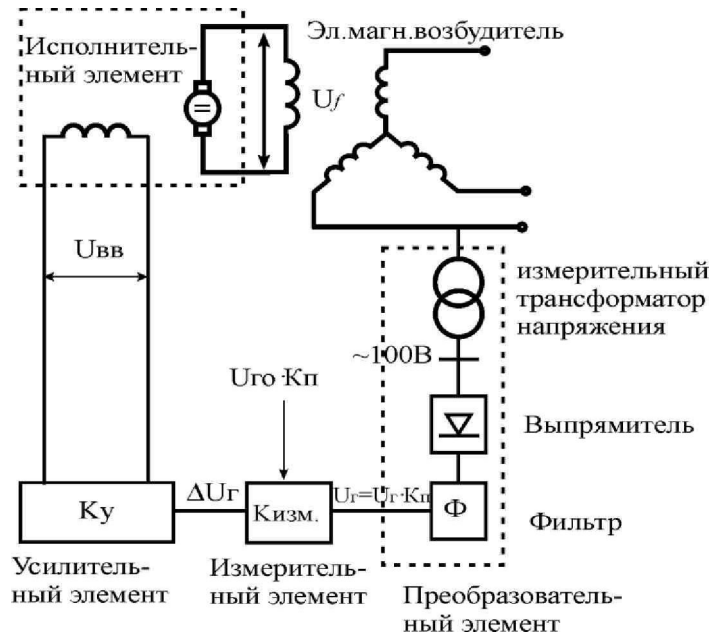


Рис.4.13. Принципиальная схема АРВ п.д.

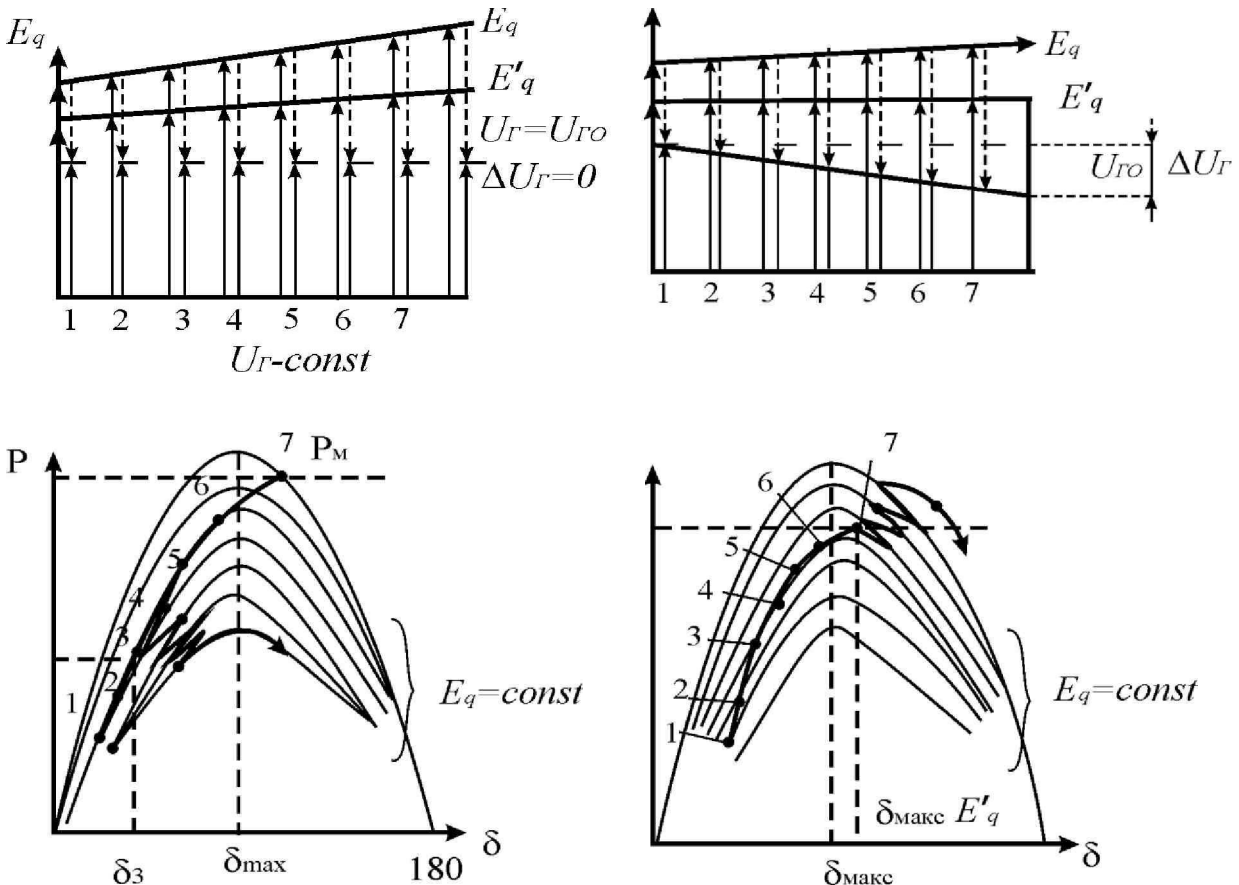
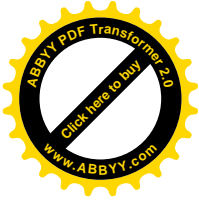


Рис.4.14. Диаграмма и характеристика системы: а) при регулировании  $U_r = const$ ; б) при регулировании  $E' = const$ .





При коэффициенте усиления  $K = 20-40$  единиц возбуждения при холостом ходе, отнесенных к единице напряжения. ЭДС возбуждения  $E_e$ :

$$E_{qe} = K_V \cdot U_{BB} = K_V \cdot (U_{BBO} + AU_{BB}) = K_u \cdot U_{BBO} + K_V \cdot K_y \cdot K_{u3M} \cdot K_{np} \cdot (U_{ro} - AU_r),$$

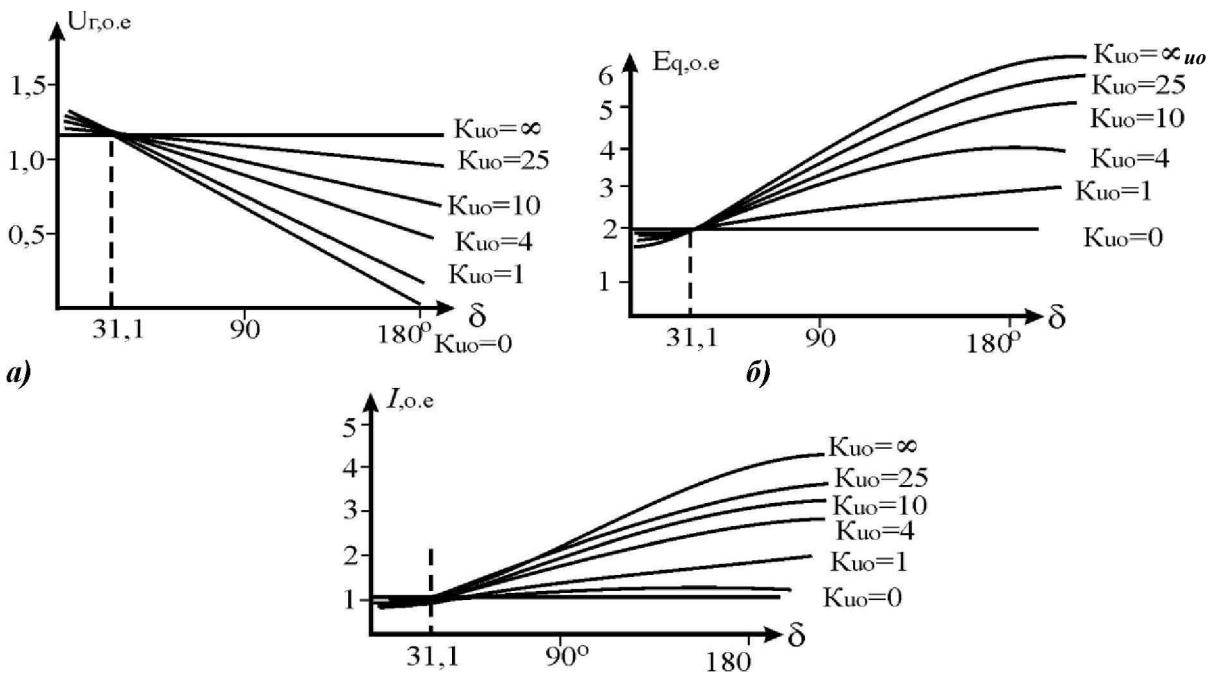
где  $Ш_{вв} = K_y \cdot AU = K_y \cdot K_{u3M} \cdot K_{np} \cdot (U_{ro} - AU_r)$ ;  $K_{ou} = K_V \cdot K_y \cdot K_{u3M} \cdot K_{np}$   $E = E_{ao} + K_{ou} \cdot (U_{ro} - AU_r)$ , если  $U_r$  падает, пропорционально

этому поднимается  $E_{qe}$ , если  $U_r$  поднимается, то  $E_{qe}$  понижается.

напряжение возбуждения возбудителя, работает по принципу обратной связи. Это статическое регулирование, т.е. регулирование с конечным статизмом. АРВ п.д. может быть токовое и фазное.

При коэффициенте регулирования  $K = 50-100$  ед.возб./ед.напр. обеспечивается точность поддержания  $U_r$  в пределах 1-2% от требуемых значений  $U_{r_{уст}}$  (рис.4.15). Характеристики мощности при различных коэффициентах регулирования  $K_{uo}$  на рисунке 4.16. приведены

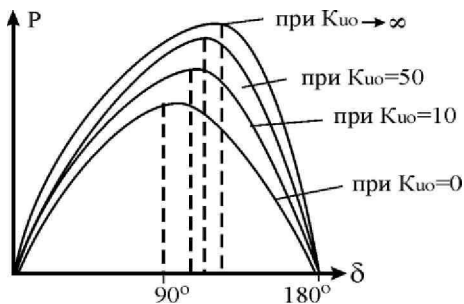
$$u_2 = \frac{1}{dL} \sqrt{E^2 - x^2_e + E_q \cdot U - x_d \cdot x_c \cdot \cos \delta} + U \cdot x$$



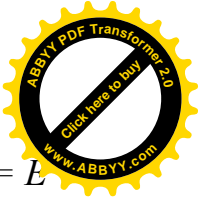
в) Рис.4.15.

Зависимости  $U_r = U_r(\delta)$ ,  $E = E(\delta)$ ,  $I = I(\delta)$  при различных  $K$





*Рис.4.16. Характеристики мощности при различных коэффициентах регулирования*



Вынужденная ЭДС  $E_e$  определяется в установившемся режиме как  $E_e = E_{eo} + (U_{r\text{ cm}} - U_r) - K_{ou}$ , чтобы получить статическое регулирование нужно увеличить  $K_{ou} \rightarrow \infty$ , но таких регуляторов не существует.

Можно регулировать таким образом:  $E_{qe} = E_{qeo} + K_{ou} \cdot (U_m - AU_r) - dt$ , при  $U_{ro} = U_r$  достигается такой же эффект, как при  $U_r = const$  при  $\#_{om} \rightarrow \infty$ , но не делается, т.к. станции имеют несколько генераторов, нагруженные неодинаково. Поэтому используется статическое регулирование. По закону статизма: реактивные нагрузки между двумя параллельно работающим агрегатами обратно пропорциональны коэффициентам статизма внешних характеристик.

Коэффициент  $K_{ou}$  в пределах 50-250 достаточен, и не нужно стремиться к астатическому регулированию.

#### 4.11. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС и АРВ пропорционального действия, ограничения на коэффициент усиления по напряжению

Система с АРВ п.д. в переходном процессе описывается уравнением

$$T_j \left| p^2 \square A5 + AP = 0 \right. \quad (4.17)$$

$$\left[ \frac{-T_e - p - AE + AE}{(1 + pT_e)(1 + pT_p)} = \dots \wedge \dots \dots \dots \right] AC/$$

где  $T_e, T_p$  - постоянные времени возбудителя и регулятора соответственно.

Рассмотрим, какие требования к значениям  $T_e$  и  $T_p$  предъявляют условия обеспечения статической устойчивости.

Режим холостого хода генератора, отключенного от сети:  $P = 0,5 = 0$ , так же  $AP = 0, A5 = 0$ , при  $\omega = 0, E_q = E \setminus = U_r$  и  $AE \setminus = AE_q = AU_r$  второе уравнение системы (4.17) будет:

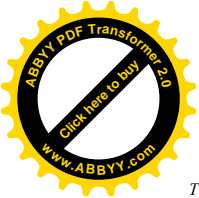
$$K_{ou} \left( \frac{1}{m} + \frac{1}{y'_{do}} + \frac{1}{T_e} + \frac{1}{T_p} \right) - (T_e + T_p + T) = 1$$

Наихудший случай, если  $T_{do} = T_e = T_p$ , тогда  $K_{ou} < 8$ , желательно чтобы  $T_p \ll T_{do}$ , тогда, например, при  $T_{do} = 6\text{ с}, T_e = 0,5\text{ с}, T_p = 0,05\text{ с}$ , то  $K_{ou} < 144$ .

В предельном случае  $T_e = 0$  и  $T_p = 0$  - это возможно при тиристорной или ионной системе возбуждения и быстродействующем регуляторе. Здесь ограничений на величину  $K_{ou}$  по условиям режима холостого хода нет.

Нагрузочный режим: уравнение системы (4.17) запишем:

$$\left( \frac{Tr}{p} + \frac{\partial P}{\partial y} \right) A5 + \frac{\delta P}{\omega} - AE = 0 \quad (4.18)$$



$$\frac{\partial E_{\text{я}}}{\partial \Gamma} + \frac{2}{\omega} \frac{3u\pi}{\omega} A_8 + \frac{\partial E_{\text{я}}}{dE_q} + \frac{2}{\omega} \frac{3u\pi}{dE_{qy}} A E_q = 0$$



Характеристическое уравнение этой системы:

$$\begin{vmatrix} T_{do} - p + \frac{1}{\sigma} & \frac{\partial P}{\partial E_q'} \\ \frac{\partial E}{\partial \delta} & -\Gamma + 1 \end{vmatrix} = 0 \quad \text{или запишем}$$

по-другому в виде суммы двух определителей.

$$\begin{vmatrix} T_{do} - p + \frac{1}{\sigma} & \frac{\partial P}{\partial E_q'} \\ \frac{\partial E}{\partial \delta} & -\Gamma + 1 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial E} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial E}{\partial E} & \frac{\partial E}{\partial \delta} \end{vmatrix} \cdot K_{ou} = 0$$

$$T_{do} \cdot p \cdot \frac{\partial P}{\partial E} + \dots + 1$$

До(p)-характеристический определитель  
нерегулируемой системы

Ди(p)-отражает добавку от  
действия APB

Запишем  $D_{u(p)} = T_{do} p^2 + \epsilon - c$  (4.20), где  $\epsilon =$  а

$$c = \frac{\partial P}{\partial E} \mu^{-1} \text{ const или } c \quad (4.21), \text{ затем } c_3 > 0$$

во всех режимах вплоть до максимальной мощности  $P_{\text{тах}}$  при  $U_{\Gamma} = \text{const}$ .

Характеристическое уравнение регулируемой системы (4.19) с учетом (4.20) принимает вид:

$$T_{do} p^2 + T_d c_2 p + c_1 + K_{ou} - \epsilon - c_3 = 0 \quad (4.22)$$

Условия устойчивости системы (4.22) будут:

$$(1 + \epsilon K_{ou}) > 0; \quad c_2 > 0; \quad (c_x + K_{ou} - \epsilon - c_3) > 0$$

$$T_{do}(c_1 + K_{ou} - \epsilon - c_3) > 0 \quad \text{которые}$$

приводят к следующим ограничениям на коэффициент усиления по напряжению:

$$K_{ou \text{ min}} < K_{ou} < \frac{1}{\epsilon - c} K$$



(4.24)

$3\beta\{c_3 - c_2\}$

**Невыполнение первого условия** приводит к нарушению статической устойчивости ЭЭС в виде апериодического процесса - **сползания**, **второго** - в виде колебательного процесса - **самораскачивания**.

Т.к.  $c_x, c_2, c_3$  являются функциями угла  $\delta$ , а значит, ограничения на коэффициент регулирования по напряжению  $K_{ou}$  зависит от угла  $\delta$  (рис.4.17). Из этого рисунка видно, что при увеличении угла  $\delta$   $K_{oumax}$  уменьшается, и хотя предельный угол по условиям устойчивости будет соответствовать условию  $c_2 > 0$  и будет больше  $90^\circ$ . Коэффициент усиления при этих условиях будет

невелик, что приведет к снижению как активной мощности  $P$ , так и напряжения генератора  $U$ .

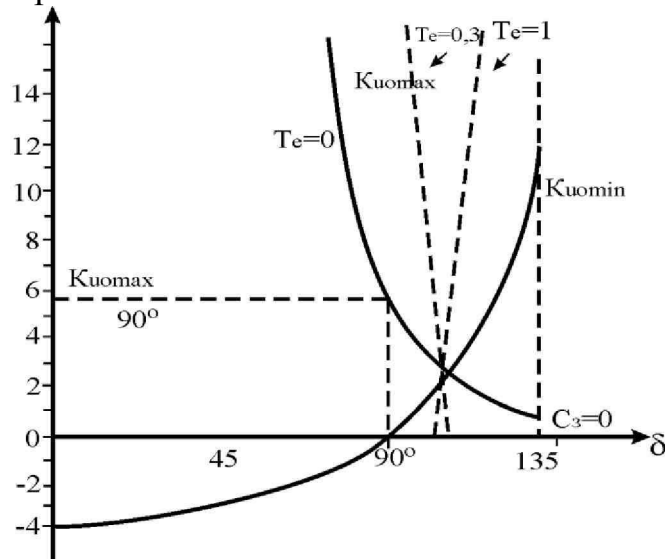


Рис.4.17. Ограничения на коэффициент усиления  $K_{ou}$  при различных значениях  $T_e$

При быстродействующей системе возбуждения и АРВ ( $T_e = T_p = 0$ ) условия статической устойчивости не будут радикально лучше, чем при ручном регулировании возбуждения, т.к. расширение области устойчивости режимов  $\delta > 90^\circ$  приводит к заметному снижению  $K_{ou}$  и, следовательно, к снижению  $U_G$ .

В реальном случае  $T_e \neq 0$ , зависимости коэффициентов усиления при  $\Gamma_e = 0, 0,3, 7; = 1$  показаны штрихами на рис.4.17. Анализ зависимостей показывает, что предельный угол меньше, чем при  $T_e = 0$ , но  $K_{oumax}$  можно увеличить. В предельном случае при  $\Gamma_e \rightarrow \infty$ ,  $K_{oumax} \rightarrow \infty$ , а  $\delta_{max} \rightarrow 90^\circ$ , т.е. результат будет тот же, что и при ручном регулировании.

**Вывод:** изменение  $T_e$  (постоянной времени возбуждения возбудителя) можно влиять на условия возникновения самораскачивания, меняя тем самым условия статической устойчивости ЭЭС;

- но при больших значениях  $K_{ou}$  достаточно точно поддерживать напряжение  $U_G$ , можно для значений угла  $\delta$  не больше  $90^\circ$  и то за счет замедления действия АРВ;

- АРВ п.д. работоспособны для ЭЭС, где в нормальных режимах значения  $\delta$  намного меньше  $90^\circ$ , т.е. для относительно «коротких» (электрически) ЛЭП, связывающих станцию с системой;

- в случае, если угол  $\delta$  близок к  $90^\circ$ , при  $P = P_{ном}$  АРВ п.д. - неэффективен;

- АРВ п.д. широко применяются на электростанциях связанных с системой мощными, но не очень протяженными ЛЭП, поскольку оно не предъявляет сколь-либо жестких требований к системе возбуждения по быстродействию, позволяя использовать относительно надежные и недорогие электромашинные системы возбуждения с  $T_e = 0,3 - 0,5c$ .



#### 4.12. Стабилизирующая обратная связь с АРВ п.д.

По условиям статической устойчивости рационально иметь  $T_e = 1 \text{ с} - 2 \text{ с}$  секунды. Увеличить значение  $T_e$  можно, охватывая возбудитель гибкой обратной связью по напряжению (рис.4.18).

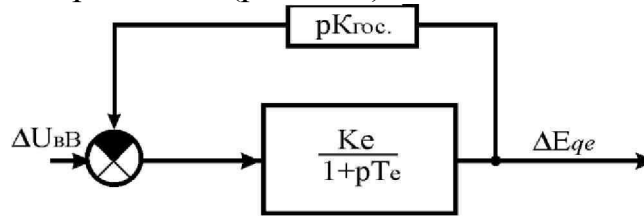


Рис.4.18. Схема с возбудителем, охваченным обратной связью

Тогда,

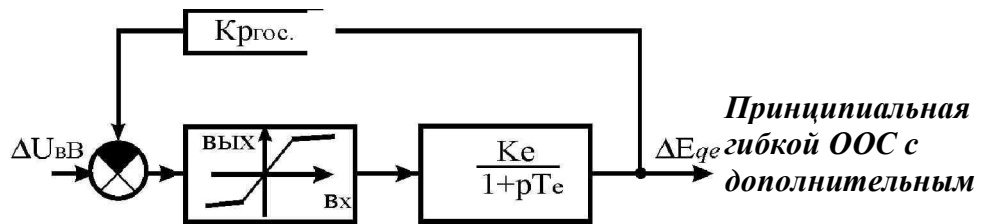
$$\Delta E_{qe} = K (A U_{BB} - p K_{Гос} - \Delta E_{qe}) \quad \text{или} \quad \Delta E_{qe} = K \frac{A U_{BB}}{1 + p(T_e + K_e)} \quad \text{где}$$

$K_{Гос}$  коэффициент усиления гибкой обратной связи;  $T_e^{эфф} = T_e + K_e$   $T_{Гос} > T_e$

В АРВ п.д. увеличение статической точности регулирования напряжения приводит к ухудшению статической устойчивости, и это противоречие между точностью и устойчивостью препятствует как высокой точности поддержания напряжения на зажимах генератора постоянным, так и устойчивой работе при значениях активной мощности  $P$  близких к максимальному значению  $P_{\text{тах}}$  при

$U_G = \text{const}$ . Эффект гибкой ООС состоит в том, что возрастает эквивалентная постоянная времени, охватываемая этой связью, но тогда при коротком замыкании, форсировка возбуждения будет идти медленно. Чтобы избавиться от этого, вводят дополнительный элемент (рис.4.18.1). Тем самым при больших возмущениях исключается действие обратной связи. Т.е. сохраняется  $T_e$  исходное.

Рис.4.18.1. схема АРВ с элементом



Улучшить положение можно:

1. Обеспечивать высокую точность поддержания напряжения  $U_G$  при небольших значениях коэффициентов регулирования  $K$ .
2. Применять в АРВ эффективную систему стабилизации, позволяющую снять это противоречие, т.е. обеспечивать устойчивость при больших значениях

В первом случае используют дополнительный канал регулирования в АРВ - по току статора, это «поднимает» характеристику  $U_G = U_G(8)$  и тем самым для обеспечения высокой точности поддержания  $U_G$  требуется меньше



Зависимости  $U = f(S)$  (рис.4.19) отвечают  
 регулирования  $E_{qe} =$   
 следующим законом

$$1 - E_{qe} = const;$$

$$2 - E = E_a + \kappa \cdot I;$$

$$3 - E_{qe} = E_{qe0+1} I + K_{ou}(U_{ГО} - U_{Г})$$

где  $I$  - ток статора;  $\kappa_1$  - коэффициент регулирования по току статора, так чтобы при  $P = P_{ном}$  соблюдалось  $U_{Г} = U_{ГНОМ}$ , тогда малыми значениями  $K_{ou}$  обеспечивать постоянство напряжения генератора.

АРВ п.д. с таким типом регулирования обеспечивает хорошие результаты, но для дальних ЛЭП обеспечить статическую устойчивость не может.

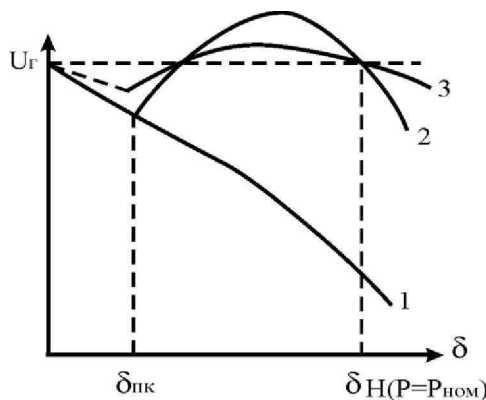


Рис.4.19. Зависимость  $U_{Г}(\delta)$  в АРВ п.д. при различных каналах регулирования

#### 4.13. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС при АРВ, реагирующем на отклонение напряжения и первую производную угла ротора генератора

АРВ сильного действия (АРВ с.д.) обеспечивает постоянство напряжения при соблюдении статической устойчивости. Которое реагирует не только на абсолютное изменение напряжения, но и на скорость, с которой происходит это изменение.

АРВ с.д., кроме регулирования по напряжению, току статора и коэффициентов усиления, которые выбираются из условий обеспечения заданных статических характеристик, через каналы стабилизации, которые не должны влиять (искажать) статические характеристики системы, должны улучшать условия колебательной статической устойчивости, т.е. предотвращать самораскачивание, обеспечивает устойчивую работу системы и улучшает качество переходных процессов.

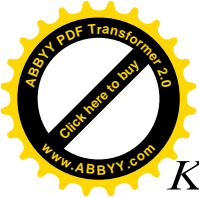
Сигналы производных в установившихся режимах равны нулю и действуют только в переходных режимах.

Условия статической устойчивости ЭЭС с АРВ с.д.:

$$AE_{qe} = 1$$

где  $k$





*Kn-* стабилизации I;

(4.25)

*AU*  
*Γ+Z*  
*b-*  
*p'-*  
*mi*

2=1

(  
*l*

+

*p*

*T*

*e*

)

(

*l*

+

*p*

*T*

*p*

)

к

о

э

ф

ф

и

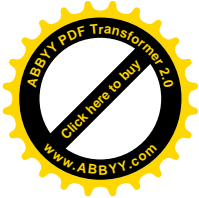
ц

и

е

н

т





Характеристическое уравнение можно записать как

и

$$D_{(p)} = D_{o(p)} + \frac{D_{u(p)}}{(1+pT_e)(1+pT_p)} - \frac{D_{ш(p)}}{(1+pT_e)(1+pT_p)} = 0 >$$

где  $D_{o(p)}$  - отражает условия устойчивости нерегулируемой системы;

$D_{u(p)}$  - влияние регулирования по отклонению напряжения;

$D_{ш(p)}$  ~ эффект стабилизации. Условие устойчивости уравнения  $A_0 p^3 + A_1 p^2 + A_2 p + A_3 = 0$  все  $A_0, A_1, A_2, A_3$  и определитель Гурвица должны быть больше нуля.

∞  
ном

∞  
ном

Если  $A_3 < 0$  - то будет нарушение устойчивости в виде «сползания», оно может быть устранено с помощью регулирования по отклонению напряжения.

Условие устойчивости по самораскачиванию:

$$U_{*} \dots = \frac{T'(c - c)}{\dots} \text{ при любых коэффициентах регулирования.}$$

Достоинства АРВ с.д.:

- простота съема параметров;
- эффективность при работе с быстродействующими системами;
- наиболее эффективно при снижении  $T_e$ , т.е. условия устойчивости и

точности непротиворечивы;

- учитываются все постоянные времени регуляторов.

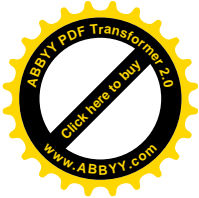
#### 4.14. Законы регулирования АРВ сильного действия

Возбуждение генератора с АРВ сильного действия достаточно эффективно управляется для стабилизации ЭЭС в установившихся режимах при малых возмущениях, но при больших возмущениях не обеспечивает необходимой форсировки.

Это объясняется тем, что сигналы производных при нелинейных колебаниях не обеспечивают форсировку, необходимую для повышения предела динамической устойчивости, но последующие, близкие к линейным, колебания демпфируются хорошо.

Необходимо применить следующее:

1. Использовать теорию оптимального управления для синтеза регулятора, обеспечивающего хорошую стабилизацию системы при больших и малых возмущениях - но это очень сложно и полного решения нет.
2. Изменить настройку АРВ так, чтобы улучшить его поведение при больших возмущениях, но при этом максимальный эффект можно не получить, и при этом ухудшаются стабилизирующие свойства АРВ при малых колебаниях.
3. Применять две системы регулирования возбуждения, одна АРВ действует при малых возмущениях, другая - устройство форсировки - при больших, т.е. использовать так называемую структурную адаптацию.

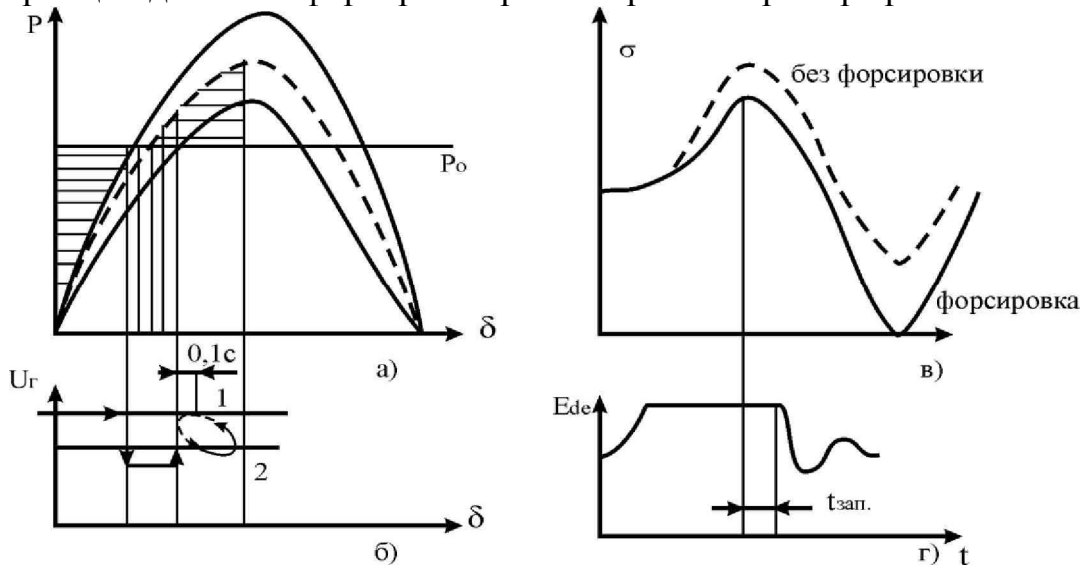


Устройство форсировки основано на реле минимального напряжения. При снижении  $U_G$  ниже установки этого реле ( $0,8 \div 0,9 U_G$ ), реле подает положительный сигнал, который блокирует сигналы от АРВ и обеспечивает подъем напряжения до максимального. При последующем превышении напряжения на выводах генератора  $U_G$  - напряжения возврата реле, форсировка отключается и дальнейшее управление возбуждением осуществляется АРВ.

При отключении короткого замыкания напряжение на выводах генератора  $U_G$  может превысить напряжение возврата реле, а  $A_{со} > 0$  в то же время, т.е. угол, продолжает возрастать.

Для того чтобы форсировка для такого случая не отключалась, приходится вводить выдержку времени 0,1 сек.

Принцип действия форсировки рассмотрим на примере рис.4.20.

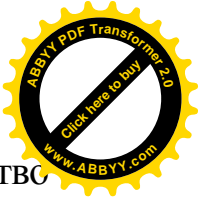


**Рис.4.20. Принцип действия форсировки: а) площадки ускорения и торможения без и с учетом форсировки (верхняя кривая послеаварийного режима); б) изменении напряжения при к.з. и после его отключения; в) изменение угла ротора; г) изменение ЭДС  $E_{qe}$ .**

Поскольку напряжение на зажимах генератора превысит напряжение возврата реле (точка 1 рис. 4.20б) после прохождения углом максимального значения (точка 2), то форсировка будет затянутой (рис.4.20в), что приведет к переторможению генератора и увеличению амплитуды синхронных качаний.

Если при синхронных качаниях после отключения к.з. напряжение  $U_G$  изменяется незначительно, то форсировка больше работать не будет, и качания демпфируются АРВ. Если же амплитуда синхронных качаний велика, то форсировка может срабатывать многократно и это может привести (в связи с запаздыванием ее действия) к возрастанию амплитуды колебаний в последующих циклах, вплоть до выпадения из синхронизма.

Чтобы избежать этого, в устройство форсировки вводят сигнал небаланса мощности на валу генератора (пропорциональный ускорению ротора). Устройство форсировки срабатывает только при одновременном снижении  $U_G$  и  $P_G$ , что характерно при к.з, но не при синхронных качаниях, где снижению напряжению  $U_G$  соответствует увеличение мощности  $P_G$ .



Чтобы не затягивался процесс форсировки, можно отключить устройство форсировки при скольжении  $s < 0$ ; для компенсации электромагнитной инерции обмотки возбуждения, сигнал на отключение подают с упреждением, для чего заменяют сигнал отключения  $s < 0$  сигналом  $s + k(ds/dt) < 0$ .

## Глава 5. Изменение частоты и мощности в ЭЭС

### 5.1. Причины и характер изменений частоты в ЭЭС

Характер изменения частоты:

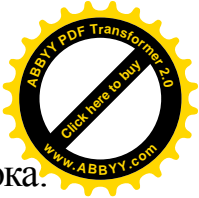
- быстрые и средние (мгновенные и текущие) - происходящие во время переходного процесса, связанные с изменением скорости генераторов, возникающие под влиянием небалансов вращающих моментов на валах генераторов;
- относительно медленные (средние значения) - характерные для всей системы в целом, определяющиеся эквивалентной инерцией всех машин системы и действием регуляторов скорости и регуляторов частоты.

При появлении небаланса мощности (момента)  $\Delta M = M_{\text{мех}} - M_{\text{э}}$  на валу генератора, изменяются скорость и соответственно мгновенная частота  $A/\kappa = f_{\kappa} \cdot f_0$ . Распределение между станциями дополнительной нагрузки, появившейся в результате возмущения, происходит в первый момент в соответствии с величинами э.д.с. и относительной удаленностью станции от места возмущения. Затем генераторы начинают замедляться в соответствии с величинами полученных набросов мощности и инерционностью агрегатов. Причем машины, получившие наибольший относительный наброс, замедляются наиболее интенсивно, что приводит к увеличению взаимных углов и перераспределению дополнительной нагрузки между станциями.

### 5.2. Требования к частоте как к общесистемному показателю качества электроэнергии

Основные показатели качества электрической энергии нормируются ГОСТ 13 109-99. Этот ГОСТ устанавливает 11 основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ):

1. Отклонение частоты  $\Delta f$ .
2. Установившееся отклонение напряжения  $\Delta U$ .
3. Размах изменения напряжения  $\Delta U_t$ .
4. Дозу фликера (мерцания или колебания)  $P_t$ .
5. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_i$ .
6. Коэффициент  $n$ -гармонической составляющей напряжения  $K_u(n)$ .
7. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_2$  и.
8. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0i}$ .
9. Глубина и длительность провала напряжения  $\Delta U_p$ ,  $\Delta t_p$ .
10. Импульсное напряжение  $Ш_{\text{мп}}$ .
11. Коэффициент временного перенапряжения  $K_{\text{пер.и}}$ .



Одним из основных ПКЭ является частота трехфазного переменного тока. Обычно частота в электрических системах изменяется в относительно небольших пределах. Поэтому пользуются не полными значениями частоты, а значениями отклонений частоты от номинального значения, т.е. разностью между действительным значением частоты  $f$  и номинальным значением частоты  $f_{ном}$  переменного тока в системе электроснабжения и определяется по выражению  $\Delta f = f - f_{ном}$ .

В автоматически регулируемых энергосистемах России и странах СНГ нормальное отклонение от номинальной частоты ( $\Delta f$ ) допускается в пределах  $\pm 0,2$  Гц, а предельное отклонение допускается  $\pm 0,4$  Гц.

Небольшие пределы допускаемых отклонений частоты объясняются существенным влиянием изменения частоты на экономические показатели электрических приемников. Кроме того, частота регулируется одновременно во всей энергосистеме, и современные автоматические устройства позволяют обеспечить изменение частоты в требуемых пределах.

### **5.3. Виды регулирования первичных двигателей**

При снижении частоты (обычно после 0,3-2 секунды наброса мощности) первичные регуляторы - регуляторы скорости вступают в действие, перераспределяя дополнительную нагрузку.

На последней стадии процесса влияние оказывают наиболее медленно действующие регуляторы, которые изменяют уставки первичных регуляторов одной или группы станций, регулирующих частоту.

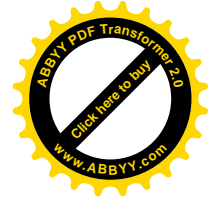
При математическом описании процесса изменения частоты в системе после появления в ней какого-либо небаланса мощности  $\Delta P$  можно выделить:

- Относительно быстрые электромагнитные и электромеханические процессы, при которых ни регуляторы скорости, ни регуляторы частоты не действуют.
- Электромеханические процессы средней скорости, происходящие при действии регуляторов скорости.
- Медленные процессы, происходящие при действии регуляторов частоты.

Это разделение условно. Характер изменения частоты системы зависит от параметров элементов системы. На рис.5.1 показаны значения частоты, измеряемые в разных точках системы после возмущения. Как видно, что в начале процесса и в конце его частота ( $f_0, f_x$ ) одинакова во всех точках системы, в действительности - это условное допущение. В системе все время происходят малые возмущения, и непрерывно изменяется частота.

Колебания нагрузки системы  $P_H$ , вызывающие изменение частоты делят:

- Быстрые колебания с периодом 1-3 секунды и амплитудой  $0,001 P_H$ , которые зависят от малых перемещений роторов генераторов, т.е. от электромеханических процессов в генераторах, колебания частоты составляет при этом 0,01-0,02 Гц;



**Рис.5.1. Характер изменения частоты в системе при наборе мощности;**  
 *$f_1 \rightarrow f_i \rightarrow f_z$  – замеры частоты в разных точках*

- Средние колебания суммарной нагрузки имеют период колебаний 10-30 секунд и амплитуду  $0,01 P_H$ , они вызываются нерегулярными изменениями, возникающие в процессе работы, потребителей электрической системы, колебания частоты - 0,1 - 0,2 Гц;
- Медленные колебания происходят с периодом от одной минуты до десяти и более, вызываются изменениями суммарной нагрузки, связанные со временем суток, атмосферными явлениями, технологией производства.

#### **5.4. Статистические характеристики нерегулируемых и регулируемых первичных двигателей**

На рис.5.2. показано изменение частоты  $Af$  (от  $f_0$  до  $f_1$ ) при изменении нагрузки от  $P_0$  до  $P_1$ , не имеющей регулирования скорости.

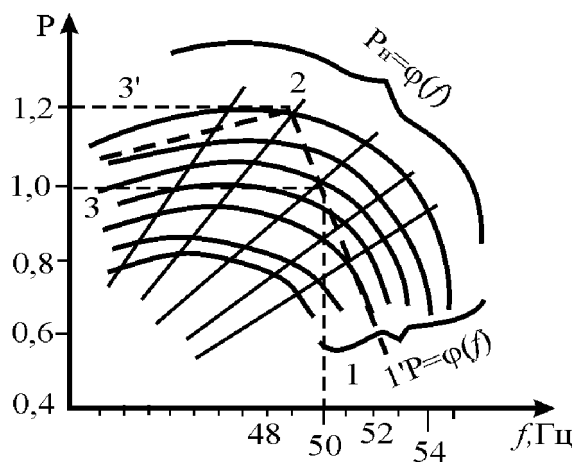
Если имеются регуляторы скорости, то характеристика активной мощности, отдаваемая генератором, будет получена плавным переходом с одной характеристики на другую (рис.5.3.) .

На участке 1-2 с уменьшением мощности частота растет. Начиная с точки 2, после полного открытия клапана турбогенератора, регулирование уже не может влиять на изменение мощности турбины и происходит уменьшение мощности со снижением частоты.

**Рис.5.2. Изменение частоты  $Af$  при изменении нагрузки от мощности  $P_0$  до  $P_1$**

Участок 2-3 можно заменить участком 2-3', так как при максимальном открытии направляющего клапана мощность турбины не изменяется.



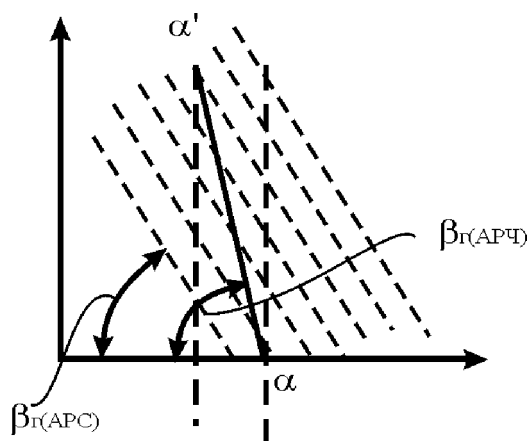


**Рис.5.3. Семейство частотных характеристик нагрузки  $P_H = \phi(f)$ ,  $P = \phi(f)$  - семейство частотных характеристик нерегулируемой турбины; штрихами показана частотная характеристика регулируемой турбины**

В аварийном режиме, частота снизилась настолько, что регуляторы полностью открывают устройства впуска энергоносителя, процесс идет по характеристике 2-3 или 2-3'.

Регулирование при обычных механических регуляторах скорости начинается с запаздыванием 0,2÷0,5 сек, но эффект регулирования проявляется через большой промежуток времени (1-3 сек.) из-за инерционности сервомоторов, явления гидроудара и расширения пара в паропроводе. Зона нечувствительности регуляторов составляет 0,05÷0,3%.

После окончания действия регуляторов скорости или чуть ранее в действие вступают регуляторы частоты (АРЧ). Зона нечувствительности АРЧ, значительно меньше, чем у регулятора скорости (АРС), но действует медленнее. Характеристика 1-2 смещается в положение 2' (рис.5.3). Настройка АРЧ может быть астатической (обычно ее не применяют, т.к. это приводит к неопределенности перераспределений мощностей по линиям связи) и статической, при этой характеристике принимают вид, показанный на рис.5.4. Все рассуждения и математические соотношения, получаемые для системы АРС, будут справедливы для системы АРЧ при учете того, что углы наклоны  $\beta_{r(АРС)}$  и  $\beta_{r(АРЧ)}$  будут разными.



**Рис.5.4. Работа АРЧ при статической настройке регуляторов частоты**



### 5.5. Динамические характеристики частоты в системе

Можно определить аналитически изменение частоты в переходном процессе. Пусть мощность, потребляемая нагрузкой пропорциональна частоте  $P_H = P_{HO}(1 + \epsilon_f \Delta T^*)$ , где  $P_{HO}$  - мощность нагрузки в первый момент после возмущения,  $\epsilon_f$  - регулирующий эффект нагрузки по частоте;  $\Delta T^* = \Delta f/f_0 = \Delta \omega^*$  - относительное изменение частоты. В переходном процессе мощность турбины под действием регулятора турбины изменяется на величину  $P_{ГЕН}$

$pP_{ГЕН} = \Delta \omega^* P_{T.НОМ} / (p/T_s) - P_{рег} / T_s$ , где  $T_s$  - постоянная времени двигателя исполнительного механизма (серводвигателя).

Дифференциальное уравнение, характеризующее изменение частоты в системе будет:  $T_{УР} \Delta \omega^* + P_H - P_T = 0$  (5.1), где  $P_T = P_{ТО} + P_{рег}$ , обозначим через  $K = P_{T.НОМ} / \omega T$ ;  $K = 1/T_s$ , здесь  $\omega$  - коэффициент неравномерности (статизма) регулятора скорости.

Решая уравнение 5.1 можно получить зависимость изменения частоты  $\omega = \phi(\Delta t)$ , проанализировав которое, можно получить зависимости изменения частоты при различных регулирующих эффектах нагрузки (рис.5.5).

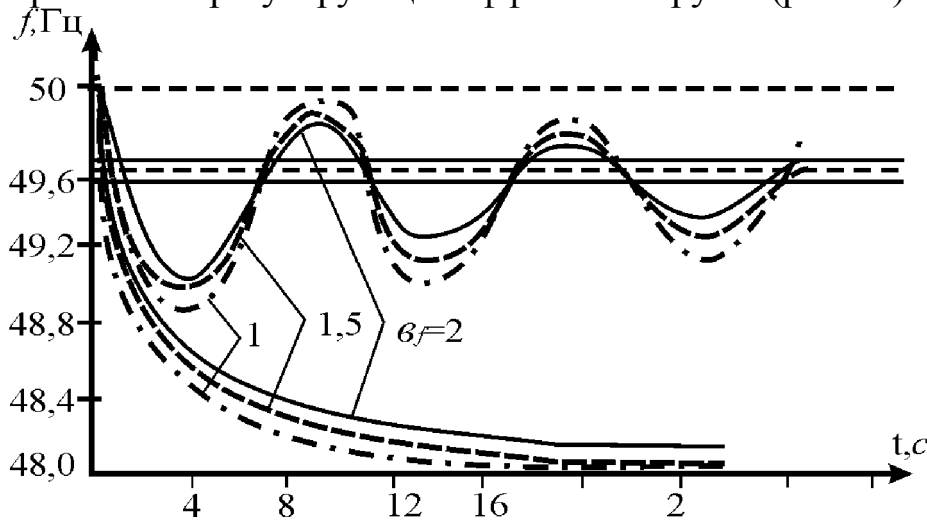


Рис.5.5. Характер изменения частоты при различных регулирующих эффектах нагрузки ( $\epsilon_f = 1 + 2$ )

Реальные частотные характеристики суммарной нагрузки энергосистемы могут иметь нелинейную зависимость от частоты.

Изменение частоты в энергосистеме после наброса мощности имеет вид, показаний на рис.5.6, при учете действия АРЧ (кривая 1) и без учета - кривая 2.

Расчет производился при параметрах:  $T_{У} = 0,1$ ;  $T_s = 5$ ;  $T_2 = 60$ ;  $\sigma_{T1} = 0,1$ ;  $\sigma_2 = 0,05$ ;  $AP = 0,1$ .

Из рисунка 5.6 видно, что в интервале времени от 0 до 6-10 секунд АРЧ оказывает еще малое влияние и характер процесса определяется в основном влиянием АРС. В интервале 15-20 секунд и выше процесс изменения частоты определяется действием АРЧ.

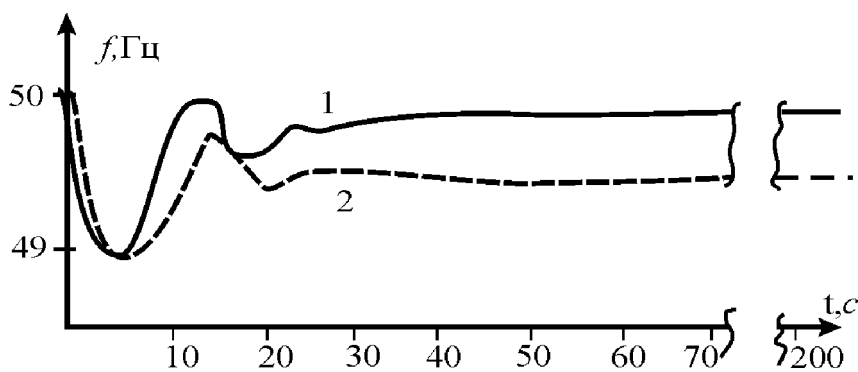
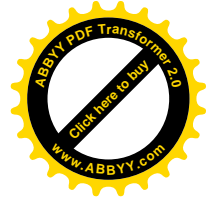


Рис.5.6. Изменение частоты в энергосистеме после наброса мощности

### 5.6. Лавина частоты и способы ее предотвращения

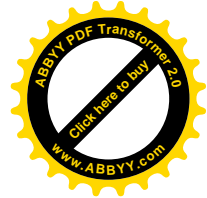
При неблагоприятном сочетании характеристик генератора и нагрузок появляется лавинообразное снижение частоты. Причина этого явления заключается в снижении мощности, выдаваемой генератором при снижении частоты. Это возможно при отсутствии резерва генерирующей мощности в системе в связи с тем, что механизмы собственных нужд тепловых станций снижают свою производительность при снижении частоты, или при неправильном действии АРЧ. Хотя в условиях сниженной частоты критическое напряжение (при котором наступает опрокидывание двигателей) уменьшается, все же при значительном снижении частоты 43-45 Гц могут создаться условия для возникновения и развития лавины напряжения. Лавина частоты и лавина напряжения вызывают массовое отключение потребителей от действия защиты и нарушение параллельной работы электрических станций.

Ликвидация такой аварии и восстановление нормальной работы могут длиться несколько часов.

Явления лавины частоты и напряжения протекают очень быстро (несколько секунд), правильно оценить ситуацию персоналу затруднительно, потому используется или автоматическое включение резерва (АВР) или автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Вращающий резерв из гидрогенераторов вступит в действие через 15-20 секунд, из турбогенераторов еще позже, поэтому можно применять агрегаты со специальными газовыми или авиационными турбинами, но они не получили широкого применения, тем более, что в часы максимума нагрузки вращающийся резерв может полностью отсутствовать.

Поэтому эффективнее применять АЧР, роль, которой особенно велика в энергосистемах небольшой и средней мощности. По мере укрупнения энергосистем относительная величина возможного аварийного небаланса мощности снижается, но при отделении каких-либо ее частей при аварии местная разгрузка по частоте необходима.



## Глава 6. Асинхронные режимы в ЭЭС

### 6.1. Общая характеристика асинхронных режимов и задачи их исследования

Режимы работы электрических систем при больших отклонениях скорости вращения роторов генераторов или двигателей от синхронной называются асинхронными. К ним относятся:

- Работа синхронной машины на шины, где частота  $\omega_0$  отлична от частоты этой машины;
- Ресинхронизация после нарушения устойчивости;
- Самосинхронизация генераторов;
- Автоматическое повторное включение с самосинхронизацией (АПВС) или без контроля синхронизма (АПВ 8 с);
- Асинхронный пуск двигателей и компенсаторов;
- Самозапуск двигателей.

Для асинхронных режимов характерно периодическое изменение вектора ЭДС, хотя бы одной станции системы, на угол больший  $360^\circ$ . На рис.6.1. показано как меняется положение вектора ЭДС  $E$  одной из станций системы при больших качаниях: из положения 1 в положение 2; при асинхронном ходе: из положения 1 в положение 3, обогнав вектор напряжения  $U$  (рис.6.1.а).

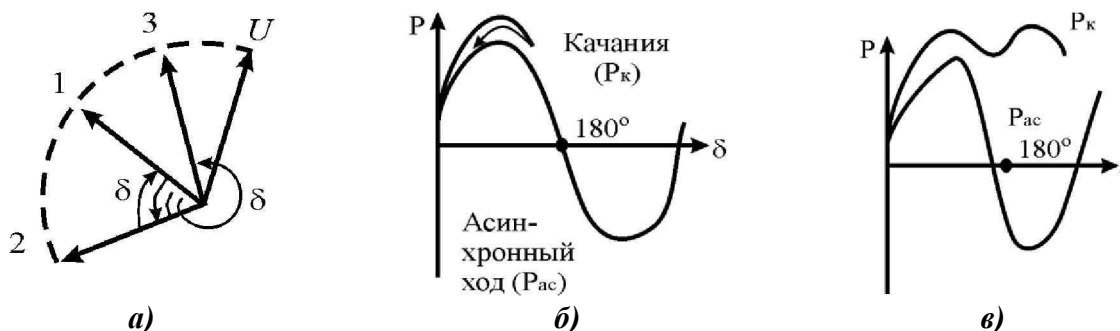


Рис.6.1. К определению асинхронного хода

Для режима *больших качаний* характерен *провал* в характеристике мощности, появляющийся при переходе за угол  $90^\circ$ . Для *асинхронного хода* характерно *периодическое изменение знака* синхронной мощности (рис.6.1.в)

Генератор в асинхронном ходе выдает активную мощность, которая называется асинхронной. Из-за явнополюсности генератора асинхронная мощность при данном скольжении пульсирует около некоторого среднего значения. Величина асинхронной мощности зависит от типа и конструкции генератора и величины среднего скольжения. Во время асинхронного хода изменяются еще токи ротора и статора и результирующие потокосцепление обмотки возбуждения.

В сложных энергосистемах, возможно, что из синхронизма выходят несколько генераторов или станций. При анализе эта группа генераторов заменяется одним эквивалентным.

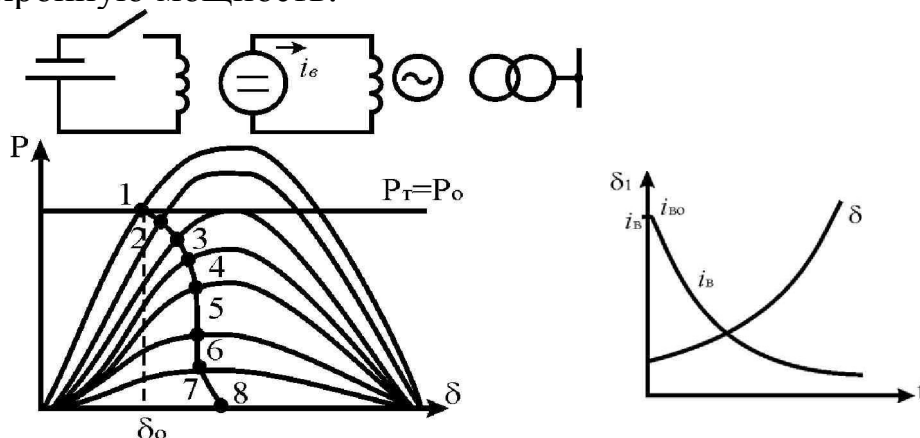
При исследовании асинхронных режимов, прежде всего, необходимо проверить поведение машин, работающих асинхронно: какие механические усилия будет испытывать машина, проверить нагрев ротора и статора, вычислить активные и реактивные мощности. А так же выяснить, как влияет асинхронный ход одной или нескольких машин на поведение системы в целом; будут ли перегружены генераторы; какое будет снижение напряжения; сможет ли нормально работать нагрузка; проверяется поведение устройств автоматики и релейной защиты.

## 6.2. Причины возникновения асинхронного режима. Результирующая устойчивость

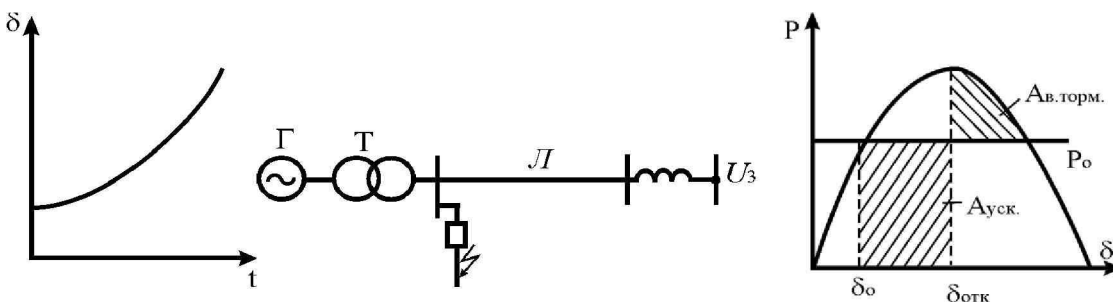
Причины появления асинхронного хода генератора или части системы:

- Исчезновения возбуждения.
- Нарушение динамической устойчивости.
- Нарушение статической устойчивости сильно перегруженной системы при малом возмущении.

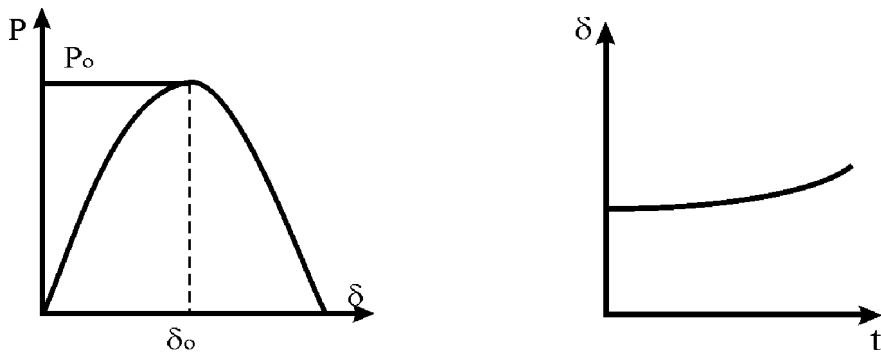
При потере возбуждения генератор работает только как асинхронный (рис.6.2.), во втором случае (рис.6.3.) и в третьем (рис.6.4.) при наличии возбуждения генератор выдает асинхронную мощность и пульсирующую синхронную мощность.



*Рис.6.2. Потеря возбуждения и переход на асинхронный режим; 1+8 постепенно уменьшающаяся характеристика мощности с уменьшением тока возбуждения  $i_e$  при отключении возбудителя*



*Рис. 6.3. Переход в асинхронный режим в результате нарушения динамической устойчивости  $A > A_e$*



**Рис.6.4. Переход в асинхронный режим в результате нарушения статической устойчивости  $P_o = P_{\text{макс}}$ .**

При работе синхронной машины на шины бесконечной мощности в асинхронном режиме появляется скольжение порядка десятых долей процента. Для турбогенераторов это не представляет опасности. При больших скольжениях требуется дополнительная проверка.

Асинхронный режим может нарушить устойчивость остальной части электрической системы, так как в этом режиме генератор поглощает реактивную мощность, что может привести к снижению напряжения во всей системе. Это можно предотвратить правильным выбором источников реактивной мощности и регулирующих устройств.

Выпавший из синхронизма генератор, не отключая от сети, можно снова вернуть в синхронизм. При этом говорят, что система сохраняет результатирующую устойчивость.

Допустимость асинхронного режима генератора должна быть проверена: потери в роторе должны быть меньше номинальных, а ток статора – не более 1,1 номинального тока статора.

При работе генератора в асинхронном режиме его электромагнитный момент меньше вращающего момента турбины, поэтому скорость повышается, что приводит в действие регуляторы турбины, которые уменьшают впуск энергоносителя в турбину и мощность, отдаваемая в сеть уменьшится.

Асинхронный ход легко заметить по колебаниям стрелки амперметра. Число отклонений в одну сторону  $\alpha$  численно равно скольжению, выраженному в процентах:

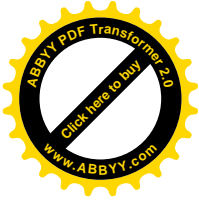
$$|\alpha| = \frac{f - f_0}{f_0} \cdot 100\% = \frac{L - f}{f_0} \cdot 100\% \quad \text{от } -100 \text{ до } 2-50 \quad \alpha \quad (6.1)$$

$L, f_0$  частоты в синхронном режиме.

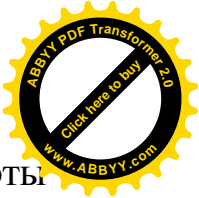
Знак скольжения определяет режим несинхронно работающего генератора: генераторный знак "-"  $\alpha > 0$ ; двигательный "-"  $\alpha < 0$ .

Амплитуда колебаний тока статора будет минимальной при разомкнутой обмотке возбуждения, а величина скольжения - при замкнутой.

Турбогенератор в асинхронном режиме может выдавать в сеть 50-70% номинальной мощности, а современные крупные турбогенераторы 30-50%, мощность кратковременно можно увеличить, допустив перегрузку по току статора.







Допустимость асинхронного хода определяется условиями работы системы и опасностью повреждений самого генератора, так турбогенератор при потере возбуждения может работать в асинхронном режиме до 15-30 минут, без потери возбуждения - меньше.

Гидрогенераторам разрешается работать только при возбуждении не более 3-4 минут.

Если за это время не удастся восстановить синхронную работу, то генератор должен быть отключен от сети. Немедленно должен быть отключен генератор, выпавший из синхронизма, если появляются видимые признаки повреждения машины, если в обмотке возбуждения имеются замыкания на землю.

### 6.3. Представление элементов электрической системы при расчетах асинхронных режимов Генераторы. Полный

электромагнитный момент  $M$  синхронной машины состоит из двух составляющих: синхронный  $M_{сн}$  и асинхронный  $M_{ас}$ , т.е.

$M = M_{сн} + M_{ас}$ , соответственно и мощность  $P = P_{сн} + P_{ас}$ , приближенно можно считать, что наличие возбуждения не оказывает влияние на асинхронную мощность  $P_{ас}$ .

Синхронный момент зависит от параметров машины, тока возбуждения, приложенного напряжения и величины угла  $\delta$  и скорости его изменения, т.е. скольжения

При больших скольжениях синхронный вращающий момент в относительных единицах не будет равен его внутренней мощности, а определяется как  $M_{сн}^* = P_{сн}^* / (1 - s)$ . При непрерывном изменении угла

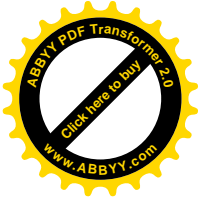
$M_{сн}$  и  $P_{сн}$  будут изменять свою величину и знак, поэтому их называют знакопеременными составляющими.

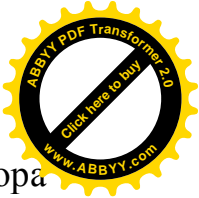
Асинхронный момент  $M_{ас}$  и асинхронная мощность  $P_{ас}$  определяют при упрощающих предположениях, что ее параметры по продольной и поперечной осям одинаковы:  $T_{dк}^* = T_{dи}^* = x_{dк}^* = x_{dи}^*$ .

Первичные двигатели. При исследовании асинхронного режима необходимо знать зависимость момента (мощности) от скорости и ускорения агрегата. Момент первичного двигателя это момент, развиваемый турбинной минус потери в механической части турбины и генератора. Иногда момент соответствующий потерям оказывается больше момента турбины, и суммарный момент может стать тормозящим, хотя турбина будет давать ускоряющий.

При полном закрытии направляющего агрегата или клапаном турбины результирующий момент может существенно отличаться от нуля за счет наличия момента, обусловленного потерями. При замене нескольких агрегатов, генераторы которых работают асинхронно, одним эквивалентным большое значение имеют параметры систем регулирования: постоянная времени серводвигателя и скольжение ( $T_s, s$ ).







**Нагрузка** Понижение напряжение при асинхронной работе генератора может вызвать опрокидывание двигателей нагрузки (лавину напряжения), может привести к колебаниям светового потока осветительных установок.

Асинхронные двигатели нагрузки так же реагируют на изменение частоты, изменяя свою мощность и скорость.

В приближенных расчетах учитывают понижение напряжения изменениями его огибающих с частотой асинхронных колебаний, принимая, что частота мгновенных изменений тока и напряжения равна  $f_o$ .

**Линии электропередач, сеть:** схемы замещения ЛЭП, трансформаторов и других неподвижных элементов систем в асинхронном режиме не изменяются, если отклонения частоты незначительно. При больших отклонениях частоты нужно индуктивные сопротивления изменять в  $oo/oo_o$  раз и емкостные - в  $so /so$  раз.

#### 6.4. Процесс выпадения из синхронизма и появления асинхронного хода. Условия ресинхронизации

Процесс выпадения из синхронизма происходит в три этапа: режим синхронных колебаний, переход от синхронного к асинхронному режиму; установившийся асинхронный ход.

В простейшей системе (рис.6.5) отключилась одна из цепей ЛЭП, повторное включение восстановило нормальную работу, но полученный ротором генератора толчок оказался очень большим (площадка ускорения 1233' больше площадки торможения 3453') и генератор, ускоряясь, выпал из синхронизма. На ротор на участке 45 действует тормозящий момент, но пройдя точку 5, ротор опять получает ускорение, которое непрерывно увеличивается.

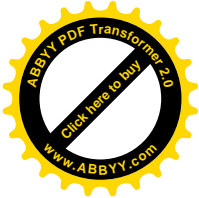
При угле 200-300° ускоряющий момент становится очень большим. Из-за скольжения появляется асинхронный момент. Можно пренебречь пульсацией асинхронного момента, которая происходит с двойной частотой скольжения. В начальной части кривой  $P_{ac} = M_{ac} = \phi$ .

Асинхронная мощность и момент с увеличением скольжения тоже непрерывно возрастают (кривая 7,7' рис.6.5). С увеличением скольжения мощность турбины падает (кривая 5, 6 рис. 6.5) под действием регулятора скорости турбины.

Синхронная мощность в этом процессе будет пульсирующей:

$P \dots \sin st$ , являясь функцией скольжения, она, в свою очередь, будет влиять на процесс, вызывая пульсации.

При некотором значении скольжения  $s_x$  момент турбины уравнивается средним асинхронным моментом генератора  $M_T = M_{ac}$ .



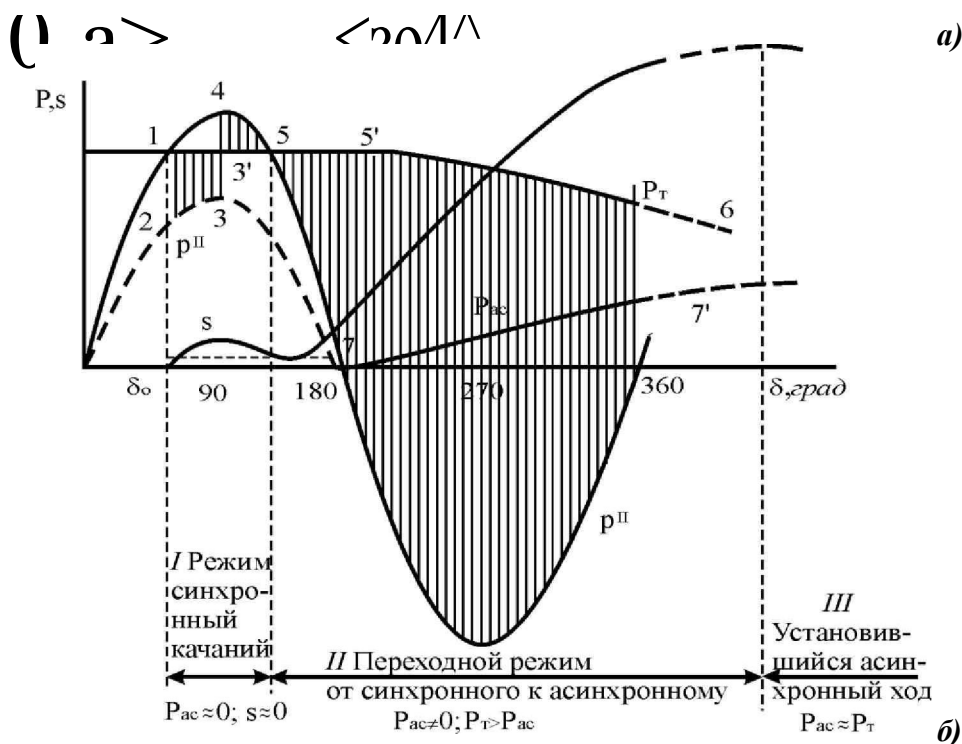


Рис.6.5. Выпадение из синхронизма и переход на асинхронный ход синхронного генератора; а) – схема системы; б) – процесс выпадения из синхронизма

Установившийся асинхронный ход при отсутствии пульсации будет характеризоваться скольжением  $s_x$  и асинхронным моментом  $M_{асао}$ , но если генератор, выпавший из синхронизма, имеет работающую систему возбуждения, то существует пульсирующий вращающийся синхронный момент. Пульсации скольжения, тем больше, чем больше синхронный момент. Значение скольжения проходит через минимум при угле близком к  $180^\circ$ , если асинхронный момент и момент турбины малы; далее процесс повторяется периодически. Это условие существенно при определении условий ресинхронизации.

Значение скольжения в любой момент времени:

$$s = \frac{2 M_{\max}}{T_j} - \frac{M}{M_{\max}} \quad (6.1)$$

скольжение пройдет через нуль ( $s = 0$ ). Это будет в том случае, когда

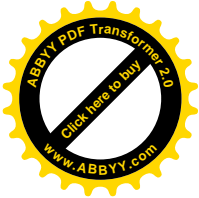
$$s_{\max} = \frac{2 M_{\max}}{T_j} - \frac{M}{M_{\max}} \quad (6.1)$$

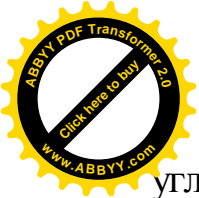
результаты надежных условий ресинхронизации по двум причинам:

- 1) выражение (6.1) дает только необходимое, но не достаточное условие ресинхронизации;
- 2) зависимость  $M = y(\delta)$  заранее неизвестна.

Принимая  $T M = M_m \sin \delta$ , где  $\delta = 0 - n$  получим  $s_{\max} = 2 M_m / T$  ;

$$s = \frac{2 M_m}{T_j} - \frac{M}{M_m} \quad \text{или в общем случае при других предположениях об изменении}$$





угла Сбудет:  $s_{cp} =$  , где К меняется от 1 до  $\sqrt{2}$  или, выразив ТJ в секундах, иногда записывают  $s = (0,06 \text{ } ^\wedge \text{ } 0,08) -M /TJ-$

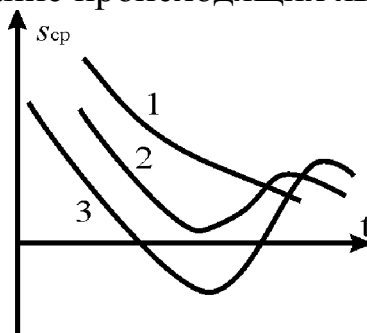
Процесс вхождения в синхронизм существенно зависит от параметров регулятора скорости. Параметры могут быть таковы, что среднее скольжение будет монотонно приближаться к своему установившемуся значению, определяемому статизмом регулятора, средним асинхронным моментом и собственным моментом генератора.

Но большей частью регулятор скорости имеет такую настройку и такие параметры, что при приближении к синхронизму происходит перерегулирование и скольжение приближается к установившемуся значению колебательно или даже с переменной знака (рис.6.6).

Перемена знака скольжения при подходе к нулю может привести к срыву ресинхронизации (характеристика 3 рис.6.6). Ресинхронизированный генератор снова переходит в асинхронный режим; это явление называют проскакиванием синхронизма.

Явления, происходящие при ресинхронизации генераторов, в настоящее время еще полностью не изучены, и совершенно надежной методики расчета, отражающей детали протекания процесса, особенно в сложной системе, пока не существует.

С помощью метода площадей можно дать хотя и грубое, но все же удовлетворительное описание происходящих явлений.

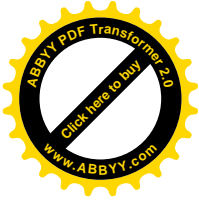


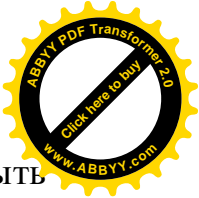
*Рис. 6.6. Зависимости  $s_{cp} = f(t)$  при ресинхронизации для трех случаев настройки регулятора скорости*

**6.5. Процесс ресинхронизации синхронных генераторов, работающих в асинхронном режиме при скорости, больше синхронной**

В таком генераторе наличие возбуждения приводит к пульсациям скольжения от максимального  $s_{\text{макс}}$  до минимального  $s_{\text{мин}}$ . Уменьшая мощность турбины, можно снизить скольжение, при скольжении  $s = 0$ , дополнительная кинетическая энергия ротора становится равной нулю, а асинхронная мощность исчезает, т.к. генератор вошел в синхронизм.

Останется ли генератор в синхронизме зависит от протекания процесса и соотношений между электрической мощностью  $P$  и мощностью турбины  $P_T$ , а так же угла  $\delta$ , при котором скольжение прошло через нуль. Условие,  $s = 0$  есть только необходимое условие, но в большинстве случаев недостаточное для ресинхронизации.





Условия вхождения в синхронизм: синхронный момент должен быть больше момента турбины  $M_{сн} > M_m$ . Если  $M_{сн} > M_m$  ресинхронизация будет успешной, если не учитывать, что возможно повторное нарушение синхронизма. При  $M_{сн} = M_m$  - критический случай, когда генератор будет находиться в положении неустойчивого равновесия. Любое малое возмущение либо приведет к уменьшению угла и к успешной ресинхронизации, либо к увеличению угла и выпадению из синхронизма.

Чтобы избежать неуспешной ресинхронизации, надлежащим образом регулируют в процессе качаний ток возбуждения.

Рост амплитуды синхронного момента приводит к уменьшению амплитуды качаний, что не дает возможности повторного выпадения из синхронизма.

**Выводы:** - при малом асинхронном ходе (генератор работает через линию) втягивание в синхронизм должно осуществляться при малом моменте турбины; чтобы не возникли большие качания, и неспешная ресинхронизация лучше проходит при малом или снятом возбуждении; при подходе скольжения к нулю целесообразно увеличивать возбуждение;

- при достаточно большом асинхронном моменте (генератор работает через короткую линию) процесс ресинхронизации должен проходить при значительном токе возбуждения;

- после ресинхронизации целесообразно дальнейшее увеличение тока возбуждения, уменьшающее размах качаний;

- сильное регулирование возбуждения эффективно облегчает процесс ресинхронизации.

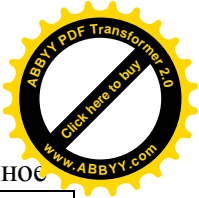
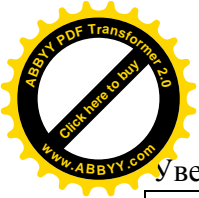
## Глава 7. Мероприятия по обеспечению устойчивости ЭЭС

Мероприятия по улучшению устойчивости и качества переходных процессов можно разделить на основные, изменяющие параметры основных элементов; дополнительные, заключающиеся в установке дополнительных устройств и мероприятия режимного характера, которыми может быть повышена надежность или сокращено время ненормального режима (табл. 7.1).

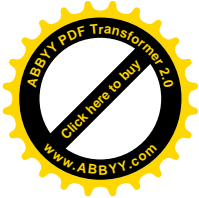
Таблица 7.1

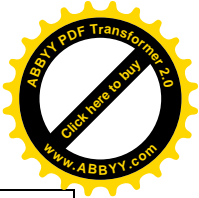
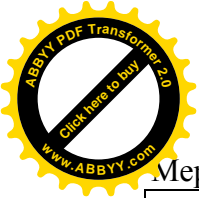
Наименование мероприятий	Улучшение устойчивости			
	статической		динамической	
Основные мероприятия, изменяющие параметры оборудования				
Генераторы				
Уменьшение реактивных сопротивлений	Да	Да	Да	Да





Увеличение механической постоянной инерции	Косвенное	Да	Да	Косвенное
Применение быстродействующей системы возбуждения (уменьшение постоянной времени возбудителя, увеличение потолка)	Да	Да	Да	Да
Использование регуляторов возбуждения (сильного действия, кибернетического типа, цифровых и т. п.)	Да	Да	Да	Да
Устройство переключений фаз на генераторах и трансформаторах	Может влиять на все виды			
Выполнение генераторов как синхронно-асинхронных (с двумя обмотками, поворачивающих поле)	Может влиять на все виды			
Применение криогенных и сверхпроводящих обмоток на генераторах и трансформаторах	Да	Да	Да	Да (косвенное)
Электропередачи				
Повышение напряжения электропередач	Да	Да	Да	Нет
Расщепление проводов в каждой фазе на несколько параллельно идущих	Да	Да	Да	Косвенное
Применение защиты и выключателей с увеличенной скоростью отключения коротких замыканий	Нет	Нет	Да	Да
Создание электропередач нового типа (управляемых, полуразомкнутых и т. п.)	Да	Да	Да	Нет
Дополнительные мероприятия				
Сооружение переключательных пунктов на электропередачах	Нет	Да	Да	Косвенное
Установка преобразовательных устройств связи систем (тиристорных или электромеханических)	Косвенное			
Заземление нейтралей трансформаторов через активное или реактивное сопротивление	Нет	Нет	Да	Да
Применение дополнительной емкостной компенсации индуктивного сопротивления электропередач с помощью статических конденсаторов	Да	Да	Да	Косвенное
Применение поперечной компенсации с помощью:				
а) синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях	Да	Да	Да, но значительно меньше чем статической	
б) шунтовых конденсаторных батарей	Да, но значительно меньше, чем у синхронных компенсаторов			
в) управляемых конденсаторов и подмагничиваемых реакторов	Да	Да	Да	Да
г) тиристорных источников реактивной мощности (ИРМ)	Да	Да	Да	Да
Использование автоматической аварийной разгрузки генераторов	Нет	Да	Да	Да
Использование автоматической аварийной разгрузки генераторов	Нет	Да	Да	Да
Использование автоматического электрического торможения	Нет	Нет	Да	Да





Мероприятия режимного характера

Иерархическое управление системой с применением автоматики и ЦВМ. Распределение резерва на станциях и в сетях	Частично влияет на все виды			
Применение вычислительной техники для управления переходными процессами	То же			
Отключение части генераторов в послеаварийном режиме	Нет	Да	Да	Да
Трехфазное и пофазное АПВ	Нет	Да	Да	Да
Непрерывный контроль состояния системы (диагностический контроль)	Частично влияет на все виды			
Изменение схемы коммутации системы	То же			
Деление системы на несинхронно работающие части и ресинхронизация	Нет	Да	Да	Да
Распределение нагрузки между станциями с учетом требований улучшения устойчивости и качества переходных процессов	Частично влияет на все виды			
Автоматическое отключение части потребителей, автоматическая разгрузка при снижении частоты и напряжения	Нет	Да	Да	Нет
Выбор схемы электрической системы с учетом требований улучшения устойчивости и качества переходных процессов	Частично влияет на все виды			

**7.1. Улучшение характеристик основных элементов электрических систем**

**7.1.1. Генераторы**

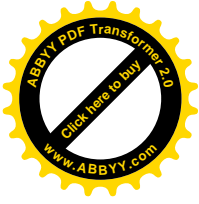
**Реактивное сопротивление генераторов:** при отсутствии автоматического регулирования возбуждения или при использовании регулирования с зоной нечувствительности на статическую устойчивость влияет синхронное сопротивление  $x_d$ , на динамическую - переходное сопротивление  $x'$ , на условия процессов ресинхронизации и самосинхронизации, асинхронного режима - сверхпереходные сопротивления  $x_d$  и  $x$ .

Турбогенераторы в основном создаются сериями, поэтому нет возможности выбирать специальные параметры. А гидрогенераторы выполняются (для мощных станций) индивидуально и могут быть созданы с улучшенными параметрами.

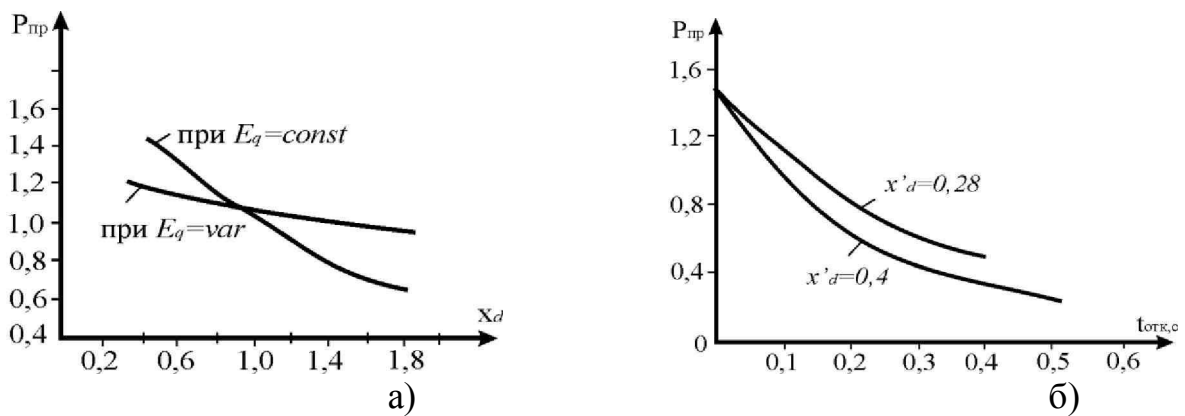
Но это приводит к увеличению расхода материала, веса машины, и, следовательно, стоимости.

Влияние величины синхронного сопротивления  $x_d$  тем заметнее, чем короче линия электропередач, то есть чем меньше отношение  $x'/x_d$ , если генератор не имеет регулирования возбуждения.

Если применяется АРВ пропорционального действия, поддерживающее постоянство переходной ЭДС  $E_{qn}E-const$ , то на устойчивость влияет сопротивление  $x'$ , которое повышает амплитуду динамической характеристики.



На рис.7.1. показано влияние параметров генераторов на устойчивость. Как видно, эффект уменьшения реактивности генератора очень сильно зависит от скорости отключения короткого замыкания: чем медленнее оно отключается, тем больший эффект дает уменьшение реактивностей генератора.



**Рис. 7.1. Влияние параметров системы на устойчивость: а) – изменение предельно передаваемой мощности от величины реактивного сопротивления; б)– изменение предельно передаваемой по условиям динамической устойчивости мощности от времени отключения короткого замыкания и переходного сопротивления**

**Параметры системы возбуждения генератора**, влияющие на переходный процесс: потолочное напряжение возбудителя и постоянная времени возбудителя.

Потолочное напряжение заметно влияет на предел передаваемой мощности, например увеличение его с 2 до 5 дает примерно такой же эффект, как уменьшение синхронного сопротивления  $x_d$  с 0,9 до 0,6, то есть в полтора раза.

Постоянная времени так же влияет на передаваемую мощность, так уменьшение ее с  $T_e=0,5$  до  $T_e=0,1$  при времени отключения короткого замыкания 0,1сек позволит увеличить передаваемую мощность на 10%.

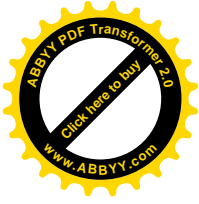
Еще больший эффект возникает при одновременном изменении этих параметров: с ростом потолка возбуждения уменьшить постоянную времени обмотки возбуждения возбудителя, как видно на примере ЛЭП-400кВ длиной 1000км(рис.7.2.).

Высокая скорость подъема возбуждения эффективно улучшает динамическую устойчивость. Относительная величина  $(dU_B/dt)_{ср}$

у быстроотзывчивых систем возбуждения доходит до 6-8 (2000-3000 Вольт в секунду). Желательно повышать напряжение возбуждения до значений 4-5 кратного нормального, обычные значения 1,5-1,8 от нормального напряжения.

Для обеспечения динамической устойчивости необходимы высокий потолок и большая скорость подъема возбуждения, при этом наличие зоны нечувствительности в первом цикле колебаний не имеет существенного значения.

Для улучшения статической устойчивости и обеспечения работы при углах больших 90% должно быть отсутствие зоны нечувствительности и непрерывное действие регулятора возбуждения.



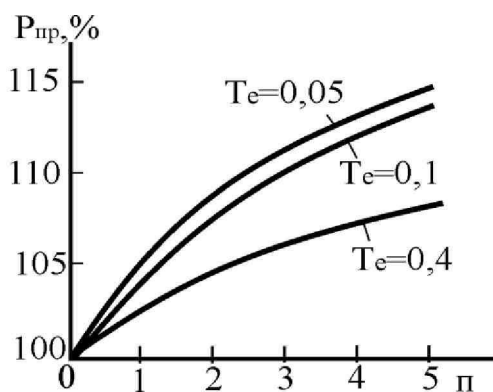


Рис. 7.2. Влияние потолка возбуждения  $p$  и постоянной времени возбудителя  $T_e$  на предельную передаваемую мощность  $P_{пр}$  для линии 400 кВ длиной 800 км

Регулирование должно осуществляться не только по отклонению регулируемой величины (АРВ пропорционального действия), но и по ее производным (первой, второй и даже третьей), то есть АРВ сильного действия.

Для успокоения возникающих колебаний должна быть возможность, не только быстро поднимать возбуждение, но и быстро уменьшать его.

При ресинхронизации в режиме асинхронного хода нужно снижать ток возбуждения, то есть происходило гашение поля, а при подходе скорости к синхронной - включение тока и быстрый подъем для перехода в синхронный режим.

**Постоянная инерции генератора ( $T_J$ )** влияет на динамическую устойчивость. Большая величина  $T_J$  уменьшает угол отключения короткого замыкания, что можно проследить по методу последовательных интервалов: коэффициент  $k = 360 \frac{\Delta \delta}{t}$  обратно пропорционален постоянной инерции, то

есть чем больше ( $T_J$ ), тем меньше  $K$ , следовательно, меньше изменение угла за интервал:  $\Delta \delta_r = \Delta \delta^0 + AP_2 \cdot K$  и значит меньше угол отключения  $\delta_r = \delta^0 + \Delta \delta_r$ .

Для повышения в  $n$  раз предельного времени отключения аварии, постоянную инерции при том же критическом угле (то есть при том же запасе устойчивости) нужно увеличить в  $n^2$  раз, то есть увеличение ( $T_J$ ) в два раза повышает предельное время отключения на 45%. Но следует учитывать, что при изменении постоянной инерции изменяются и другие параметры генераторов.

**Демпферные обмотки.** Их влияние сказывается на работе генератора в асинхронном режиме, а в других случаях при малых скольжениях, при расчете качаний в их начальной стадии, определении первого вылета угла, в расчетах устойчивости по первому циклу и т.д. демпферные обмотки не влияют.

При больших скольжениях или длительных качаниях эффект демпферных обмоток проявляется очень заметно, причем обмотка возбуждения играет решающую роль в начале процесса, а демпферная обмотка - на последующих стадиях (рис. 7.3, 7.4)

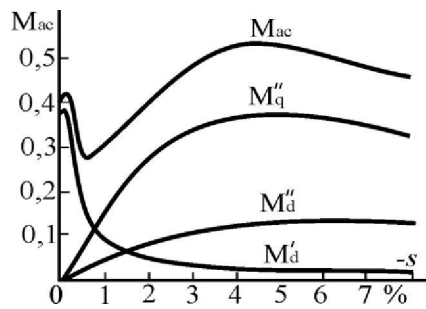


Рис. 7.3. Составляющие асинхронного момента  $M_{ac}$ , обусловленные действием

$M_d'$   $M_d''$   $M_q''$

различных обмоток:  $M_d'$  - обмотки возбуждения;  $M_q''$  - демпферной поперечной

обмотки;  $M_d''$  - демпферной продольной

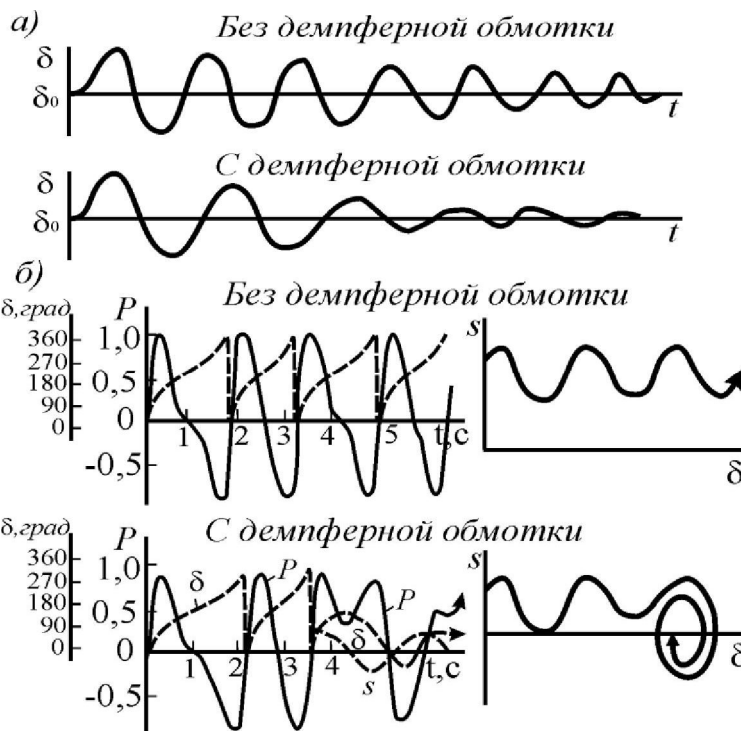


Рис. 7.4. Сопоставление процессов качаний (а), асинхронного хода и ресинхронизации (б) машин с демпферной обмоткой и без нее

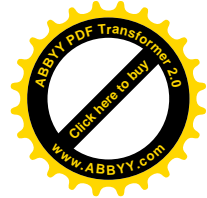
Но применение демпферных обмоток приводит к увеличению стоимости генератора, конструктивным осложнениям и повышению веса ротора, что увеличивает давление на подпятники. Уменьшение сопротивления обратной последовательности приводит к росту тока при несимметричных коротких замыканиях.

Но преимущества демпферных обмоток превышают все недостатки, и поэтому их применяют как на гидрогенераторах, так и на синхронных компенсаторах.

**Регулирование возбуждения как средство исправления характеристик генератора.**

Современные средства регулирования могут изменять характеристики генераторов и синхронных компенсаторов и добиваться оптимальных показателей без конструктивных изменений, ведущих к заметному удорожанию машин.





При сильном регулировании с высокими потолками, воздействующими на возбуждение генераторов можно отказаться от улучшения параметров генератора и применять генераторы с реактивностью  $x_d = 1,5 \cdot 10^{-2}$  с переходным сопротивлением  $x_d' = 0,3 \cdot 10^{-1}$ , снижать постоянную инерции (ТД) облегчая вес машин и удешевляя их.

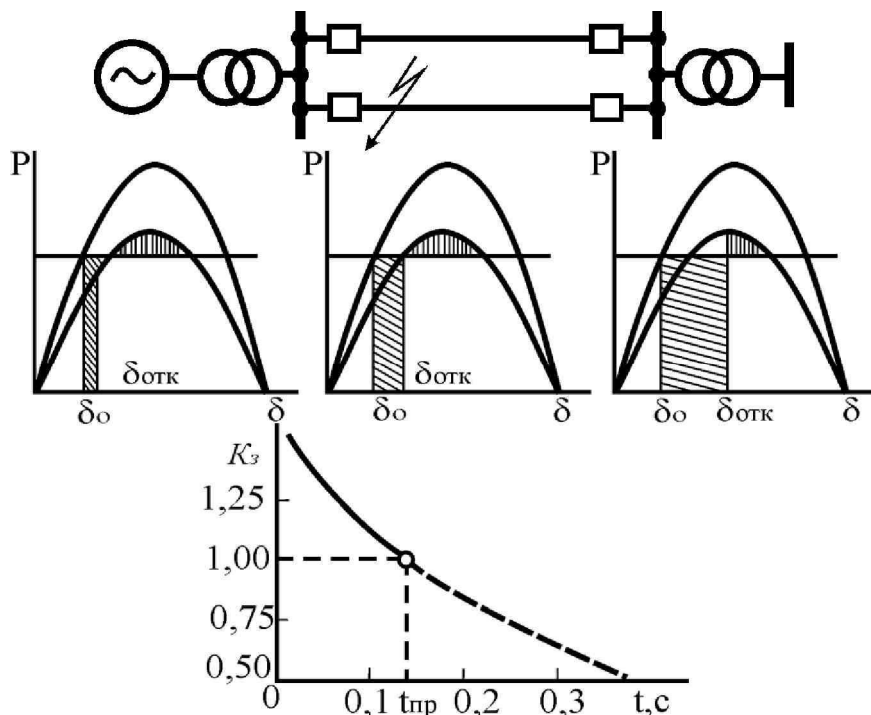
Синхронные компенсаторы устанавливают в конце дальних линий электропередач ближе к потребителям, они имеют довольно высокие реактивности (1,7-1,8), а у мощных даже (2-3), выполняются явнополюсными, тихоходными. Синхронные компенсаторы не оказывают особо существенного влияния на устойчивость системы, в режиме перевозбуждения выдают реактивную мощность значительно больше, чем в режиме недовозбуждения, но применяя специальные системы возбуждения можно добиться, чтобы при работе с отстающим током увеличился выпуск реактивной мощности.

### 7.1.2. Трансформаторы

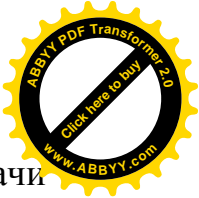
Параметры трансформаторов: реактивные сопротивления, намагничивающий ток, активное сопротивление и т.д. существенно не влияют на протекание переходных электромеханических процессов и на предел передаваемой мощности.

### 7.1.3. Выключатели

Время отключения короткого замыкания складывается из времени срабатывания релейной защиты и собственного времени выключателя



**Рис. 7.5.** Влияние продолжительности короткого замыкания на коэффициент запаса динамической устойчивости (штриховая кривая соответствует случаям нарушения устойчивости)



Собственное время выключателя, то есть время от момента подачи импульса релейной защиты до расхождения контактов выключателя и погасания дуги, составляет 0,06-0,08 секунд. Время срабатывания релейной защиты - 0,02-0,04 с. Таким образом, время отключения составляет 0,1-0,12 секунды.

Для улучшения динамической устойчивости нужно как можно быстрее отключить короткие замыкания, уменьшая вредное тепловое воздействие токов короткого замыкания. На рисунке 7.5. показано как с увеличением времени отключения короткого замыкания увеличивается площадка ускорения и уменьшается площадка торможения.

### 7.1.4. Линии электропередач

Пропускная способность ЛЭП очень сильно зависит от напряжения электропередачи. Сопротивление ЛЭП обратно пропорционально квадрату напряжения, и чем длиннее линия, тем существеннее это влияние. Это можно видеть из формулы предельной мощности простейшей электропередачи:

$$P_{np} = \frac{E - U}{x_d + x_T + x_{T2}} \sqrt{\frac{aE - U}{a + v/U^2}}$$

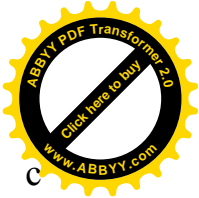
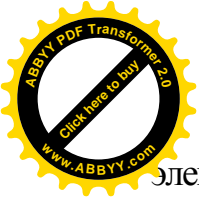
При длине ЛЭП 200км повышение напряжения до 220кВ значительно увеличивает предельную мощность, а при длинах 800км желательно поднимать напряжение до 300-500кВ.

Снижение сопротивления можно добиться конструктивными изменениями ЛЭП: расщеплением проводов, которое особенно эффективно для дальних ЛЭП; установкой переключательных пунктов, которая уменьшает сопротивление ЛЭП в послеаварийном режиме (сравните: отключается вся цепь двухцепной ЛЭП или только участок между переключательными пунктами), оптимальное число переключательных пунктов не более двух, при дальнейшем увеличении эффективность падает; продольной компенсацией реактивного сопротивления ЛЭП (включаются последовательно в линию статические конденсаторы, то есть  $x_c = x_o \cdot I$  или  $x_c/x_o = I = I - K_{эфк}$ , где

$K_{эфк} = /x \cdot i$  - эффективность компенсации); применением промежуточных (подпорных) синхронных компенсаторов и управляемых конденсаторов, это еще называют поперечной компенсацией.

Промежуточные синхронные компенсаторы устанавливаются на подстанциях, поддерживают напряжение на линии и тем самым повышают устойчивость. Особенно эффективно, если они имеют АРВ без зоны нечувствительности. В этом случае мощность синхронных компенсаторов может составить величину 0,6-0,8 передаваемой мощности.

Синхронные компенсаторы, установленные на промежуточных подстанциях, делят линию на отдельные участки, поддерживая напряжение в начале и конце каждого участка. Предел передаваемой мощности



Электropередачи будет определяться пределом мощности участка наименьшей пропускной способностью.

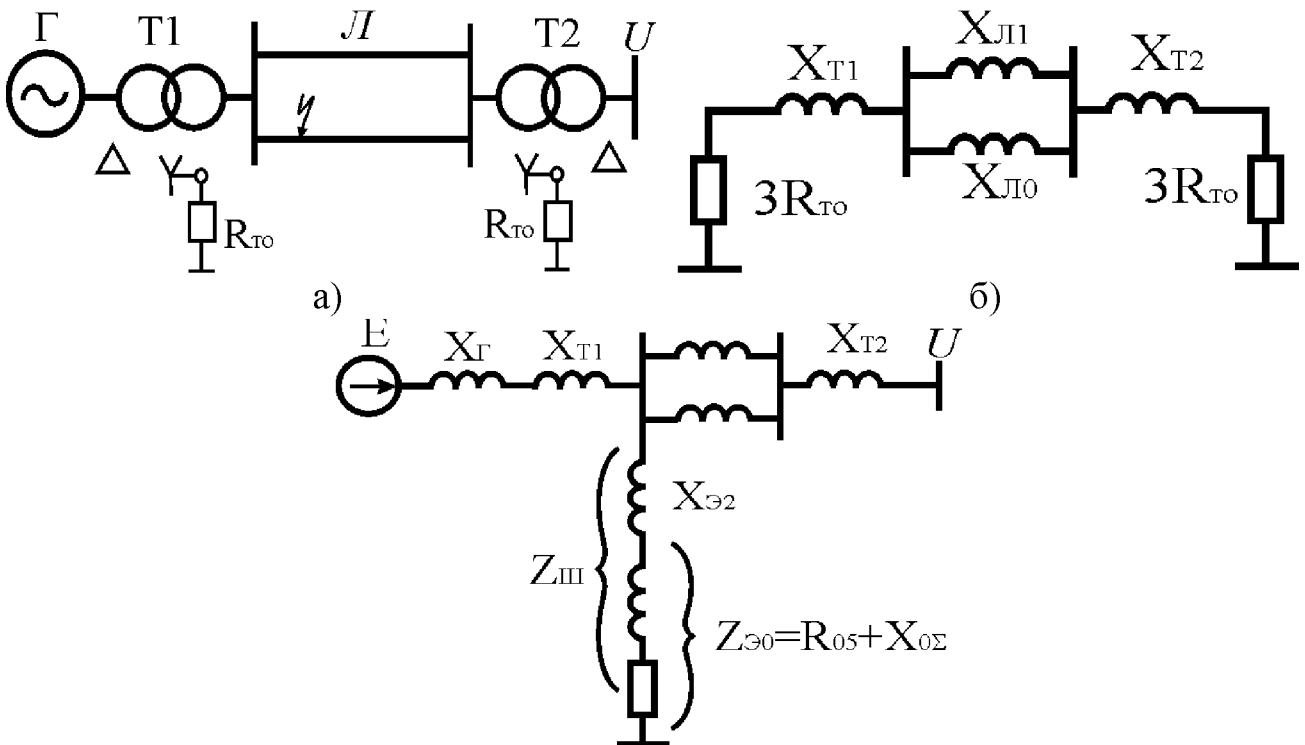
$x$   
участка

Продольная компенсация эффективна и при резких нарушениях режима (коротких замыканиях) мгновенно обеспечивая, постоянство напряжения и повышает как статическую, так и динамическую устойчивость.

## 7.2. Дополнительные устройства для улучшения устойчивости

### 7.2.1. Включение сопротивления в заземляющую нейтраль трансформатора

В сетях напряжения 110 кВ и выше нейтрали трансформаторов глухо заземлены. Для повышения динамической устойчивости при несимметричных коротких замыканиях нейтраль трансформатора заземляют через небольшое сопротивление, которое почти не повышает напряжение на нейтрали и не меняет условия работы изоляции. При этом повышается эквивалентное сопротивление схемы замещения нулевой последовательности, а значит и сопротивление аварийного шунта, которое вводится в схему замещения аварийного режима и приводит к уменьшению сброса мощности.

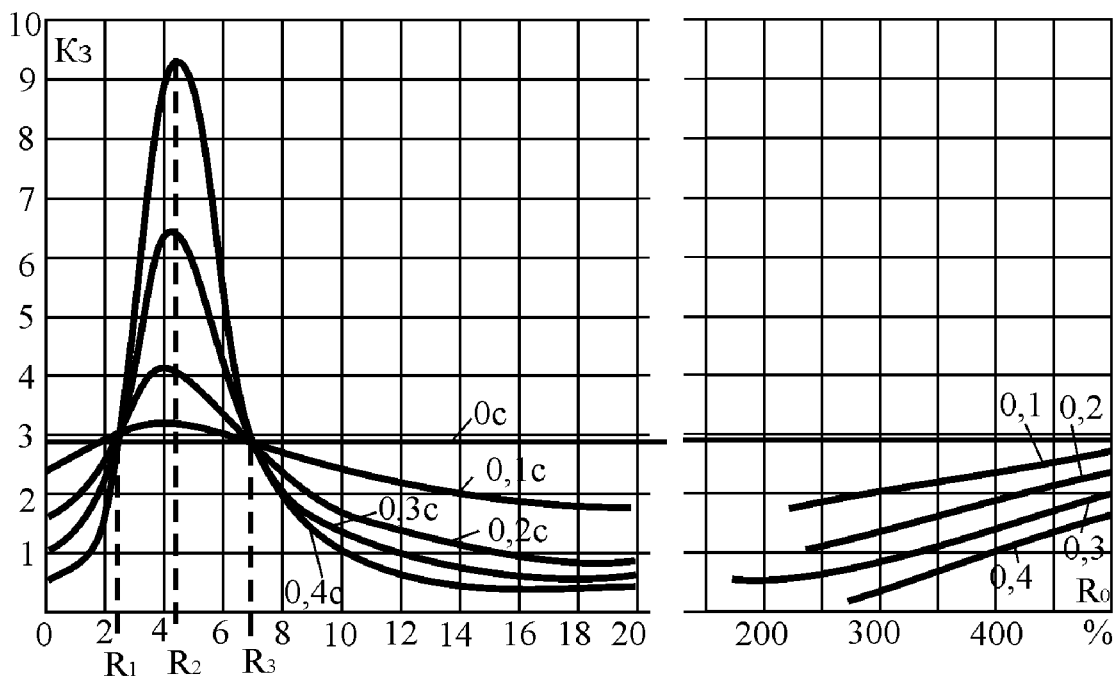


в) Рис. 7.6. Заземление нейтрали через активное сопротивление: а) схема электропередачи; б) схема замещения нулевой последовательности; в) схема замещения в аварийном режиме

Включение активного сопротивления в нейтраль трансформатора увеличивает амплитуду мощности аварийного режима (рис.7.7). При

определенных значениях сопротивления  $R_0$  характеристика аварийного режима становится почти равной характеристике послеаварийного режима, и запас устойчивости системы почти не будет зависеть от продолжительности аварии. При дальнейшем увеличении  $R_0$  характеристика аварийного режима может стать даже выше послеаварийного режима, и система станет более устойчивой. Такое улучшение продолжается до некоторого значения  $R_2$ , но дальнейшее увеличение сопротивления в нейтрали будет приводить к снижению амплитуды и т.д. При весьма больших значениях сопротивления, равноценных разземлению нейтрали, вновь улучшает ее, приближаясь к случаю, когда нейтраль разземлена.

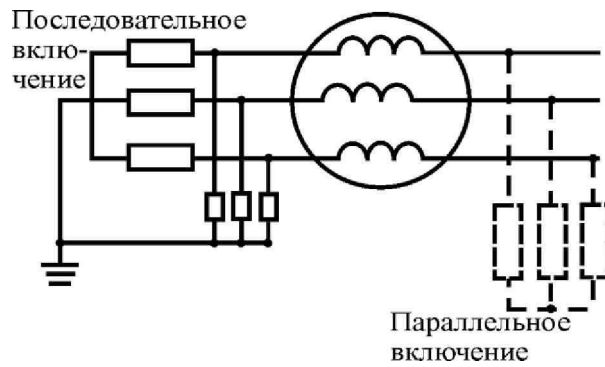
Заземление нейтрали повышающих трансформаторов эффективно при замыканиях на землю в начале ЛЭП, а понижающих – в конце ЛЭП. Заземление нейтралей всех трансформаторов через реактивные сопротивления, как правило, менее эффективно, чем заземление через активные сопротивления.



**Рис. 7.7. Влияние активного сопротивления в нейтрали трансформаторов на запас динамической устойчивости электропередачи с различными временами отключения при однофазном коротком замыкании**

### **7.2.2. Установки для электрического торможения генераторов во время аварии**

Для повышения устойчивости при симметричных коротких замыканиях включают параллельно генераторам или трансформаторам нагрузочные сопротивления (рис.7.8). Действие этих активных сопротивлений продолжается и после отключения короткого замыкания. Наилучшие результаты использования нагрузочных сопротивлений получаются, если приемная система по мощности много больше мощности передающей станции. Здесь избыточная мощность поглощается нагрузочными сопротивлениями.



**Рис.7.8. Схемы включения нагрузочных сопротивлений**

### **7.2.3. Специальные устройства регулирования турбин**

Небаланс мощности  $\Delta P$  может быть скомпенсирован уменьшением мощности первичного двигателя (турбины).

Регуляторы турбины вследствие инерционности, люфтов, трения реагируют на изменения электрической мощности с запаздыванием и имеют зону нечувствительности. При качаниях регуляторы практически не реагируют на изменение скорости и клапаны турбины или направляющий аппарат остаются почти неподвижными, к тому же быстрое уменьшение энергоносителя вызывает гидравлический удар.

Совершенствование систем регулирования современных мощных паровых турбин с промежуточным перегревом пара позволяет использовать управление вращающим моментом турбины в аварийных и послеаварийных режимах энергосистемы для существенного увеличения пределов передаваемой по линиям мощности.

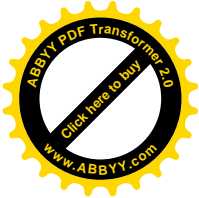
В ряде случаев аварийное снижение мощности блоков позволяет предотвратить необходимость их отключения от сети.

## **7.3. Мероприятие режимного характера**

### **7.3.1. Влияние схемы системы**

Схема соединений электрических систем и их отдельных элементов существенно влияет на переходные процессы и устойчивость систем. Саму схему системы характеризуют с помощью термина «жестокость». Жестокость зависит от величин относительных сопротивлений, связывающих узловые точки системы. Чем сильнее зафиксированы значения напряжений по величине и фазе в узловых точках системы, и чем теснее эти точки связаны между собой, тем больше жесткость всей системы в целом. Жесткая схема имеет недостатки: растет ток короткого замыкания, что вызывает необходимость применять выключатели с большей отключающей способностью, трудно обеспечить динамическую устойчивость при включении сильно перегруженных ЛЭП на параллельную работу, нарушается работа релейной защиты.

Схемы длинных ЛЭП существенно влияют на характер переходных процессов и устойчивость. Схемы ЛЭП делят на два вида: транзитные мощные электропередачи, которые передают электрическую энергию в одном направлении от станции к потребителю; межсистемные связи, в которых переток мощности может идти, как в одну, так и в другую сторону. Схемы



могут быть чисто транзитными без отбора мощности и с промежуточными подстанциями. Последние имеют преимущества с точки зрения устойчивости, так как на промежуточных подстанциях могут устанавливаться синхронные компенсаторы, поддерживающие напряжение.

При большой длине электропередачи отключение поврежденной цепи в результате аварии резко ухудшает устойчивость в послеаварийном режиме, а в схеме с промежуточными переключательными пунктами будет отключаться не вся цепь, а только участок и пропускная способность ЛЭП будет выше. ЛЭП может быть выполнена по блочной схеме (рис.7.9.а) или по связанной схеме (рис.7.9.б).

В блочной схеме число блоков равно числу цепей ЛЭП; в ней степень динамической устойчивости выше, так как при коротком замыкании на ЛЭП отключается вся цепь вместе с генератором, хуже, если короткое замыкание произойдет возле приемной системы. Однако здесь уже с ухудшением устойчивости из-за отключения цепи, считаться не приходится.

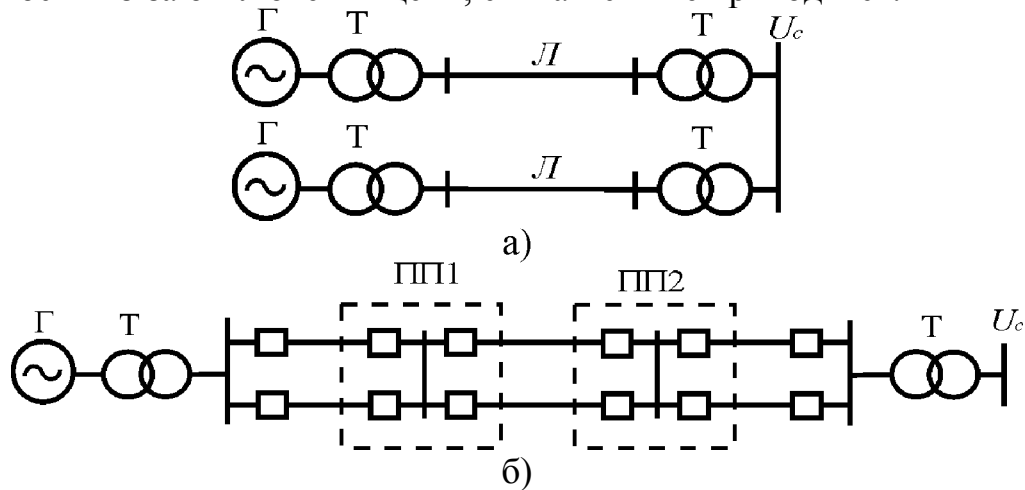


Рис.7.9. а) блочная схема электропередачи, б) связанная схема электропередачи с переключательными пунктами

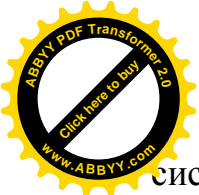
Недостаток блочной схемы - потеря части генераторной мощности при любом коротком замыкании на ЛЭП, поэтому ее применяют, если мощность приемной системы много больше мощности блока.

В схеме с переключательными пунктами (они находятся на расстоянии 200-300 км друг от друга) устойчивость выше, но большое количество выключателей существенно повышает стоимость электропередачи, такие схемы применяются на ЛЭП сверхвысокого напряжения.

### 7.3.2. Разделение электрических систем как средство сохранения динамической устойчивости

Деление схемы электрической системы на две несинхронно работающие части в аварийном режиме предотвращает нарушение динамической устойчивости, но приводит к ослаблению всей системы, и в общем случае нежелательно, так как может привести к дефициту мощности, снизится частота напряжения. Но в случае, когда деление является единственным способом сохранения устойчивости, то приходится применять. Но в этом случае в





системе заранее должны быть установлены те точки, в которых разделение будет наименее болезненно.

Для восстановления разделенных частей системы применяют автоматическое повторное включение без синхронизма (АПВБС).

### ***7.3.3. Влияние резерва мощности и ее распределение в системе на переходные процессы и устойчивость***

На характер переходного процесса влияет наличие стационарного резерва, который состоит из резервов: аварийного, нагрузочного (частотного), ремонтного (народнохозяйственного). С точки зрения устойчивости важен вращающийся аварийный резерв, который может быть быстро введен в работу при внезапных отключениях или выпадениях из работы генераторов и мощных электропередач.

Величина минимального необходимого резерва определяется конкретными параметрами электрической системы. Наличие резерва активной мощности в генераторах улучшает статистическую и динамическую устойчивость, обеспечивая работу генераторов при малых углах сдвига. Но получение резерва реактивной мощности за счет недогрузки генераторов в исходном режиме реактивной мощностью приводит к ухудшению устойчивости, так как при этом работа осуществляется с пониженным током возбуждения, и, следовательно, с большими начальными углами.

### ***7.3.4. Отключение части генераторов или реакторов как средство повышения устойчивости***

Уменьшение отдаваемой генератором активной мощности при заданном токе возбуждения может быть аналогично появлению резерва по активной мощности. Если в аварийном процессе или послеаварийном режиме отключить часть генераторов, то условия устойчивости остальной части генераторов улучшатся, а так же улучшатся условия ресинхронизации.

Отключение части или всех шунтирующих реакторов тоже улучшает динамическую устойчивость; они разгружают генераторы от емкостной реактивной мощности и дают им возможность работать с высокой э.д.с., но приводят к увеличению взаимного сопротивления между станцией и приемной системой.

Если в нормальном режиме отключить реакторы, то надо сразу снижать э.д.с. иначе появится высокое напряжение на ЛЭП. Но в аварийном и послеаварийном режимах, когда напряжение понижено, отключение реакторов улучшит устойчивость еще из-за того, что уменьшится взаимное сопротивление. Это мероприятие является дополнительным, при восстановлении нормального режима необходимо достаточно быстро обратно включить шунтирующие реакторы.

Автоматическая разгрузка, т.е. отключение части потребителей, проводимое в зависимости от частоты и напряжения, является очень эффективным средством улучшения устойчивости при тяжелых авариях.



## Глава 8. Переходные процессы в узлах нагрузки электрических систем при малых изменениях режима

Переходные процессы в узлах нагрузки рассматриваются с двух точек зрения: поведения собственно нагрузки при переходных процессах и влияния этих процессов в нагрузке на режим системы и на работу других потребителей.

### 8.1. Уравнение движения и схема замещения асинхронного двигателя

Электрическая нагрузка включает в себя асинхронные и синхронные двигатели, бытовую нагрузку, осветительную, нагревательные печи и различные нагревательные элементы и т.д. Простейшая нагрузка может быть представлена неизменными активными или индуктивными сопротивлениями. Около 85% нагрузки составляют асинхронные двигатели, поэтому их характеристики в значительной мере влияют на работу энергосистемы.

Схема замещения асинхронного двигателя без учета потерь активной мощности в стали и в меди статора имеет вид, показанный на рис.8.1.а. Ее еще упрощают до вида, где индуктивное сопротивление цепи намагничивающего тока отнесено непосредственно к выводам двигателя,  $x_L = x_{bl} + x_{L2}$ . Активная

мощность  $P_m$  в этой схеме представляет мощность, получаемую из сети, и определяется как произведение вращающего момента на угловую скорость вращения магнитного потока двигателя.

Согласно схеме (рис.8.1.б) мощность двигателя

$$M = \frac{U^2 r s}{X^2 + r^2 + x_L^2 - s^2}$$

**Ы**

Это зависимость от скольжения имеет вид (рис.8.2). Максимум мощности можно определить, приравняв производную мощности нулю. Установим

$$\frac{dM}{ds} = 0, \quad \frac{U^2 r}{(r^2 + x_L^2 - s^2)^2} - \frac{U^2 r s}{(r^2 + x_L^2 - s^2)^3} = 0, \quad \text{это произойдет при критическом скольжении}$$

$s_{kp} = r/x_L$  и максимум мощности будет  $P_{Mmax} = U^2/2x_L$ . Уравнение движения

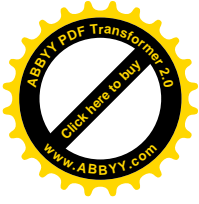
асинхронного двигателя:  $\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (M_{эл} - M_{мех})$ , где  $M_{мех}$  - тормозящий

момент на валу двигателя;  $M_{эл}$  - ускоряющий момент, создается электромагнитным полем двигателя.

Так как  $\omega \cdot M_{мех} = P_{мех}$ , то  $\frac{dP_{мех}}{dt} = P_{эл} - P_{мех}$ ;

скольжение, т.е.  $\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (M_{эл} - M_{мех})$ , преобразуем:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{U^2 r s}{X^2 + r^2 + x_L^2 - s^2} - P_{мех}$$



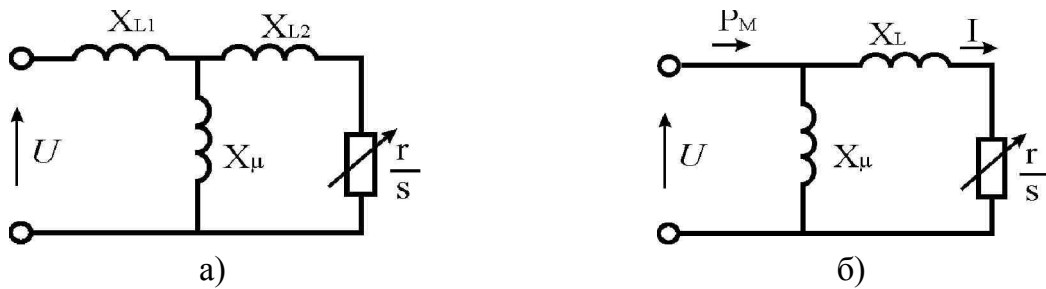


Рис.8.1.а) схема замещения асинхронного двигателя;  
 б) упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

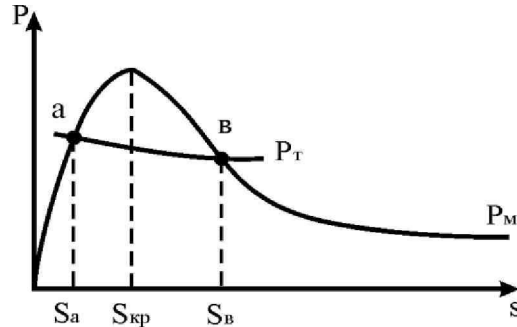


Рис.8.2 Зависимость  $P = f(s)$  асинхронного двигателя

### 8.2. Практический критерий статической устойчивости асинхронного двигателя

Установившийся режим работы двигателя возможен в двух точках пересечения характеристики момента двигателя  $P_M$  и тормозного момента  $P_T$  (рис.8.2.). В точке "а" с увеличением скольжения двигателя  $s$  вращающийся момент двигателя возрастает, а тормозной, наоборот уменьшается. На валу двигателя возникает ускоряющий избыточный момент, под влиянием которого, скорость двигателя начинает возрастать, а скольжение уменьшаться, в результате чего устанавливается первоначальный режим работы двигателя.

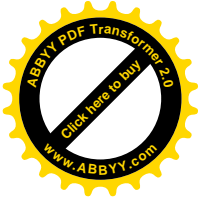
Иная картина получается при работе двигателя в точке "в", которой соответствует скольжение  $s_b$ . Здесь с увеличением скольжения возникает тормозящий избыточный момент, что обуславливает дальнейший нарастающий рост скольжения вплоть до остановки двигателя.

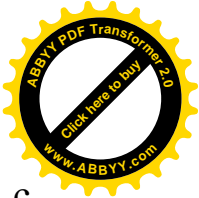
Критерием статической устойчивости является:

$$\frac{dP_T}{ds} > 0.$$

Характеристика тормозного момента в зависимости от скольжения имеет часто падающий характер, и следовательно, производную  $\frac{dP_T}{ds}$  отрицательную

$< 0$ , что обуславливает возможность устойчивой работы двигателя в некоторой узкой области за максимумом характеристики вращающего момента  $P_M = f(s)$  при  $\frac{dP_M}{ds}$ , несколько меньшим нуля. Но так как обычно мы имеем дело не с отдельным двигателем, а с эквивалентным группы двигателей, определение характеристики тормозного момента которого затруднительно, то считают эту характеристику горизонтальной, независимой от скольжения, т.е.  $\frac{dP_T}{ds} = 0$ .





При этом критерий устойчивости принимает вид  $\frac{dP_M}{ds} > 0$  и предельный, с

точки зрения устойчивости, режим работы двигателя достигается в точке максимум характеристики  $P_M = f(s)$  при скольжении  $s_{ко}$ . Связанная с этим неточность создает некоторый запас надежности в оценке устойчивости работы двигателя.

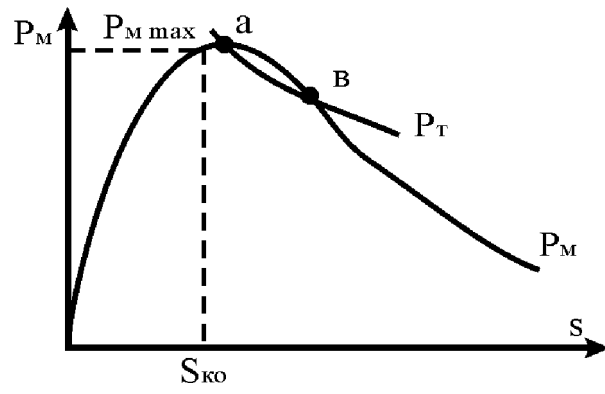


Рис.8.3. Возможный режим устойчивой работы двигателя  $s > s_{кр}$

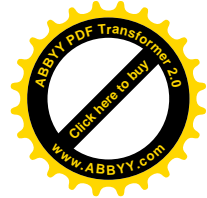
### 8.3. Влияние внешнего сопротивления на критическое скольжение и мощность асинхронного двигателя

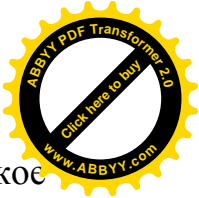
При нормальном напряжении на выводах двигателя значение максимальной мощности или опрокидывающего момента примерно вдвое превышает номинальную мощность двигателя, что обеспечивает достаточный запас прочности. С уменьшением напряжения на выводах двигателя значение опрокидывающего момента быстро падает по квадратичной зависимости. При снижении напряжения до 30 % максимальная мощность может приблизиться к номинальной и двигатель может опрокинуться. Но такое снижение в действительности практически не бывает, и опрокидывание двигателя зависит от других факторов, это может быть внешнее по отношению к двигателям индуктивное сопротивление системы, включая и сопротивление генераторов, питающих двигателя.

По отношению к мощности каждого отдельного двигателя в крупной электрической системе внешнее сопротивление системы невелико и характеристику такого двигателя можно строить при постоянстве напряжения на выводах, не учитывая потери напряжения при изменении скольжения двигателя. Однако по отношению к мощности эквивалентного двигателя внешнее сопротивление системы может быть очень значительным. Напряжение на выводах эквивалентного двигателя в этих условиях не остается постоянным, а падает с увеличением скольжения в связи с потерями напряжения во внешнем индуктивном сопротивлении, что существенно влияет на характеристику эквивалентного двигателя (рис.8.4.). Значение опрокидывающего момента

двигателя может быть найдено как: 
$$P_{M \max} = \frac{E^2}{2(X_{BH} + X_L)}$$
, а критическое

скольжение  $s_{кр} = \frac{r}{(X_{B\theta} + X_L)}$ .





Как видно, при  $E=const$  опрокидывающий момент и критическое скольжение уменьшается.

**Вывод:** влияние индуктивного сопротивления системы вместе с понижением уровнем напряжения в системе могут обусловить неустойчивость асинхронных двигателей нагрузки, даже если сами двигатели обладают достаточным запасом устойчивости.

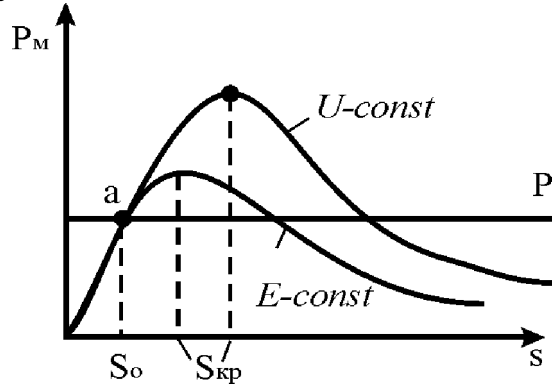


Рис.8.4. Изменение характеристики двигателя под влиянием внешнего индуктивного сопротивления

#### 8.4. Лавина напряжения и средства ее предотвращения

Рассмотрим схему системы (рис.8.5.а), где сопротивление генератора  $x_G$ , сети  $x_c$  и эквивалентного двигателя  $x_s$ . Сопротивление двигателя соизмеримо с сопротивлениями  $(x_G+x_c)$ . Схема замещения показана на рис.8.5.б и упрощенная на рис.8.5.в, где сопротивление  $x^{\wedge}$  перенесено в точку 1, где приложена э.д.с.  $E$ .

Ток в цепи 1-2 определяется  $I = E / \sqrt{x^2 + (R/s)^2}$ , где  $x = x_G + x_c + x_s$ .

Предположим, что механический момент двигателя  $M_{мех}$  не зависит от скорости вращения  $M_{мех} = M^* P / (\cos \theta_o + A \cos \theta)$ , где  $\theta_o = 1$ ,  $A \theta \ll \theta_o$ .

$M^* P = I^2 R / s = E^2 - R - s / [(x - s)^2 + R^2] = const (*)$ . Дифференцируя это выражение, и приравняв нулю, получим:  $E^2 - R(R^2 - x^2 - s^2_{кр}) / [R^2 + (x - s_{кр})^2]^2 = 0$ , отсюда  $s_{кр} = R/x$ , подставим это значение в выражение \*, получим

максимальное значение мощности:

$P_m = E^2 / (2x)$ , а напряжение на шинах нагрузки в точке 2' будет:

$$U = I x^2 + (R/s)^2 = E j (x_s - s)^2 + R^2 / j (x - s)^2 + R^2 \quad \text{или}$$

$$U^* = U/E = j(d^2 + s^2) / [d^2 + (1 + \beta^2) s^2], \quad \text{где } d = R/x_s; \quad \beta = (x_G + x_c) / x_s.$$

Таким образом, напряжение на выводах двигателя не остается постоянным при изменении режима двигателей.



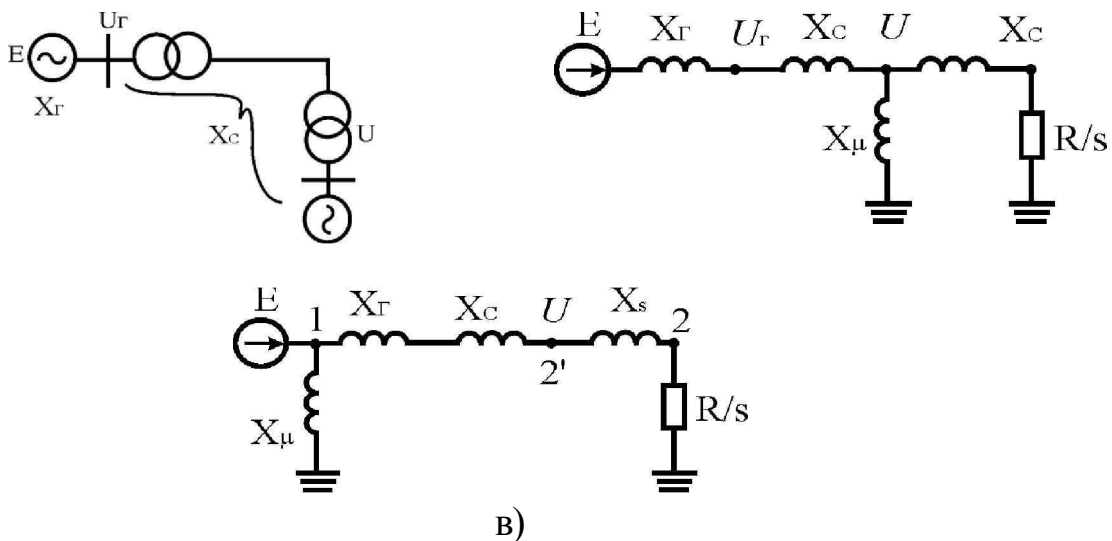


Рис.8.5. а) схема системы; б) схема замещения; в) упрощенная схема замещения системы

Реактивная мощность, поступающая из точки 1 (рис.8.5.в), потребляемая двигателями и сетью, состоит из двух слагающих:  $Q = Q_{il} + Q_s$ , где  $Q_{il} = E^2 / x^{\wedge}$  - мощность, потребляемая ветвью намагничивания  $x^{\wedge}$ ;  $Q_s = I^2 \cdot x = [I^2 \cdot R \cdot s / (R \cdot s)] \cdot x = P(s/R)x = P \cdot s / s_{кр}$  - реактивная мощность рассеяния. Зависимость этих мощностей от э.д.с.  $E$  имеет вид, показанный на рис.8.6.

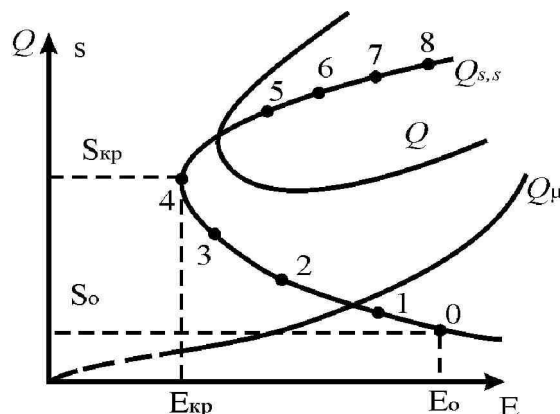
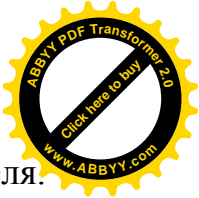
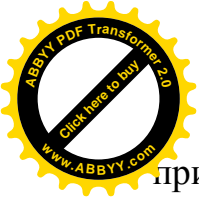


Рис.8.6. Изменение скольжения  $s$  и реактивной мощности  $Q$  при изменении э.д.с.  $E$

Из рисунка видно, что точки 0<sup>3</sup> находятся на ветви характеристики, на которой скольжение  $s$  будет возрастать с уменьшением э.д.с.  $E$ , т.е.  $ds/dE < 0$ . В точке 4  $dP/ds = 0$  - точка экстремума, в которой  $ds/dE = -\infty$ . В точках 5-8 скольжение возрастает с ростом э.д.с.  $E$  и  $ds/dE > 0$ .

Напряжение  $U$  в точке 2 меньше э.д.с.  $E$  и к тому же напряжение  $U$  уменьшается с ростом скольжения и критическое скольжение  $s_{кр} = R/x = R(x_{Г} + x_{с} + x_{с})$  оказывается много меньше, чем у единичного двигателя подключенного к шинам постоянного напряжения  $U = const$ . Отсюда следует, что опрокидывание группы двигателей, питающихся от генератора соизмеримой мощности, может произойти при сравнительно небольших изменениях скольжения и снижениях э.д.с, питающих двигатели, и тем более



при небольших изменениях напряжения  $U$ , зависящего от режима двигателя. Э.Д.С. генератора  $E$  при различных способах регулирования будет различной. В случае нерегулируемого генератора это будет  $E$ ; при АРВ пропорционального действия  $E \propto U$ , при АРВ сильного -  $E \propto U_G$ .

Из характеристик  $Q = f(\Pi)$ , где  $\Pi$  - принятая за независимую переменную величина ( $E, U_G$  или  $U$ ) (рис.8.7) видно, что снижение  $\Pi$ , особенно в зоне, где  $dQ/dE$  отрицательно, приводит к росту реактивной мощности, соответственно к увеличению токов, потребляемых двигателями нагрузки и увеличению потерь напряжения в питающей сети, что еще больше увеличивает потребление реактивной мощности и т.д. Что приводит к резкому лавинообразному снижению напряжения. Этот процесс называется лавиной напряжения.

**Причины возникновения:** недостаточно высокое возбуждение генераторов; увеличение реактивных сопротивлений связи, дефицит реактивной мощности.

Меры предотвращения: устранения причины возникновения лавины напряжения.

### 8.5. Практический критерий (вторичный) статической устойчивости

$dE/dU > 0$  Нагрузка электрических систем обычно состоит из различного рода потребителей электрической энергии и асинхронные двигатели составляют в ней только некоторую, хотя и значительную долю и поэтому определить параметры эквивалентного двигателя затруднительно. Поэтому более удобно вместо критерия устойчивости  $dP/ds > 0$  или эквивалентно ему  $dQ/dU = -co$ ,

воспользоваться вторичным критерием устойчивости  $dE/dU = 0$  (этот критерий предложен П.С.Ждановым). Для схемы (рис.8.7) видно, что при снижении напряжения на шинах двигателя до  $U$ , отвечающего границе

устойчивого режима, производная от эквивалентной э.д.с.  $E_3$  по напряжению проходит через нуль. Таким образом, нарушение устойчивости связано с тремя отношениями:

$$\frac{dE}{dU} = 0; \quad \frac{dQ}{dE} = -co; \quad \frac{dP}{ds} = 0.$$

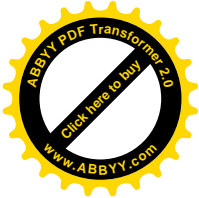
Напряжение на зажимах нагрузки:

$$U = E \cdot \frac{P - x_3}{E_3} + \frac{P - x_3}{E_3} \cdot \frac{dQ}{dE} \cdot \frac{dE}{dU} \quad \text{продифференцируем это}$$

выражение:  $dE/dU = 0 \Rightarrow E^{\wedge} = 1 - (E_3^{\wedge} - Q_3) \cdot \frac{dQ}{dE} \cdot \frac{dE}{dU} = 0$ . Из этого соотношения видно, что при

$$\frac{dE_3}{dU} \rightarrow \infty \quad \text{величина} \quad \frac{dQ}{dE} \rightarrow \infty \quad \text{или} \quad \frac{dP}{ds} > 0 \quad - \text{вторичный критерий}$$

устойчивости.



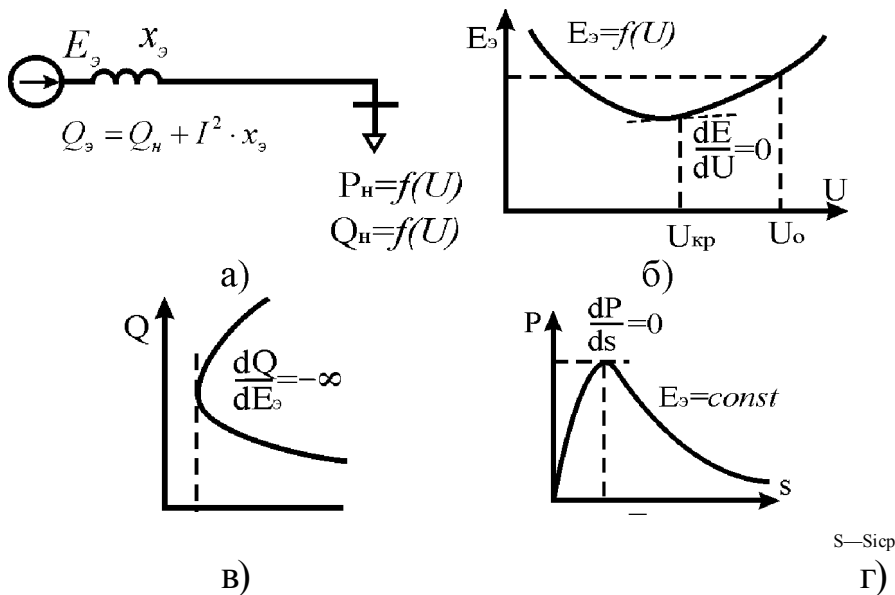


Рис.8.7. Критерии устойчивости нагрузки: а) схема замещения; б) зависимость  $E_3 = f(U)$ ; в) зависимость  $Q = f(U)$ ; г) зависимость  $P = d(s)$

### 8.6. Влияние поперечной емкостной компенсации на статическую устойчивость узла нагрузки

При включении конденсаторов в нагрузку (рис.8.8.а) улучшается  $\cos\varphi$  и обеспечивается поддержание напряжения при изменении режима, но резко ухудшается устойчивость.  $U_k$  - напряжение на конденсаторах,  $x_c$  - их сопротивление). Так как в составе мощности нагрузки появилась отрицательная составляющая  $U_k^2/x_c$  поэтому суммарная кривая  $Y.Q_n$  стала пологой. В свою очередь э.д.с. эквивалентного генератора при включении конденсаторов уменьшается, что приводит к деформации характеристик  $l < Q_r$ . В результате устойчивость уменьшается, т.к.  $U$  увеличивается.

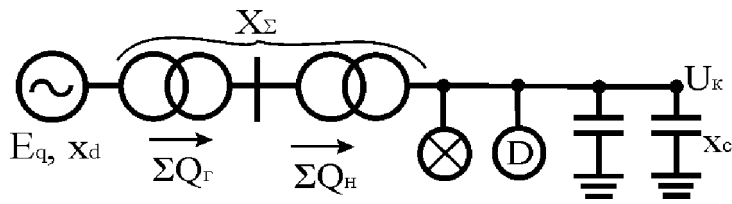


Рис. 8.8. а) устойчивость комплексной нагрузки: схема системы с включением конденсаторов;

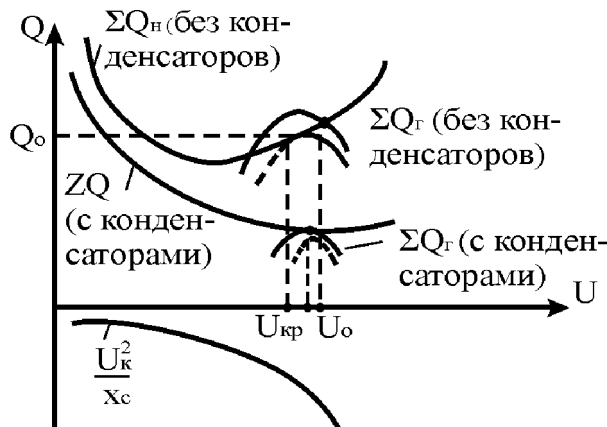
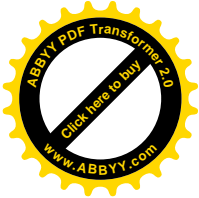
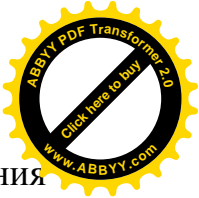


Рис. 8.8. б) устойчивость комплексной нагрузки: влияние конденсаторов на устойчивость нагрузки





Исправить это положение можно, применяя регулирование возбуждения на генераторах и увеличивая в составе нагрузки количество синхронных двигателей с регулированием возбуждения.

### 8.7. Статические характеристики мощности узла нагрузки по напряжению. Регулирующий эффект нагрузки

Статические характеристики активной и реактивной мощности нагрузки имеют вид (рис.8.9) в зависимости от вида нагрузки. Реактивная мощность осветительной нагрузки (лампы накаливания) может быть принята равной нулю. Активная же мощность, под влиянием изменения активного сопротивления ламп, с температурой изменяется примерно пропорционально напряжению в степени 1,6, т.е.  $P = k \cdot U^{1,6}$  (линия 2 рис.8.9). Активная мощность выпрямительной нагрузки и печей сопротивления пропорциональна квадрату напряжения (кривая 3 рис.8.9).

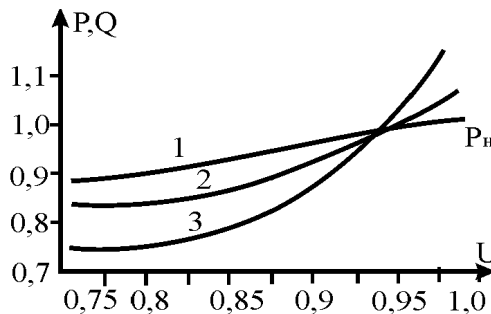


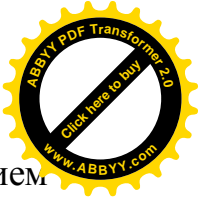
Рис.8.9. Статические характеристики нагрузки

В реальности нагрузка включает разные типы потребителей, и в зависимости от процентного состава различных типов потребителей такой комплексной нагрузки ее статические характеристики существенно изменяются. Практическое применение в расчетах устойчивости находят типовые статические характеристики нагрузки (рис.8.10), полученные для усредненной модели системы электроснабжения потребителей от шин 110 кВ и 10(6) кВ подстанций районных электрических сетей.

Рис.8.10. Типовые статические характеристики комплексной нагрузки

Регулирующий эффект, определяемый по типовым статическим характеристикам, при номинальном напряжении  $U^* = 1$  составляет:

$$\frac{dP}{dU} = 0,6; \quad \frac{dQ}{dU} = 2,3; \quad \frac{dP_n}{dU} = 1,6.$$



**Регулирующий эффект нагрузки** – это явление связанное с уменьшением потребления реактивной мощности нагрузки (в основном асинхронных двигателей) при снижении напряжения на его выводах до некоторого значения  $U_{кр}$ , при этом снижение реактивной мощности уменьшает потери напряжения, и тем самым повышается напряжение на шинах нагрузки.

## Глава 9. Переходные процессы в узлах нагрузки электрических систем при больших возмущениях

Наиболее характерные переходные процессы, относящиеся к большим возмущениям: пуск двигателей, в том числе и самозапуск группы двигателей; преходящие короткие замыкания - самоликвидирующиеся; появление толчкообразных нагрузок, вызывающих резкие толчки тока.

### 9.1. Динамические характеристики элементов нагрузки

Характеристики осветительной нагрузки (рис.9.1): 1 - зависимость  $p = U^2/R_H$  при  $R_H=const$ ; 2 - зависимость при  $P = U^2/R_H$  при  $R_H=f(U)$  лампы накаливания; 3 - зависимость  $R_H = f(U)$ . Реактивную мощность осветительная нагрузка не потребляет.

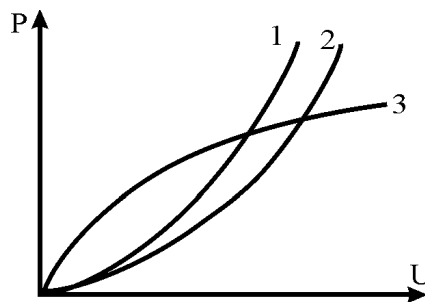
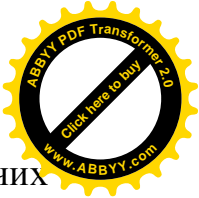
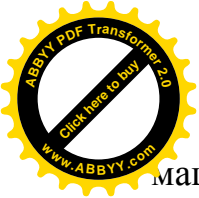


Рис.9.1. Зависимость активной мощности от напряжения для осветительной нагрузки (при изменении напряжения не быстрее чем за 0,2-20,3 с)

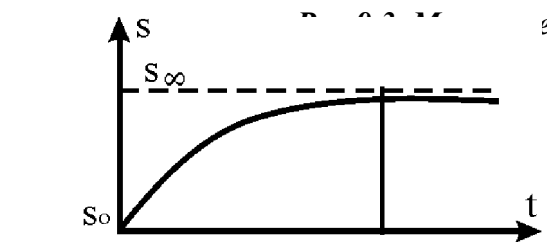
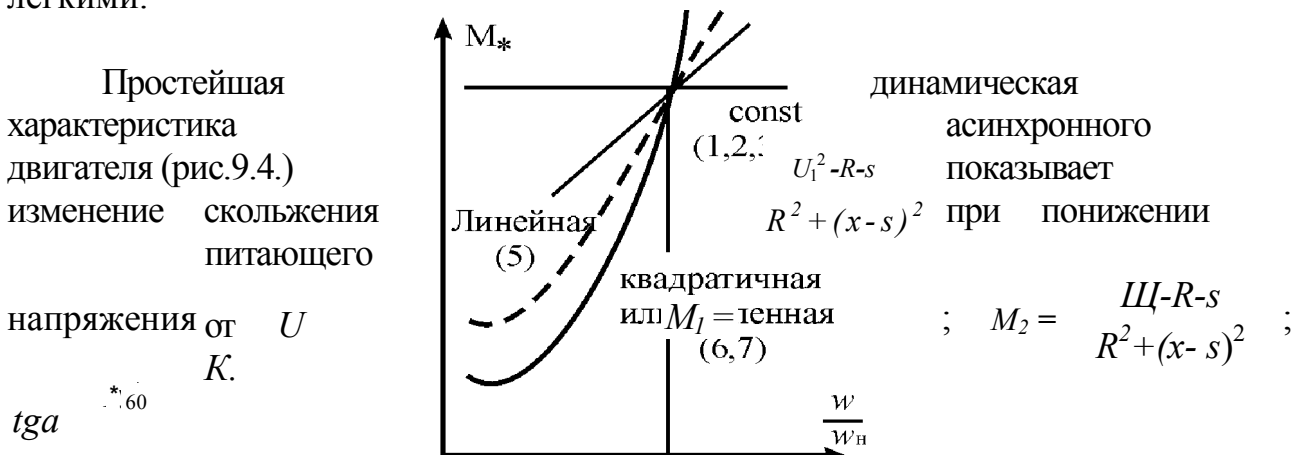
### Рис.9.2. Динамическая характеристика осветительной нагрузки

Активная мощность осветительной нагрузки люминесцентных ламп зависит от частоты, уменьшаясь на 0,5-0,8% с изменением частоты на 1 %, но мало зависит от напряжения. При быстром изменении напряжения характеристики осветительной нагрузки имеют вид на рис.9.2.

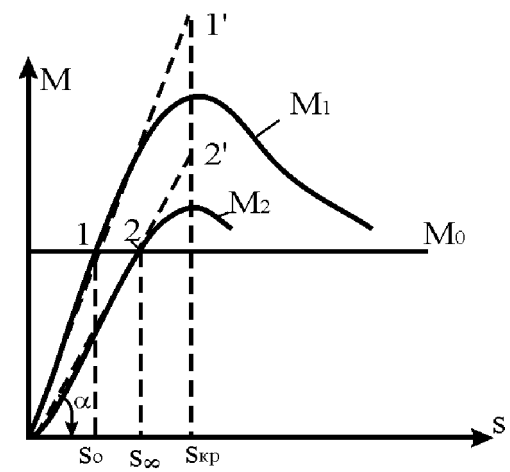
Характеристики асинхронной нагрузки. Активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем в переходных процессах в значительной мере будет определяться мощностью (тормозящим моментом)



машин, приводимых во вращение и их характеристиками  $M = I(\omega)$ . У рабочих машин характеристики можно привести к трем основным видам, показанных на рис. 9.3.; 1 - подъемные краны и т.п. при малом моменте трения (постоянный момент); 2 - подъемный краны и транспортные механизмы с трением; 3 - нереверсивные прокатные станы; 4 - поршневые компрессоры (пуск под нагрузкой), дробилки, валцы в резиновой промышленности; 5 - каландры (в текстильной промышленности); 6 - центробежные насосы и вентиляторы (пуск при открытой задвижке); 7 - то же при закрытой; 8 - поршневые компрессоры, турбокомпрессоры, двигатель - генератор (во всех случаях пуск вхолостую). Характеристики 1,2,3,4 - моменты с тяжелыми условиями пуска; 5,6,7,8 - с легкими.

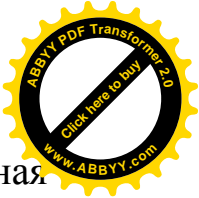


еские характеристики рабочих машин



а) динамические  $s = f(t)$ ; б) статические  $M = f(s)$





Динамические характеристики синхронного двигателя: активная мощность и вращающийся момент синхронной нагрузки изменяются прямо пропорционально величине напряжения:  $P = \{U \cdot I \cdot \cos \delta\}$ ;  $M = P / \omega_0$ .

Синхронный двигатель работает обычно при угле  $\delta_0 = 25^\circ - 30^\circ$  и обладает значительной перегрузочной способностью  $K_{II} = M_{max} / M_0 = 2 \text{ ч } 2,5$ , а у некоторых специальных машин коэффициент перегрузки  $K_{II} = 3 \text{ - } 4$ .

Динамические характеристики комплексной нагрузки. Комплексная нагрузка состоит из осветительной, бытовой нагрузок, двигателей, инверторов и выпрямителей, а также потерь в трансформаторах и кабелях. Ее динамические характеристики приближенно получают из серии статических характеристик и представлены выражениями:

$$AP = \frac{dP}{dU} \cdot AU + \frac{dP}{df} \cdot Af;$$

$$AQ = \frac{dQ}{dU} \cdot AU + \frac{dQ}{df} \cdot Af;$$

" "

$\frac{dP}{dU} = a$ ,  $\frac{dQ}{dU} = \epsilon$ ,  $\frac{dP}{df} = a_f$ ,  $\frac{dQ}{df} = \epsilon_f$  называются регулируемыми эффектами активной и реактивной

мощности нагрузки по напряжению и частоте, взятые от статических или динамических характеристик соответственно.

Обычно  $\epsilon_u = 1,5 - 3,5$ ;  $a_u = 0,3 - 0,95$ ;  $a_f = 1,5 - 3$ ;  $\epsilon_f = 1 - 6$ .

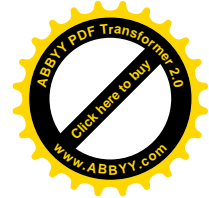
## 9.2. Пуск двигателей

Пуск двигателей - переход двигателей из неподвижного состояния ( $\omega = 0$ ) в состояние вращения с нормальной скоростью ( $\omega = \omega_0$ ) - относится к нормальному переходному процессу.

При пуске двигатель потребляет от источника повышенное количество энергии, что отражается в увеличении пускового тока, кратность которого может составлять от 1,5-2 при реостатном пуске до 5÷8 при пуске двигателей с короткозамкнутым ротором. Большие токи вызывают большой нагрев двигателя.

**Условия пуска** могут быть: легкие, нормальные, тяжелые. При легком пуске требуемый момент в начале вращения двигателя составляет 10-40 % от номинального. Нормальный пуск - 50-70 % от номинального; тяжелый - 100% номинального и выше, к ним относятся компрессоры, дробильные барабаны, различные устройства для перемешивания, а также насосы с открытой задвижкой.

**Схема пуска** (рис.9.5.): автотрансформаторный, реакторный, прямой. Эти схемы используются для пуска как синхронных двигателей, так и асинхронных, только в последнем случае отсутствует последняя стадия - подача возбуждения и втягивание в синхронизм.



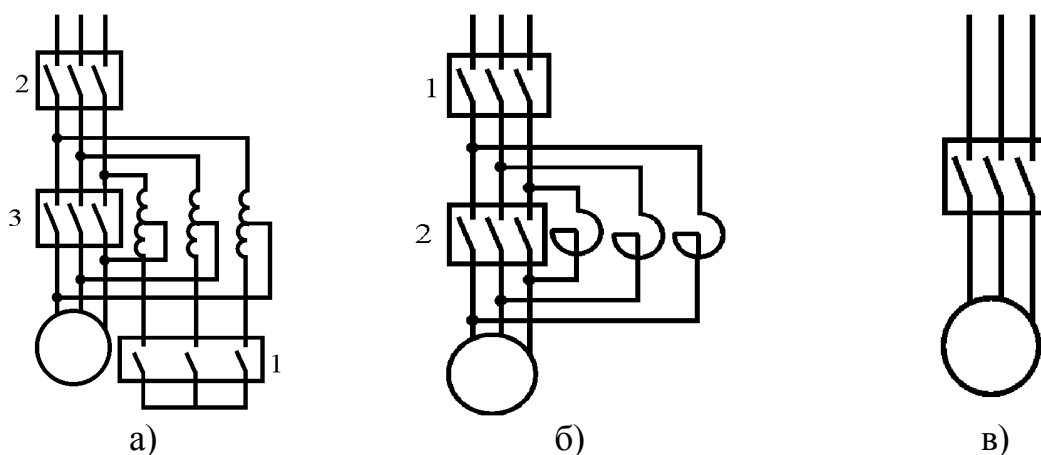


Рис.9.5. а) автотрансформаторный, б) реакторный, в) прямой

1). Автотрансформаторный пуск. При пуске сначала включается нулевой выключатель 1, после чего включается выключатель 2, присоединяющий автотрансформатор к сети. Так как двигатель подключен к пониженному напряжению, то он разгоняется, потребляя сравнительно небольшой ток. После того как двигатель достигает подсинхронной скорости, включается возбуждение и двигатель входит в синхронизм; выключатель 1 отключается и включается шунтирующий выключатель 3, который подает на двигатель нормальное напряжение.

Автотрансформатор довольно дорог и обладает недостатками в эксплуатации, так как создает толчки тока при переключении и иногда служит причиной аварии.

2). Реакторный пуск. Пусковой реактор ограничивает величину пускового тока и снижает напряжение на двигателе при пуске за счет 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, к увеличению напряжения на двигателе. При синхронной скорости двигатель получает возбуждение и входит в синхронизм, после чего выключается пусковой реактор. При этом двигатель оказывается подключенным непосредственно к сети.

3). Прямой пуск. Двигатель включается на полное напряжение сети с помощью выключателя. Вращающий асинхронный момент заставляет двигатель достигнуть подсинхронной скорости, после чего подается возбуждение и он входит в синхронизм. Достоинство: отсутствие сложных пусковых устройств, простота схемы, значительное сокращение времени пуска.

Время пуска можно найти графо-аналитическим методом.

### 9.3. Работа асинхронных двигателей при резкопеременной нагрузке на валу

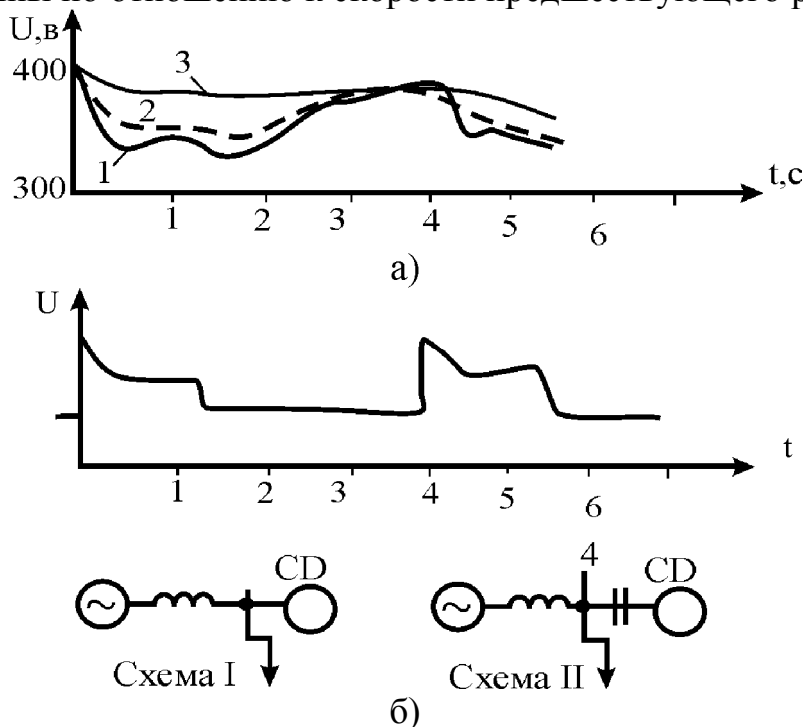
Толчкообразные электрические нагрузки приводят к снижению напряжения в узле нагрузки и изменению фазы этого напряжения по отношению к источнику питания. Колебания напряжения и частоты влияют на работу других потребителей.

Чтобы уменьшить влияние этих толчкообразных нагрузок применяют регуляторы возбуждения, устанавливаемые на генераторах, синхронных компрессорах и двигателях, особенно эффективно регулирование сильного действия.

Для сглаживания колебаний напряжения устанавливают синхронные компенсаторы вблизи места присоединения быстропеременной нагрузки и чем ближе мощность синхронных компенсаторов к мощности системы, тем больший эффект сглаживания. Для еще большего эффекта целесообразно вместо синхронных компенсаторов включить емкость последовательно в цепь синхронных двигателей (рис.9.6) Кривая 1 – в схеме I без сильного регулирования; 2 – в схеме II без сильного регулирования; 3 – в схеме I при сильном регулировании.

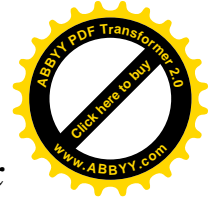
При правильном выборе закона регулирования регуляторов возбуждения сильного действия (реагируют не только на отклонение параметра, но и на его производные) можно практически совершенно устранить колебания напряжения.

Если это не достигается, целесообразно одновременно регулировать первичный двигатель генератора, например: регулировать момент турбины одной из станций системы. Такое регулирование можно осуществить по величине и знаку относительного скольжения, учитывающего изменение скорости турбины по отношению к скорости предшествующего режима.



**Рис.9.6. Изменения напряжения на шинах двигателя при резкопеременной нагрузке на его валу**

Так же можно применять новые источники реактивной мощности, заменяющие синхронные компенсаторы, включаемые в сочетании с реакторами, имеющими плавное автоматическое регулирование (ИРМНЭИ).



#### 9.4. Поведение двигательной нагрузки при коротких замыканиях

При коротких замыканиях исчезает напряжение которое может быть восстановлено автоматическим включением резерва (АВР). За время отсутствия напряжения все двигатели начинают тормозиться, а с его появлением одновременно начинают восстанавливать нормальную работу. Этот процесс называется **самозапуском**.

Самозапуск в отличие от пуска двигателей характерен тем, что: одновременно пускается целая группа электродвигателей, в момент восстановления электроснабжения и начала самозапуска часть двигателей или все вращаются с некоторой скоростью; и это происходит, как правило, под нагрузкой.

Самозапуск будет успешным, если при пониженном напряжении избыточный момент электродвигателей достаточен для доведения механизмов до номинальной скорости, и если за это время нагрев обмоток электродвигателей не достигнет недопустимой величины.

По условиям самозапуска двигатели делятся на две группы: первая - машины с постоянным моментом сопротивления (шаровые мельницы, транспортеры, прокатные станы); вторая - машины, момент сопротивления которых снижается с уменьшением скорости (центробежные насосы, вентиляторы, дымососы, центрифуги).

Первая группа требует, чтобы при самозапуске момент электродвигателя должен быть 0,8-0,9 Мном и время перерыва электроснабжения нужно сокращать, чтобы электродвигатели не успели значительно затормозиться.

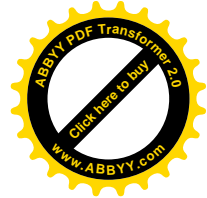
Вторая группа имеет более легкие условия пуска. Чтобы облегчить самозапуск, менее ответственные механизмы отключают. Также если в узле нагрузки имеются синхронные двигатели, то регулировка или форсировка возбуждения этих двигателей позволяет иметь более высокое напряжение при самозапуске.

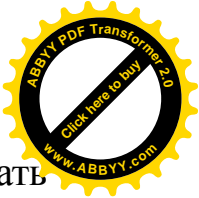
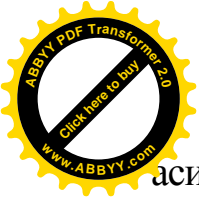
**Самозапуск асинхронных двигателей.** Для выявления возможности самозапуска необходимо проверить, достаточен ли момент вращения электродвигателя для самозпуска при пониженном напряжении, и установить величину дополнительного нагрева двигателя, вызванного удлинением времени разгона. Для этого определяют: выбег за время нарушения электроснабжения; величину напряжения и избыточный момент электродвигателей, время самозапуска и дополнительный нагрев.

Минимально допустимое напряжение на зажимах двигателя определяется из условия возможности осуществления самозапуска:

для механизмов с постоянным моментом сопротивления:  $U^2 \cdot M_{дмин} > 1,1 M_{мех}$ ; для механизмов с вентиляторной характеристикой момента сопротивления  $U^2 - M_{дмакс} > 1,1 M_{мех}$  где  $M_{дмин}$ ,  $M_{дмакс}$  - минимальный и максимальный моменты вращения двигателя соответственно.

**Самозапуск синхронных двигателей.** Если при исчезновении напряжения двигатели не были отключены не выпали из синхронизма, то происходит процесс самозапуска. А если двигатель выпадает из синхронизма, работает как





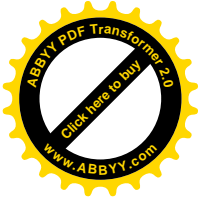
асинхронный со скольжением  $s$ , то процесс самозапуска надо рассматривать как пуск асинхронного двигателя от той промежуточной скорости, до которой успели затормозиться двигатели.

Допустимое снижение напряжения на шинах нагрузки во время самозапуска приблизительно определяется следующими требованиями:

- при совместном питании двигателя и освещения  $U > 0,9$  при частых и длительных пусках;  $U > 0,8-0,85$  - при редких и кратковременных пусках и самозапусках;
- при раздельном питании двигателей и освещения  $U > 0,75-0,8$  независимо от частоты и длительности пусков и самозапусков;
- при люминесцентном освещении  $U > 0,9$ ;
- при питании двигателей через блок-трансформаторы напряжение ограничивается минимальной величиной момента, требуемого для разгона агрегата.

Наиболее тяжелые условия самозапуска оказываются при скольжении 0.02-0.08. Если в этой зоне самозапуск обеспечивается, то в большинстве случаев он будет успешным.

Момент, необходимый для подведения двигателя к критическому скольжению с учетом пониженного при самозапуске напряжения, можно приблизительно определить как:  $M > (0,055M_{Mex.}) / (U^2 S)$







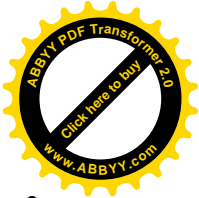
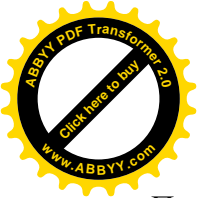
## Основные обозначения U -

напряжение, действующее значение, линейное напряжение.  $U_d$  - продольная составляющая напряжения.  $U_q$  - поперечная составляющая напряжения.  $E$  - э.д.с., действующее значение.  $E_q$  - синхронная э.д.с. (пропорциональна току обмотки возбуждения синхронной машины).  $E_q(0)$  - э.д.с. в момент изменения режима.  $E_{q0}$  - начальное значение э.д.с.  $E_Q$  - фиктивная синхронная э.д.с. явнотермической машины.  $E_{qe}$  - вынужденная э.д.с. (пропорциональна напряжению обмотки возбуждения синхронной машины).  $E'_q$  - переходная э.д.с. (пропорциональна продольному потоку обмотки возбуждения синхронной машины).  $E'$  - переходная э.д.с. (пропорциональна полному потоку ротора).  $I_d$  - продольная составляющая тока синхронной машины.  $I_q$  - поперечная составляющая тока синхронной машины.  $I_a$  - активная составляющая тока.  $I_r$  - реактивная составляющая тока.  $\Phi$  - потокосцепление.  $P$  - активная мощность.  $P_m$  - амплитуда угловой характеристики мощности.  $P_t$  - мощность турбины.  $P_o$  - мощность первичного двигателя (постоянная).  $P_{сн}$  - синхронная активная мощность.  $P_{ас}$  - асинхронная активная мощность.  $Q$  - реактивная мощность.  $Q_s$  - реактивная мощность рассеяния.  $Q_\mu$  - реактивная мощность намагничивания.  $S$  - полная мощность.  $A, W$  - энергия.  $M$  - вращающий момент.  $M_t$  - вращающий момент турбины.  $R, r$  - активное сопротивление.  $X, x$  - реактивное сопротивление.  $X_o$  - реактивное сопротивление на единицу длины.  $X_d$  - синхронное реактивное сопротивление синхронной машины по продольной оси.  $X_q$  - синхронное реактивное сопротивление синхронной машины по поперечной оси.  $X'_d$  - переходное реактивное сопротивление синхронной машины по продольной оси.  $X'_q$  - переходное реактивное сопротивление синхронной машины по поперечной оси.  $X''_d$  - сверхпереходное реактивное сопротивление синхронной машины по продольной оси.  $X''_q$  - сверхпереходное реактивное сопротивление синхронной машины по поперечной оси.  $X_s$  - реактивное сопротивление рассеяния.  $X_\mu$  - реактивное сопротивление намагничивания.  $X_c$  - реактивное сопротивление системы.  $\delta$  - угол сдвига фаз э.д.с. и напряжений.  $\Phi$  - угол сдвига фаз между напряжением и током.  $f$  - частота.  $\omega$  - круговая (циклическая частота).  $\Omega$  - угловая скорость.  $s$  - скольжение.  $T, (\tau)$  - постоянная времени.  $T_J$  - постоянная инерции.



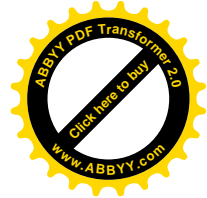
## Литература

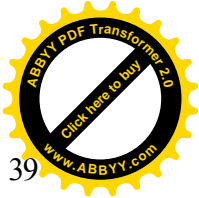
1. В.А. Веников. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970.
2. П.С. Жданов. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Жукова. - М.: Энергия, 1979.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебное пособие для вузов. - М.: Энергия, 1970.
4. Ульянов С.А. Сборник задач по электромагнитным переходным процессам в электрических системах: учебник для вузов. - М.: Энергия, 1968.
5. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П.Крючков, В.А.Старшинов, Ю.П.Гусев, М.В. Пираторов; под ред. И.П. Крюčkова. - М.: Издательский дом МЭИ, 2008 – 416 с.: ил.
6. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. - М.: Изд-во стандартов, 1985.
7. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 2007.
8. ГОСТ 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1993.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания / И.П.Крючков, АА. Васильев, А.П.Долин и др. - М.: Моск. энерг. ин-т, 1975.



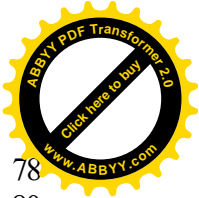
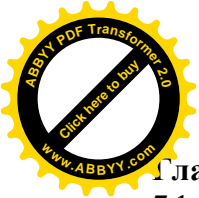
## Содержание

Предисловие.....	3
<b>Глава 1. Основные понятия и определения теории электромеханических переходных процессов</b>	<b>4</b>
1.1. Основные понятия об электроэнергетических системах и переходных процессах.....	4
1.2. Классификация режимов и задачи управления ими.....	4
1.3. Переходные процессы ЭЭС, их классификация по времени протекания.....	6
1.4. Основы математического описания различных переходных процессов.....	7
1.5. Статическая и динамическая устойчивость ЭЭС.....	7
<b>Глава 2. Уравнения электромагнитного переходного процесса СГ</b>	<b>8</b>
2.1. Уравнения переходных процессов синхронного генератора и угловые характеристики мощности системы станция -электропередача - шины бесконечной мощности.....	8
2.2. Уравнения электромагнитных переходных процессов в обмотке статора синхронного генератора, их особенности.....	10
2.3. Преобразование Парка - Горева.....	11
2.4. Упрощение уравнений Парка-Горева при анализе электромеханических переходных процессов.....	12
2.5. Представление генератора как элемента электрической цепи ЭДС $E_q$ и $E_D$ .....	13
2.6. Уравнение электромагнитного переходного процесса в обмотке возбуждения генератора.....	15
2.7. ЭДС генератора.....	15
2.8. Уравнение механического движения ротора генератора.....	16
2.9. Векторная диаграмма и угловые характеристики мощности простейшей системы.....	17
2.10. Область существования и область статических режимов.....	19
2.11. Практический критерий статической устойчивости.....	20
<b>Глава 3. Динамическая устойчивость электроэнергетической системы</b>	<b>21</b>
3.1. Задачи исследования динамической устойчивости. Допущения, применяемые в этих исследованиях.....	21
3.2. Способ площадей.....	21
3.3. Определение максимального угла вылета ротора $\delta_{\max}$ .....	24
3.4. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.....	25
3.5. Определение коэффициента запаса динамической устойчивости.....	26
3.6. Первый интеграл уравнения движения (определение $A_{\text{ю}}(5)$ ).....	27
3.7. Определение второго интеграла уравнения движения для случая разрыва связи генератора с системой.....	28
3.7.1. Определение предельного времени отключения 3-х фазного короткого замыкания.....	30
3.8. Применение способа площадей для системы «станция - станция».....	30
3.9. Область применения способа площадей.....	33
3.10. Основы методов численного интегрированных нелинейных дифференциальных уравнений.....	34
3.11. Метод последовательных интервалов.....	35
3.12. Развитие метода последовательных интервалов на сложную ЭЭС.....	37
3.13. Расчет методом последовательных интервалов динамической устойчивости простейшей ЭЭС при учете электромагнитных переходных процессов в обмотке возбуждения генератора.....	38





3.14. Действие релейной форсировки возбуждения .....	39
<b>Глава 4. Статическая устойчивость ЭЭС</b>	
4.1. Определение устойчивости по Ляпунову, теорема Ляпунова .....	41
4.2. Линеаризация дифференциальных уравнений переходных процессов .....	42
4.3. Характеристическое уравнение, его корни .....	43
4.4. Необходимые и достаточные условия статической устойчивости .....	44
4.5. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС при постоянстве синхронной $3\mathcal{L}(E_q\text{-const})$ .....	44
4.5.1. Влияние демпферного момента на условия статической устойчивости простейшей системы при $E_q\text{-const}$ .....	47
4.6. Анализ статической устойчивости нерегулируемой ЭЭС при учете электромагнитных переходных процессов в обмотке возбуждения генератора .....	47
4.7. Возможные виды нарушения статической устойчивости и меры по их предотвращению .....	50
4.7.1. Сползание .....	50
4.7.2. Самовозбуждение .....	51
4.7.3. Параметрическое самораскачивание .....	54
4.8. Требования к регулированию возбуждения генераторов электростанций .....	54
4.9. Ручное регулирование возбуждения, его влияние на режимные характеристики и условия статической устойчивости .....	55
4.10. Принципиальная схема автоматического регулятора возбуждения пропорционального действия, принцип статического регулирования .....	55
4.11. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС и АРВ пропорционального действия, ограничения на коэффициент усиления по напряжению .....	58
4.12. Стабилизирующая обратная связь с АРВ п.д. ....	61
4.13. Условия статической устойчивости простейшей ЭЭС при АРВ, реагирующем на отклонение напряжения и первую производную угла ротора генератора .....	62
4.14. Законы регулирования АРВ сильного действия .....	63
<b>Глава 5. Изменение частоты и мощности в ЭЭС</b>	
5.1. Причины и характер изменений частоты в ЭЭС .....	65
5.2. Требования к частоте как к общесистемному показателю качества электроэнергии ....	65
5.3. Виды регулирования первичных двигателей .....	66
5.4. Статистические характеристики нерегулируемых и регулируемых первичных двигателей .....	67
5.5. Динамические характеристики частоты в системе .....	69
5.6. Лавина частоты и способы ее предотвращения .....	70
<b>Глава 6. Асинхронные режимы в ЭЭС.</b>	
6.1. Общая характеристика асинхронных режимов и задачи их исследования .....	71
6.2. Причины возникновения асинхронного режима. Результирующая устойчивость .....	72
6.3. Представление элементов электрической системы при расчетах асинхронных режимов .....	74
6.4. Процесс выпадения из синхронизма и появления асинхронного хода. Условия ресинхронизации .....	75
6.5. Процесс ресинхронизации синхронных генераторов, работающих в асинхронном режиме при скорости, больше синхронной .....	77



**Глава 7. Мероприятия по обеспечению устойчивости ЭЭС**

78

7.1. Улучшение характеристик основных элементов электрических систем..... 80

7.1.2. Трансформаторы..... 84

7.1.3. Выключатели..... 84

7.1.4. Линии электропередач..... 85

7.2. Дополнительные устройства для улучшения устойчивости..... 86

7.2.1. Включение сопротивления в заземляющую нейтраль трансформатора..... 86

7.2.2. Установки для электрического торможения генераторов во время аварии..... 87

7.2.3. Специальные устройства регулирования турбин..... 88

7.3. Мероприятие режимного характера..... 88

7.3.1. Влияние схемы системы..... 88

7.3.2. Разделение электрических систем как средство сохранения динамической устойчивости..... 89

7.3.3. Влияние резерва мощности и ее распределение в системе на переходные процессы и устойчивость..... 90

7.3.4. Отключение части генераторов или реакторов как средство повышения устойчивости..... 90

**Глава 8. Переходные процессы в узлах нагрузки электрических систем при малых изменениях режима**

91

8.1. Уравнение движения и схема замещения асинхронного двигателя..... 91

8.2. Практический критерий статической устойчивости асинхронного двигателя..... 92

8.3. Влияние внешнего сопротивления на критическое скольжение и мощность асинхронного двигателя..... 93

8.4. Лавина напряжения и средства ее предотвращения..... 94

8.5. Практический критерий (вторичный) статической устойчивости  $dEI dU > 0$ ..... 96

8.6. Влияние поперечной емкостной компенсации на статическую устойчивость узла нагрузки..... 97

8.7. Статические характеристики мощности узла нагрузки по напряжению. Регулирующий эффект нагрузки..... 98

**Глава 9. Переходные процессы в узлах нагрузки электрических систем при больших возмущениях**

99

9.1. Динамические характеристики элементов нагрузки..... 99

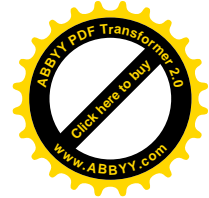
9.2. Пуск двигателей..... 101

9.3. Работа асинхронных двигателей при резкопеременной нагрузке на валу..... 102

9.4. Поведение двигательной нагрузки при коротких замыканиях..... 104

Основные обозначения..... 106

Список литературы..... 107



Тех. редактор **Курманалиев Б.К.**

Подписано к печати 13.04.2012 г. Формат бумаги 60x84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Бумага офс. Печать офс. Объем 7,05 п.л. Тираж 50 экз. Заказ  
150. Цена 102,6 с. Бишкек, ул. Сухомлинова, 20. ИЦ “Текник”  
КГТУ, т.: 54-29-43

E-mail: beknur

