

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Воронежский государственный
технический университет»

Н. В. Ситников, С. А. Горемыкин, Е. Л. Савельева

УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Воронеж 2019

УДК 621.31(075.8)

ББК 31я7

С412

Рецензенты:

*кафедра электроэнергетики Международного института
компьютерных технологий, г. Воронеж*

(зав. кафедрой канд. техн. наук, доцент П. Ю. Беляков);

канд. техн. наук, доцент Д. Г. Козлов

Ситников, Н. В.

Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые и граф. данные (2,0 Мб) / Н. В. Ситников, С. А. Горемыкин, Е. Л. Савельева. – Воронеж: ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2019. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM): цв. – Систем. требования: ПК 500 и выше; 256 Мб ОЗУ; Windows XP; SVGA с разрешением 1024x768; Adobe Acrobat; CD-ROM дисковод; мышь. – Загл. с экрана.

С412

ISBN 978-5-7731-0822-1

В учебном пособии рассмотрены следующие вопросы: понятие об электромеханических переходных процессах, определяющих устойчивость работы электроэнергетических систем; методы анализа статической и динамической устойчивости синхронных генераторов и узлов нагрузки; особенности работы отдельных синхронных машин и частей электроэнергетической системы в асинхронном режиме; основные мероприятия повышающие устойчивость электроэнергетических систем.

Издание предназначено для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Ил. 72. Табл. 1. Библиогр.: 7 назв.

УДК 621.31(075.8)

ББК 31я7

*Издается по решению учебно-методического совета
Воронежского государственного технического университета*

ISBN 978-5-7731-0822-1

© Ситников Н. В., Горемыкин С. А.,
Савельева Е. Л., 2019

© ФГБОУ ВО «Воронежский
государственный технический
университет», 2019

ВВЕДЕНИЕ

Издание предназначено для обучающихся по программе магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и изучающих дисциплину «Устойчивость электроэнергетических систем».

Учебное пособие составлено по материалам источников указанных в библиографическом списке.

Пособие включает шесть глав, заключение и библиографический список.

В первой главе представлены основные понятия и определения, используемые в материале учебного пособия.

Во второй главе рассматриваются электромеханические переходные процессы, проходящие в нормальном режиме и определяющие статическую устойчивость электроэнергетической системы.

В третьей главе даётся описание динамической устойчивости электроэнергетической системы определяемой для аварийных режимов.

Четвертая глава показывает, как влияют электромеханические переходные процессы на устойчивость работы узлов нагрузки электроэнергетической системы.

В пятой главе определены основные закономерности работы электроэнергетической системы в асинхронном режиме.

Материал шестой главы даёт информацию о способах воздействия на электромеханические переходные процессы с целью повышения устойчивости электроэнергетической системы.

Кроме того, каждая глава содержит контрольные вопросы.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В соответствии с действующими Правилами Устройства Электроустановок:

«*Энергетической системой (энергосистемой)* называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения 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.

Основные (силовые) элементы — генерирующие агрегаты электростанции (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 электропередачи, по которым передают электроэнергию на расстояние; коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители -и пр.) предназначена для изменения схемы системы, отключения поврежденных элементов и т. д.

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

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

Состояние ЭЭС на заданный момент или период времени называют *режимом ЭЭС*. Режим характеризуется количественными показателями, которые называются *параметрами режима*. К ним относятся значения мощности, напряжения, частоты, тока, ЭДС и т.д. Параметры режима связаны между собой зависимостями, в которые входят параметры системы.

Параметры ЭЭС – это показатели, количественно определяющиеся физическими свойствами элементов системы, схемой их соединения, а также расчетными данными. К параметрам системы относятся сопротивления и проводимости элементов, коэффициенты трансформации, постоянные времени и т.д.

Как пример рассмотрим следующие выражения:

$$P = \frac{U^2}{R}; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X,$$

где $P, U, Q, \Delta Q$ - параметры режима;
 R, X - параметры системы.

Режим ЭЭС может быть установившемся или переходным, нормальным или аварийным. Причины, вызывающие изменение параметров режима, называются *возмущающими воздействиями (возмущениями)*.

Различают следующие виды режимов ЭЭС:

- *нормальный установившейся режим*, является основным, в таких режимах ЭЭС работает большую часть времени, что обусловлено её основной задачей обеспечение экономичного и надежного электроснабжения потребителей без перегрузки основного оборудования системы, при заданном качестве электроэнергии;

- *утяжелённый установившейся режим*, характеризуется меньшей надёжностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов, и возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование таких режимов не желательно, так как увеличивается вероятность аварийных ситуаций;

- *нормальный переходной режим*, во время которого ЭЭС переходит от одного нормального рабочего состояния к другому;

- *аварийный переходной режим* обусловлен возникновением аварийных ситуаций, при которых скорости изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при эксплуатации ЭЭС;

- *аварийный установившейся режим*, при котором не обеспечивается снабжение всех потребителей или (и) параметры режима не находятся в установленных допустимых пределах. В таких режимах требуется устранение аварийных ситуаций;

- *послеаварийный установившейся режим*, при котором обеспечивается возврат системы к нормальному функционированию.

Строго говоря, понятие установившегося режима в ЭЭС условно, так как в системе всегда существует переходный режим, обусловленный случайными колебаниями нагрузки. Установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима агрегатов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

При решении практических вопросов в области электроэнергетики всё многообразие режимов, как правило, не рассматривается. Исследуются те режимы, которые непосредственно относятся к решаемой задаче. В данной дисциплине основное внимание уделяется нормальным и аварийным переходным режимам.

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

— *волновые переходные процессы* (1 — 100 мкс);

— *электромагнитные переходные процессы* (10—500 мс);

— *электромеханические переходные процессы* (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.

В подавляющем большинстве случаев эти переходные процессы рассматриваются отдельно, чем упрощается их математическое описание. Раздельное рассмотрение переходных процессов обусловлено различной скоростью их протекания.

При рассмотрении волновых переходных процессов элементы ЭЭС представляются в виде систем с распределенными параметрами, при этом не учитывают изменение скорости вращения электрических машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны.

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

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

Задача данного курса — изучение электромеханических переходных процессов. Данные процессы происходят в ЭЭС как при выработке электроэнергии, так и при её потреблении.

В первом случае эти процессы связаны с нарушением баланса механических моментов (моментов) турбин и электромагнитных моментов (моментов) генераторов, что приводит к изменению взаимных положений роторов генераторов, параллельно работающих в ЭЭС.

Во втором случае нарушается баланс между электромагнитным моментом двигателя и механическим моментом сопротивления приводного механизма.

В общем виде физическая сущность электромеханического переходного процесса при выработке электроэнергии заключается в следующем. В установившемся режиме на валу каждого агрегата (турбина-генератор) обеспечивается баланс вырабатываемой и отдаваемой активной мощности: $P_{ген} = P_{турб}$, и все агрегаты работают с одинаковой частотой вращения. Углы между векторами ЭДС генераторов работающих параллельно в системе 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 переходный процесс, сопровождающийся изменением углов между векторами ЭДС генераторов.

Длительность и интенсивность электромеханического переходного процесса зависит 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. Малые возмущения, вызываемые случайными колебаниями нагрузок, отвечают установившимся режимам ЭЭС. Если рассматриваемая система имеет необходимый запас устойчивости, а сред-

ства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) настроены правильно, то малые возмущения не могут вызвать существенных нарушений режима, и устойчивость сохраняется.

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

Естественную опасность для устойчивой работы ЭЭС представляют большие возмущения. Эти возмущения вызывают электромеханические переходные процессы, сопровождающиеся резкими изменениями электромагнитных моментов на валах параллельно работающих агрегатов. Причинами таких переходных процессов являются следующие события:

- короткие замыкания;
- обрывы цепи;
- отключение (включение) ЛЭП, трансформаторов, реакторов и т. д.;
- отключение генераторов или крупных узлов нагрузки.

Таким образом, в данной дисциплине основное внимание уделяется влиянию электромеханических переходных процессов на устойчивость совместного движения роторов электрических машин объединённых в параллельную работу электрическими связями в электроэнергетических системах.

Контрольные вопросы

1. Чем отличается электроэнергетическая система от энергетической?
2. Как классифицируются элементы, входящие в состав ЭЭС?
3. Что понимается под режимом ЭЭС и чем он характеризуется?
4. Приведите пример взаимосвязи параметров режима и параметров ЭЭС.
5. Назовите и охарактеризуйте установившиеся режимы ЭЭС.
6. Назовите и охарактеризуйте переходные режимы ЭЭС.
7. Почему понятие установившегося режима ЭЭС считается условным?
8. Какие переходные процессы входят в переходной режим ЭЭС?
9. Укажите основные допущения, вводимые при рассмотрении переходных процессов проходящих в ЭЭС.
10. Поясните физическую сущность электромеханического переходного процесса проходящего в ЭЭС при выработке электроэнергии.
11. Что понимают под «малыми» возмущениями, какое влияние они могут оказать на работу ЭЭС?
12. Что понимают под «большими» возмущениями, каковы причины их возникновения в ЭЭС?

2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

2.1. Уравнение движения ротора генератора

Как было указано в первой главе, электромеханические переходные процессы приводят к изменению скоростей вращения роторов электрических машин, работающих параллельно в ЭЭС. Поэтому изучение данных переходных процессов целесообразно начать с одного из основных уравнений, уравнения движения ротора синхронного генератора.

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

$$\begin{aligned} J_0 \alpha &= \Delta M; \\ \Delta M &= M_T - M_C - M_{ЭМ}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где J_0 , α – соответственно, момент инерции и угловое ускорение вращающейся части энергоагрегата (ротора турбины, вала и ротора генератора);

ΔM – небаланс моментов, действующих на вал;

M_T – вращающий момент, создаваемый турбиной;

M_C – момент сопротивления, обусловленный трением в подшипниках и сопротивлением охлаждающей среды;

$M_{ЭМ}$ – электромагнитный момент, обусловленный электрической нагрузкой генератора и отражающий взаимодействие между электромагнитными системами статора и ротора.

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

$$\Delta M = M_T - M_{ЭМ}. \quad (2.2)$$

С учётом того что $\alpha = d\omega/dt$,

где ω – угловая скорость, запишем уравнение движения ротора как

$$J_0 \frac{d\omega}{dt} = \Delta M. \quad (2.3)$$

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

$$\frac{J_0 \omega_0}{S_{ном}} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{ном}} = \Delta M_*. \quad (2.4)$$

При дальнейших преобразованиях из (2.4) следует:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{J_0 \omega_0^2}{S_{ном}} \frac{d\omega}{dt} = \Delta M_*; \quad (2.5)$$

$$\frac{1}{\omega_0} T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta M_*; \quad (2.6)$$

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*, \quad (2.7)$$

где ω_0 – синхронная частота, $T_j = \frac{J_0 \omega_0^2}{S_{\text{ном}}}$ – постоянная инерции ротора (вращающейся части агрегата), имеющая размерность времени и численно равная промежутку времени, в течение которого ротор разгоняется из состояния покоя до номинальной скорости вращения под действием номинального вращающего момента.

Введём базисную единицу времени $t_{\text{баз}}$ и после несложных преобразований из (2.7) получим:

$$\frac{t_{\text{баз}}}{t_{\text{баз}}} T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*, \quad (2.8)$$

$$T_{j*} \frac{d\omega_*}{dt_*} = \Delta M_*. \quad (2.9)$$

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

$$t_{\text{баз}} = \frac{1}{\omega_0} = \frac{1}{314} [\text{с}] = 1 [\text{рад}]. \quad (2.10)$$

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

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

$$\Delta P = P_T - P. \quad (2.11)$$

Связь между этими небалансами в системе относительных единиц выражается соотношением

$$\Delta M_* = \Delta P_* \frac{1}{\omega_*} = \Delta P_* \frac{1}{1 + \Delta \omega_*}, \quad (2.12)$$

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

Составляющей $\Delta \omega_*$ как правило, пренебрегают из-за её малой величины ($\Delta \omega_* = 0,01 \dots 0,02$), а уравнение (2.9) записывается без явных признаков принадлежности к системе относительных единиц (без звёздочек) в виде

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = \Delta P. \quad (2.13)$$

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

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt^2}, \quad (2.14)$$

где угол θ отсчитывается от неподвижной оси, которую совмещают, как правило, с магнитной осью статорной обмотки фазы А (рис. 2.1).

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

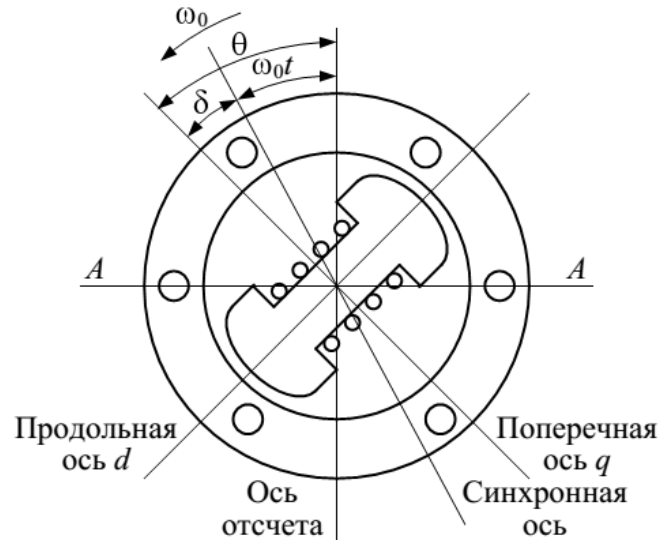


Рис. 2.1. Параметры движения ротора генератора

Связь между углами θ и δ определяется функцией

$$\Theta = \omega_0 t + \delta, \quad (2.15)$$

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

Двойное дифференцирование функции (2.15) приводит к равенству

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.16)$$

или, согласно (2.14), к равенству

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (2.17)$$

При подстановке правых частей выражений (2.11) и (2.17) в уравнение движения ротора генератора (2.13) это уравнение принимает окончательную (основную) форму

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{ЭМ}, \quad (2.18)$$

где все составляющие представлены в системе относительных единиц:

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

В практических расчётах это уравнение используется и в других формах (таблица), различающихся тем, что некоторые или все его составляющие выражены в именованных единицах [1].

Формы уравнения движения ротора генератора

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

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

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

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

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

2.2. Понятие о статической устойчивости

Под устойчивостью электроэнергетической системы, т.е. параллельно работающих станций и нагрузок, понимается устойчивость режима системы. *Режим ЭЭС устойчив, если после какого-либо возмущения параметры режима – токи, напряжения, углы между ЭДС генераторов и т.д., самопроизвольно, т.е. без вмешательства обслуживающего персонала, возвращаются к значениям исходного режима или принимают значения нового установившегося режима.*

Аварии с нарушением устойчивости параллельной работы являются по своим последствиям наиболее тяжелыми системными авариями, так как сопровождаются прекращением электроснабжения большого числа потребителей, а восстановление параллельной работы и питания электроэнергией потребителей занимает много времени. Устойчивость режима системы служит одним из наиболее важных показателей его надежности.

Для того, чтобы иметь возможность судить об устойчивости системы необходимо уметь исследовать электромеханические переходные процессы, возникающие в системе при различного рода возмущениях.

Профессор В.А. Веников предложил следующую классификацию электро-механических переходных процессов в электрических системах [2]:

первая группа – переходные процессы при малых отклонениях мощности и малых изменениях скорости;

вторая группа – переходные процессы при больших отклонениях мощности и малых изменениях скорости;

третья группа – переходные процессы при больших отклонениях мощности и больших изменениях скорости.

Исследование переходных процессов первой группы позволяет судить об устойчивости системы при малых возмущениях, т.е. о *статической устойчивости системы*; исследование переходных процессов второй группы позволяет решить вопрос о том, будет ли устойчива система при каком-либо большом возмущении, например, коротком замыкании, т.е. о *динамической устойчивости системы*; и, наконец, исследование переходных процессов третьей группы позволяет узнать, будет ли восстановлена синхронная работа после выпадения из синхронизма и кратковременного асинхронного хода отдельной станции или части системы, т.е. судить о *результатирующей устойчивости системы*.

Понятия статической, динамической и результирующей устойчивости рассмотрим отдельно.

Под статической устойчивостью ЭЭС, в соответствии с приведенным выше определением устойчивости, понимается способность системы самопроизвольно восстанавливать исходный режим после малого возмущения.

Чтобы судить о статической устойчивости системы нужно исследовать характер электро-механического переходного процесса, который возникает в системе при малом возмущении. В качестве исходного режима принимается нормальный установившийся режим.

Электро-механический процесс будем анализировать при следующих допущениях:

1) не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (трансформаторы, реакторы, ЛЭП);

2) рассматриваются неявнополюсные генераторы ($x_d = x_q$);

3) не учитываются активные сопротивления статоров генераторов, трансформаторов, ЛЭП;

4) не учитывается емкостная проводимость ЛЭП (предполагается, что она полностью скомпенсирована шунтирующими реакторами);

5) не учитываются демпферные контуры генераторов.

Рассмотрим простейшую схему электропередачи (рис. 2.2.), в которой генератор работает через трансформатор и линию электропередачи на шины системы, мощность которой настолько велика по сравнению с мощностью рассматриваемой электропередачи, что напряжение на ее шинах можно считать неизменным по величине и фазе при любых режимах работы электропередачи.

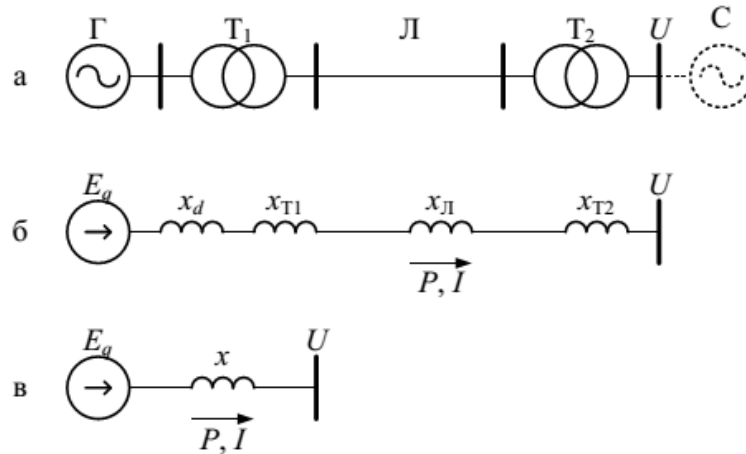


Рис. 2.2. Принципиальная схема электропередачи а) схемы замещения – полная; б) эквивалентная; в) $x = x_d + x_{m1} + x_l + x_{m2}$

Исследовать характер электромеханического переходного процесса удобно с помощью угловой характеристики синхронного генератора

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

где P – электромагнитная мощность генератора;

δ – угол сдвига по фазе между вектором синхронной ЭДС генератора E_q и вектором напряжения на шинах приемной системы U .

Угловую характеристику можно получить из векторной диаграммы нормального установившегося режима работы данной электропередачи (рис. 2.3).

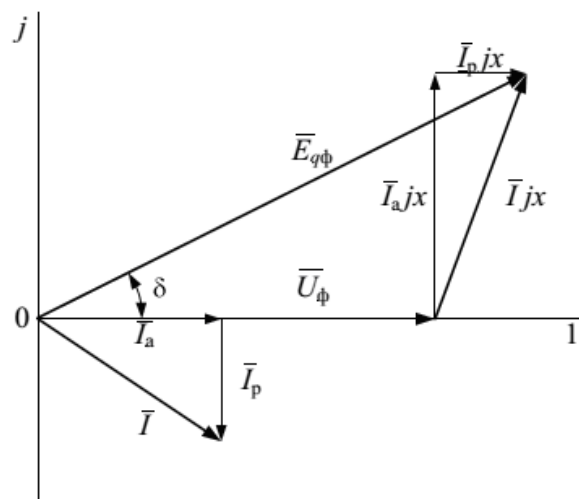


Рис. 2.3. Векторная диаграмма нормального установившегося режима простейшей ЭЭС

На диаграмме выделены активная I_a и реактивная I_p составляющие тока I и, соответственно, показаны продольная $I_p jx$ и поперечная $I_a jx$ составляющие падения напряжения $I jx$ на эквивалентном сопротивлении x . ЭДС E_q и напряжение U_ϕ представлены фазными величинами.

Из диаграммы следует равенство

$$I_a x = E_{q\phi} \sin \delta \quad (2.19)$$

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

$$3U_\phi I_a = \frac{3E_{q\phi}U_\phi}{x} \sin \delta = \frac{E_q U}{x} \sin \delta, \quad (2.20)$$

где E_q, U – линейные величины.

Так как $3U_\phi I_a = P$, то последнее выражение запишется в виде

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \delta. \quad (2.21)$$

Полученная формула определяет угловую характеристику синхронного генератора. Из (2.21) следует, что для передачи активной мощности через индуктивное сопротивление необходимо, чтобы ЭДС генератора опережала напряжение приемной системы. Полученная формула справедлива и для синхронного двигателя при этом вектор напряжения должен опережать ЭДС двигателя. Изобразим полученную для генератора синусоидальную зависимость графически (рис. 2.4.).

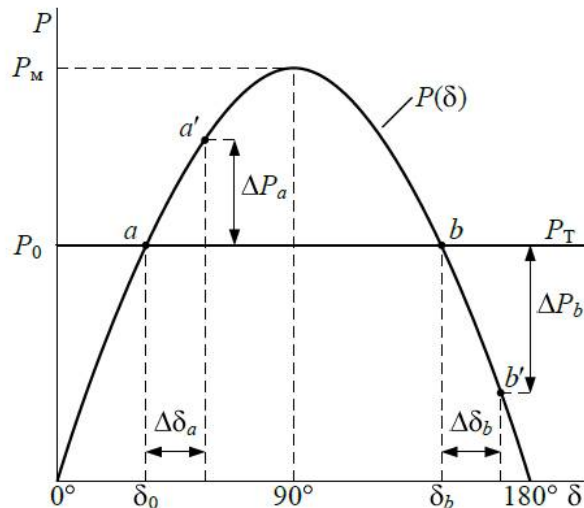


Рис. 2.4. Угловая характеристика генератора

Наибольшая мощность, которая может быть передана генератором в систему при постоянстве напряжения на её шинах, носит название *идеального предела мощности*. В данном случае при неизменной синхронной ЭДС генератора E_q , т.е. при отсутствии автоматического регулирования возбуждения генератора, идеальный предел равен:

$$P_m = \frac{E_q U}{x} \sin 90^\circ = \frac{E_q U}{x}. \quad (2.22)$$

Как уже отмечалось, статическая устойчивость определяется электромеханическими переходными процессами, проходящими в нормальном установившемся режиме ЭЭС при малых возмущениях (случайных колебаниях нагрузки). В любом установившемся режиме должно иметь место равновесие между мощностью первичного двигателя (турбины) и генератора. Такое равновесие

возможно лишь при мощности турбины меньшей предельной P_m . В качестве допущения будем считать, что за время переходного процесса мощность турбины остаётся постоянной $P_T = const$. Это допущение справедливо, так как параметры режима изменяются на малые величины и регуляторы турбины в работу не вводятся. На графике данная мощность изображается прямой линией параллельной оси абсцисс. При этом каждому значению мощности турбины в исходном режиме P_o соответствуют две точки равновесия на угловой характеристике мощности генератора и, следовательно, два значения угла - δ_a , δ_b (рис. 2.4.). Однако устойчивый режим работы возможен лишь в точке a . Режим же в точке b неустойчив и длительно существовать не может. Показать это можно, рассмотрев характер движения ротора генератора при небольшом отклонении от точек равновесия.

Предположим, что вследствие небольшого возмущения угол генератора δ_a увеличился на $\Delta\delta$. Этому соответствует переход рабочей точки на угловой характеристике из a в a' и увеличение мощности генератора на ΔP_a , т.е. положительному приращению угла соответствует положительное приращение мощности. Принимая мощность турбины постоянной, можно видеть, что в результате изменения мощности генератора равновесие моментов турбины и генератора нарушено и на валу агрегата возникает тормозящий момент, так как мощность генератора больше мощности турбины.

Под влиянием тормозящего момента ротор генератора начинает замедляться, что обуславливает перемещение связанного с ротором вектора ЭДС генератора E_q в сторону уменьшения угла δ . В результате уменьшения угла вновь восстанавливается исходный режим работы в точке a , и, следовательно, этот режим должен быть признан статически устойчивым.

Совершенно иной получается картина в точке b . Здесь положительное приращение угла $\Delta\delta$ сопровождается не положительным, а отрицательным изменением мощности генератора ΔP . В результате мощность турбины становится больше мощности генератора, что вызывает появление ускоряющего момента, под влиянием которого угол δ не уменьшается, а возрастает. С ростом угла мощность генератора продолжает падать, что обуславливает дальнейшее увеличение угла и т.д. Процесс протекает прогрессивно, и генератор выпадает из синхронизма, т.е. режим работы в точке b статически неустойчив.

Сказанное о точке a справедливо для любой точки на возрастающей части угловой характеристики, т.е. режим на этой части устойчив. Наоборот, режим во всех точках падающей части угловой характеристики неустойчив. Отсюда вытекает следующий математический критерий статической устойчивости простейшей системы. *Статическая устойчивость системы обеспечивается, если приращение угла и мощности генератора имеют один и тот же знак, т.е.*

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0$$

или, переходя к пределу

$$\frac{dP}{d\delta} > 0.$$

Производную $\frac{dP}{d\delta}$ принято называть синхронизирующей мощностью. Следовательно, положительный знак синхронизирующей мощности определяет практический критерий статической устойчивости простейшей ЭЭС.

При отсутствии автоматического регулирования возбуждения ($E_q = \text{const}$) синхронизирующая мощность определяется следующим выражением

$$P_{\text{синх}} = \frac{E_q U}{x} \cos \delta. \quad (2.23)$$

Она положительна (при чисто индуктивной связи с системой) при углах δ меньших 90° . В этой зоне и возможны устойчивые стационарные режимы работы системы.

Следует отметить, что полученный критерий статической устойчивости справедлив лишь для простейших случаев. На устойчивость ЭЭС влияет и ряд других факторов, например параметры регуляторов. Однако часто их влияние не особенно значительно, поэтому в большинстве практических случаев используют критерий синхронизирующей мощности.

Статическая устойчивость является необходимым условием физической реализуемости установившегося режима ЭЭС. Поэтому при планировании режимов обязательной является оценка статической устойчивости такого режима. Для надёжного существования режима он должен иметь определённый запас статической устойчивости, который определяется путём расчёта *коэффициента запаса статической устойчивости*

$$K_{CT} = \frac{P_{\text{ПР}} - P_0}{P_0}, \quad (2.24)$$

где $P_{\text{ПР}}$ – предельная передаваемая мощность в системе по условию статической устойчивости. В данном случае такой величиной является идеальный предел мощности $P_{\text{ПР}} = P_M$;

P_0 – действительная передаваемая мощность в систему.

Руководящими указаниями по устойчивости ЭЭС [3] предписано, что в нормальных режимах энергосистем должен обеспечиваться запас, соответствующий коэффициенту $K_{CT} \geq 20\%$. В наиболее тяжёлых режимах, при которых увеличение перетоков мощности по линиям позволяет уменьшить ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается снижение запаса по устойчивости до $K_{CT} \geq 8\%$. В кратковременных послеаварийных режимах также должен обеспечиваться запас $K_{CT} \geq 8\%$. При этом под кратковременными понимаются послеаварийные режимы длительностью до 40 минут, в течение которых диспетчер должен восстановить нормальный запас по статической устойчивости.

2.3. Характеристика мощности при учете нагрузки и полных сопротивлений элементов схемы замещения

В рассмотренной выше схеме простейшей ЭЭС учитывались только индуктивные сопротивления элементов ($x_{л1}$, $x_{л2}$, $x_{л3}$). Приближим схему к реальным условиям, для этого введём активные сопротивления трансформаторов, синхронных машин, ЛЭП, зарядные мощности (ёмкостные проводимости) цепей линий, а также нагрузку потребителей.

Принципиальная схема и схема замещения данной ЭЭС представлены на рис. 2.5.

Упростим схему замещения сложив последовательно и параллельно соединённые сопротивления

$$z_{см} + z_{т1} = z_a; \quad \frac{z_{л1}z_{л2}}{z_{л1} + z_{л2}} = z_b; \quad \frac{z_{н}(-jx_c)}{z_{н} - jx_c} = z_d$$

и, обозначив $z_{л2}=z_m$ и $-jx_c=z_c$, получим схему замещения, приведённую на рис. 2.6.

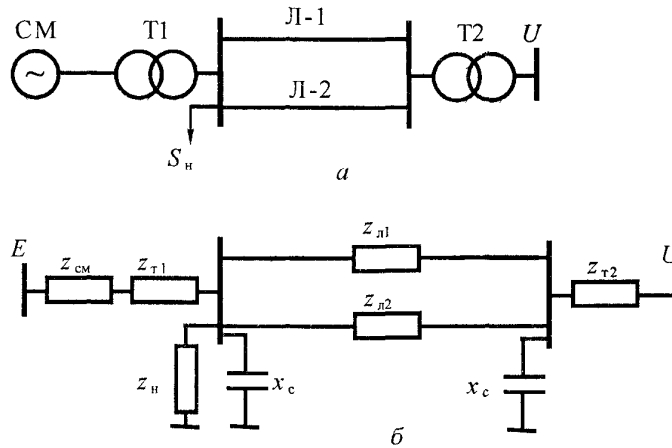


Рис. 2.5. Схемы простейшей ЭЭС:
а – принципиальная схема; б – схема замещения

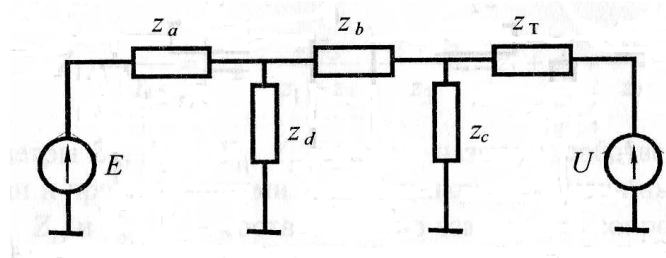


Рис. 2.6. Первый этап упрощения схемы замещения

Далее в полученной схеме заменим треугольник сопротивлений z_b , z_d , z_c на эквивалентные сопротивления звезды. Произведя дальше сложение последовательно соединённых сопротивлений, придём к окончательному варианту упрощенной схемы (рис. 2.7).

Проанализируем режим рассматриваемой системы, используя принцип наложения. Принцип наложения позволяет получить режим работы системы как результат наложения

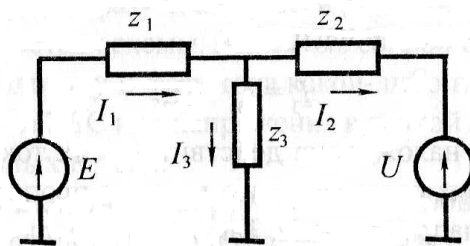


Рис. 2.7. Окончательный вариант упрощённой схемы замещения

друг на друга независимых режимов, получаемых путём последовательного приложения к схеме ЭДС источника при закорачивании всех остальных источников. При этом режимов должно быть столько, сколько в схеме имеется ветвей, содержащих ЭДС. Для данной схемы необходимо рассмотреть два режима (рис. 2.8). Первый создаётся применением ЭДС E при напряжении ЭЭС U , равном нулю (рис. 2.8а) Второй режим создаётся напряжением ЭЭС U при ЭДС $E=0$ (рис. 2.8б).

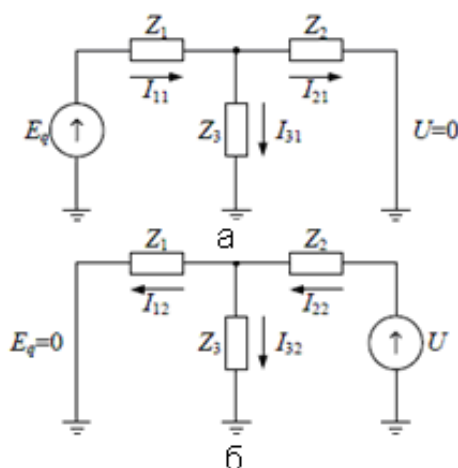


Рис. 2.8. Схемы замещения согласно принципу наложения
а – при $U=0$; б – при $E=0$

В соответствии с принятыми положительными направлениями искомые токи I_1, I_2 в трёхфазной схеме будут определены как

$$I_1 = I_{11} - I_{12}; \quad (2.25)$$

$$I_2 = -I_{22} + I_{21}, \quad (2.26)$$

где
$$I_{11} = \frac{E_\phi}{Z_{11}} = E_\phi Y_{11}; \quad (2.27)$$

$$I_{22} = \frac{E_\phi}{Z_{22}} = E_\phi Y_{22}; \quad (2.28)$$

$$I_{12} = \frac{E_{\phi}}{Z_{12}} = E_{\phi} Y_{12}; \quad (2.29)$$

$$I_{21} = \frac{E_{\phi}}{Z_{21}} = E_{\phi} Y_{21}. \quad (2.30)$$

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

Из схем замещения (рис. 2.8) и выражений (2.27 – 2.30) следует, что собственное сопротивление каждой ветви с источником ЭДС определяет величину тока в этой ветви при нулевом значении ЭДС другого источника.

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

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}; \quad (2.31)$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}. \quad (2.32)$$

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

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

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}. \quad (2.33)$$

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

$$\begin{aligned} Z_{11} &= r_{11} + jx_{11} = z_{11} e^{j\psi_{11}}; & Z_{22} &= r_{22} + jx_{22} = z_{22} e^{j\psi_{22}}; & Z_{12} &= r_{12} + jx_{12} = z_{12} e^{j\psi_{12}}; \\ Y_{11} &= g_{11} - jb_{11} = y_{11} e^{-j\psi_{11}}; \\ Y_{12} &= g_{12} - jb_{12} = y_{12} e^{-j\psi_{12}}; & Y_{22} &= g_{22} - jb_{22} = y_{22} e^{-j\psi_{22}}. \end{aligned}$$

Используя полученные соотношения определим полную мощность S_{Γ} и её составляющие P_{Γ}, Q_{Γ} в начале электропередачи и в конце $S_{\text{H}}, P_{\text{H}}, Q_{\text{H}}$. Выразим токи \bar{I}_1, \bar{I}_2 через фазные ЭДС источников и обобщённые параметры схемы замещения

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{11} - \bar{I}_{12} = \bar{E}_{\phi} Y_{11} - \bar{U}_{\phi} Y_{12}; \quad (2.34)$$

$$\bar{I}_2 = -\bar{I}_{22} + \bar{I}_{21} = -\bar{U}_{\phi} Y_{22} - \bar{E}_{\phi} Y_{12}. \quad (2.35)$$

Соответственно для трёхфазных мощностей запишем:

$$\bar{S}_{\Gamma} = P_{\Gamma} + jQ_{\Gamma} = 3\bar{E}_{\phi} \hat{I}_1 = 3\bar{E}_{\phi} (\hat{E}_{\phi} \hat{Y}_{11} - \hat{U}_{\phi} \hat{Y}_{12}); \quad (2.36)$$

$$\bar{S}_{\text{H}} = P_{\text{H}} + jQ_{\text{H}} = 3\bar{U}_{\phi} \hat{I}_2 = 3\bar{U}_{\phi} (-\hat{U}_{\phi} \hat{Y}_{22} + \hat{E}_{\phi} \hat{Y}_{12}), \quad (2.37)$$

где значком $\hat{}$ обозначены комплексно-сопряжённые величины.

Обозначим угол между векторами $\bar{E}_\phi, \bar{U}_\phi$ буквой δ и совместим ось отсчёта углов с вектором \bar{U}_ϕ . Тогда для векторов $\bar{E}_\phi, \bar{U}_\phi, \hat{E}_\phi, \hat{U}_\phi$ будут справедливы соотношения:

$$\bar{U}_\phi = \hat{U}_\phi = U_\phi e^{j0} = U_\phi; \quad (2.38)$$

$$\bar{E}_\phi = E_\phi e^{j\delta}; \hat{E}_\phi = E_\phi e^{-j\delta}. \quad (2.39)$$

С учётом этих соотношений и при записи проводимостей в полярной системе координат выражения для мощностей $\bar{S}_\Gamma, \bar{S}_H$ преобразуются к виду:

$$\begin{aligned} \bar{S}_\Gamma &= P_\Gamma + jQ_\Gamma = 3E_\phi^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - 3E_\phi U_\phi y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})} = \\ &= E^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - EU y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})}; \end{aligned} \quad (2.40)$$

$$\begin{aligned} \bar{S}_H &= P_H + jQ_H = -3U_\phi^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + 3E_\phi U_\phi y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})} = \\ &= -U^2 y_{22} e^{j\psi_{22}} + EU y_{12} e^{j(-\delta + \psi_{12})}, \end{aligned} \quad (2.41)$$

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

Исходя из полученных выражений, активные и реактивные составляющие мощностей генератора и нагрузки в тригонометрической форме записи определяются по формулам:

$$P_\Gamma = E^2 y_{11} \cos \Psi_{11} - EU y_{12} \cos(\delta + \psi_{12}); \quad (2.42)$$

$$P_H = -U^2 y_{22} \cos \Psi_{22} - EU y_{12} \cos(-\delta + \psi_{12}); \quad (2.43)$$

$$Q_\Gamma = E^2 y_{11} \sin \Psi_{11} - EU y_{12} \sin(\delta + \psi_{12}); \quad (2.44)$$

$$Q_H = -U^2 y_{22} \sin \Psi_{22} + EU y_{12} \sin(-\delta + \psi_{12}). \quad (2.45)$$

В практических расчетах более удобно использовать вместо углов Ψ дополняющие их до 90° углы $\alpha = 90^\circ - \Psi$, тогда выражения (2.42-2.45) запишутся в виде

$$P_\Gamma = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + EU y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (2.46)$$

$$P_H = -U^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + EU y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}); \quad (2.47)$$

$$Q_\Gamma = E^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - EU y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}); \quad (2.48)$$

$$Q_H = -U^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + EU y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}). \quad (2.49)$$

При оценке устойчивости как уже отмечалось важно знать характеристики активных мощностей. Поэтому запишем выражения (2.46) и (2.47) в компактной форме более удобной для дальнейшего использования

$$P_\Gamma = P_{11} + P_{12M} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (2.50)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{12M} \sin(\delta + \alpha_{12}), \quad (2.51)$$

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

2.4. Влияние промежуточных подключений на статическую устойчивость простейшей ЭЭС

2.4.1. Подключение промежуточной нагрузки

Предположим, что в схеме простейшей ЭЭС имеется промежуточная нагрузка с коэффициентом мощности равным единице представленная в схеме замещения активным сопротивлением r (рис. 2.9)

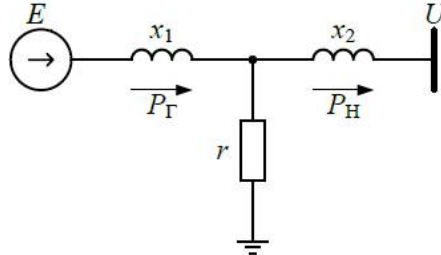


Рис. 2.9. Схема замещения простейшей ЭЭС с активной нагрузкой в промежуточной точке

Обобщённые параметры для данной схемы определяются выражениями:

$$Z_{11} = jx_1 + \frac{jx_2 r}{jx_2 + r} = z_{11} e^{j\psi_{11}}; \quad (2.52)$$

$$Z_{22} = jx_2 + \frac{jx_1 r}{jx_1 + r} = z_{22} e^{j\psi_{22}}; \quad (2.53)$$

$$Z_{12} = Z_{21} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{r} = \quad (2.54)$$

$$j(x_1 + x_2) - \frac{x_1 x_2}{r} = z_{12} e^{j\psi_{12}}.$$

На рис. 2.10 показаны угловые характеристики мощности $P_G(\delta)$ и $P_H(\delta)$, построенные по выражениям:

$$P_G = P_{11} + P_{12M} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (2.55)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{12M} \sin(\delta + \alpha_{12}). \quad (2.56)$$

На рис. 2.10 для сравнения приведена также характеристика мощности для случая, когда нагрузка отключена ($r \rightarrow \infty$)

$$P_G = P_H = P_M \sin \delta. \quad (2.57)$$

Представленные угловые характеристики показывают, что подключение в промежуточную точку активной нагрузки смещает максимум угловой характеристики генератора относительно угла 90° влево на угол $\alpha_{12} < 0$. Максимум угловой характеристики нагрузки смещается вправо на такой же угол.

При подключении активной нагрузки происходит промежуточный отбор мощности $P_r(\delta)$. Его можно определить как разность $P_G(\delta) - P_H(\delta) = P_r(\delta)$, зависящую от угла δ . Наличие этого отбора приводит к увеличению предельной по статической устойчивости мощности генератора. Однако при этом уменьшаются возможности передачи мощности в приёмную систему. Поэтому можно го-

ворить о неоднозначном (положительном или отрицательном) влиянии промежуточной активной нагрузки на статическую устойчивость простейшей ЭЭС.

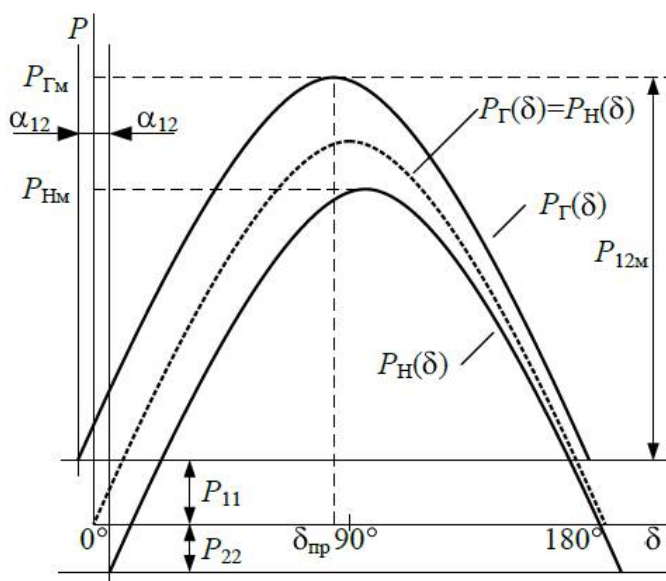


Рис. 2.10. Угловые характеристики мощности при подключении промежуточной активной нагрузки

2.4.2. Подключение шунтирующего реактора

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

Включение ШР приводит к введению в схему замещения дополнительного индуктивного сопротивления x_L (рис. 2.11)

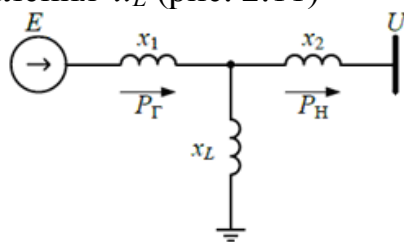


Рис. 2.11. Схема замещения простейшей ЭЭС с подключенным ШР

Так как схема замещения включает только индуктивные сопротивления, то обобщенные параметры записываются без вещественных частей

$$Z_1 = jx_1; Z_2 = jx_2; Z_3 = jx_L;$$

$$Z_{11} = jx_{11}; Z_{22} = jx_{22}; Z_{12} = jx_{12} . \quad (2.58)$$

Поэтому дополняющие углы α_{11} , α_{22} и α_{12} равны нулю, а зависимости $P_G(\delta)$, $P_H(\delta)$ совпадают и определяются по формуле

$$P_G(\delta) = P_H(\delta) = P_M \sin \delta . \quad (2.59)$$

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

В первом случае взаимное сопротивление Z'_{12} и соответствующий предел мощности P'_M определяется как:

$$Z'_{12} = jx'_{12} = jx_1 + jx_2 ; \quad (2.60)$$

$$P'_M = \frac{EU}{x'_{12}} .$$

Во втором случае указанные параметры определяются с учетом сопротивления реактора x_L

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{jx_L} = j(x'_{12} + \Delta x_L) ; \quad (2.61)$$

$$P_M = \frac{EU}{x_{12}} = \frac{EU}{(x'_{12} + \Delta x_L)} , \quad (2.62)$$

так как $x_{12} > x'_{12}$, то максимум угловой характеристики мощности при включении ШР будет меньше чем в схеме без реактора (рис. 2.12)

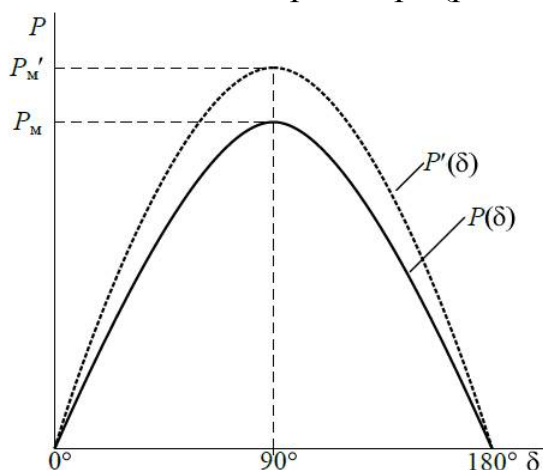


Рис. 2.12. Угловые характеристики мощности для схем без ШР и при включении ШР

Представленные графики позволяют сделать вывод, что подключение шунтирующего реактора в промежуточной точке электропередачи простейшей ЭЭС снижает предел передаваемой мощности по условиям статической устойчивости.

2.4.3. Подключение конденсаторных батарей

Конденсаторные батареи (КБ) могут подключаться в промежуточных точках ЛЭП с целью поддержания нормальных уровней напряжения при передаче больших потоков мощности. Проанализируем влияние КБ на статическую

устойчивость используя выше обозначенные расчетные условия. Схема замещения для этого случая представлена на рис. 2.13.

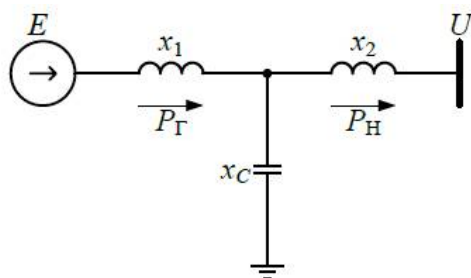


Рис. 2.13. Схема замещения простейшей ЭЭС при подключении КБ

Определим взаимное сопротивление Z_{12} , учитывая что

$$Z_3 = -jx_c. \quad (2.63)$$

$$Z_{12} = jx_{12} = jx_1 + jx_2 - \frac{jx_1 jx_2}{jx_c} = j(x'_{12} - \Delta x_c), \quad (2.64)$$

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

Максимум угловой характеристики мощности определяется выражением

$$P_M = \frac{EU}{x_{12}} = \frac{EU}{(x'_{12} - \Delta x_c)}. \quad (2.65)$$

Полученные выражения показывают $x_{12} < x'_{12}$ и $P_M > P'_M$, поэтому подключение конденсаторной батареи в промежуточной точке ЛЭП простейшей ЭЭС увеличивает предел передаваемой мощности по условиям статической устойчивости (рис. 2.14).

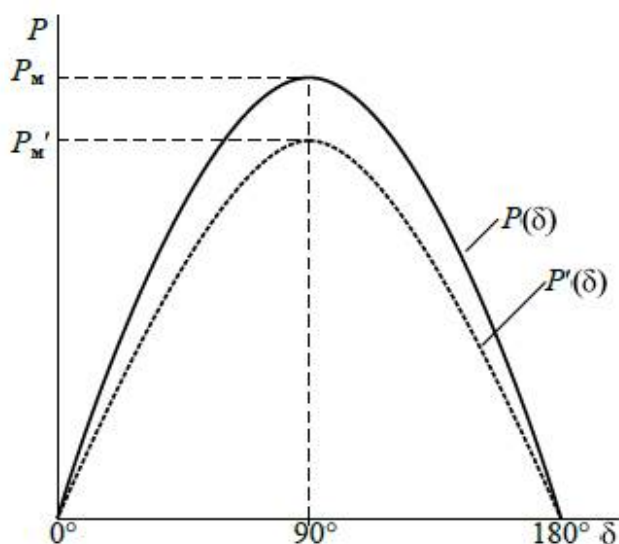


Рис. 2.14. Угловые характеристики мощности для схем с подключением КБ и без КБ

2.5. Анализ статической устойчивости методом малых колебаний

Чтобы определить как влияет на статическую устойчивость ЭЭС электро-механический переходной процесс необходимо знать как изменяется угол δ в течении данного процесса. Процесс изменения угла δ можно определить, решив уравнение движения ротора генератора (2.18). Однако аналитического решения в общем случае данное уравнение не имеет, так как является нелинейным дифференциальным. Поэтому разработаны различные математические методы, которые с помощью определённых допущений позволяют упростить (линеаризовать) исходное уравнение и получить решение с достаточной для инженерных расчетов точностью.

Наиболее общим и точным методом исследования статической устойчивости ЭЭС, позволяющим отразить влияние устройств автоматического регулирования, является *метод малых колебаний*.

Метод малых колебаний позволяет судить о характере переходного процесса, вызванного возмущением исходного установившегося режима, если при этом отклонения мощности и скорости малы.

Метод малых колебаний основан на исследовании уравнений переходного процесса в рассматриваемой системе. При этом исследуются не сами исходные уравнения, а их линейное приближение, или, как иначе называют, *линеаризованные* уравнения переходного процесса.

Возможность исследования статической устойчивости по линеаризованным уравнениям показана русским математиком А.М. Ляпуновым, который доказал, что система устойчива в малом, если устойчиво ее линейное приближение.

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

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

- провести расчет установившегося режима и таким образом определить координаты изображающей точки;
- составить систему дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих электро-механические переходные процессы;
- провести линеаризацию дифференциальных и алгебраических уравнений;
- составить характеристическое уравнение полученной системы дифференциальных и алгебраических уравнений и определить его корни;

- по виду корней характеристического уравнения определить тенденцию развития процессов в электроэнергетической системе и сделать заключение об устойчивости (или неустойчивости) исследуемого установившегося режима

Чтобы получить уравнения линейного приближения или линеаризовать нелинейные уравнения переходного процесса нужно:

1) допустить, что отклонение независимых переменных – параметров режима δ, E, I от исходных установившихся значений мало;

2) все нелинейные функции, входящие в уравнения, разложить в ряды Тейлора в окрестностях заданных значений параметров исходного режима

$$f(\delta; E; \dots) = f(\delta_0; E_0; \dots) + \frac{df(\delta_0, E_0, \dots)}{d\delta} \Delta\delta + \frac{df(\delta_0, E_0, \dots)}{dE} \Delta E + \dots + \frac{1}{2!} \frac{d^2 f(\delta, E, \dots)}{d\delta^2} (\Delta\delta)^2 + \frac{1}{2!} \frac{d^2 f(\delta, E, \dots)}{dE^2} (\Delta E)^2 + \dots;$$

3) в ряду оставить лишь члены, содержащие отклонения переменных в первой степени;

4) из полученных уравнений исключить уравнения равновесия.

В результате после линеаризации получаем систему линейных уравнений, описывающих переходный процесс в рассматриваемой ЭЭС. Теперь характер переходного процесса уже не зависит от величины возмущения и определяется только корнями характеристического уравнения, которым, как известно, является главный определитель полученной системы уравнений.

Переходный процесс затухает, т.е. система статически устойчива, если все вещественные корни и вещественные части комплексных корней отрицательны, т.е. все корни расположены слева от мнимой оси комплексной плоскости (рис. 2.15.).

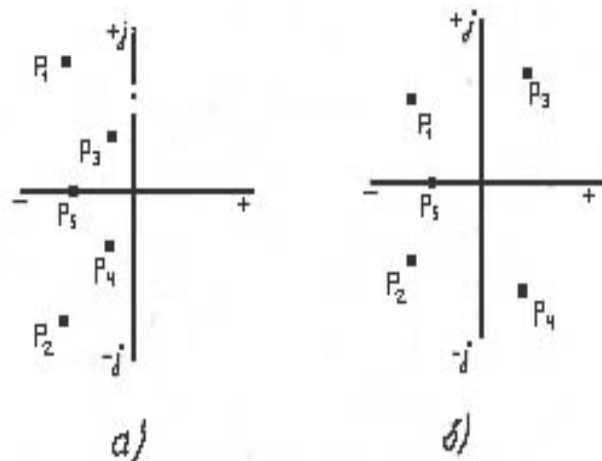


Рис. 2.15. Расположение корней на комплексной плоскости: а) для устойчивой системы; б) для неустойчивой системы

Однако определение корней характеристического уравнения без применения специальных программных средств затруднительно, так как порядок характеристического уравнения обычно высок. Поэтому используются методы (кри-

терии устойчивости), позволяющие, не определяя корней характеристического уравнения, судить об их расположении на комплексной плоскости. Это алгебраические критерии Гурвица, Рауса, частотные критерии Михайлова, Найквиста, метод выделения областей устойчивости в плоскости одного или двух параметров (D-разбиение) и т.д. .

При исследовании статической устойчивости ЭЭС нашли наибольшее применение критерий Гурвица – для уравнений не выше пятого порядка и метод D-разбиений – для уравнений пятого и более высоких порядков. Рассмотрим общие положения данных критериев устойчивости.

2.5.1. Критерий устойчивости Гурвица

Согласно критерию Гурвица для того, чтобы все корни характеристического уравнения

$$A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + \dots + A_{n-1} p + A_n = 0 \quad (2.65^*)$$

имели отрицательные вещественные части, необходимо и достаточно, чтобы определитель Гурвица

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 & \dots & \dots \\ A_0 & A_2 & A_4 & \dots & \dots \\ 0 & A_1 & A_3 & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & A_{n-1} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & A_{n-2} & A_n \end{vmatrix} \quad (2.66)$$

и все его диагональные миноры

$$\Delta_1 = A_1; \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 \\ A_0 & A_2 \end{vmatrix}; \quad \Delta_3 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 \\ A_0 & A_2 & A_4 \\ 0 & A_1 & A_3 \end{vmatrix}$$

были положительны. При этом предполагается, что уравнение приведено к такому виду, что его свободный член A_n положителен.

Из критерия Гурвица следует, что необходимым, но не достаточным условием устойчивости является положительность всех членов характеристического уравнения.

Для составления определителя Гурвица рекомендуется следующий порядок:

а) выписать по главной диагонали все члены уравнения от A_1 до A_n в порядке возрастания индексов;

- б) дополнить столбцы вверх от диагонали членами с последовательно возрастающими индексами;
- в) дополнить, столбцы вниз от диагонали членами с последовательно убывающими индексами;
- г) на место членов, индексы которых больше чем n или меньше нуля, проставить нули.

В соответствии с критерием Гурвица для уравнения третьего порядка

$$A_0 p^3 + A_1 p^2 + A_2 p + A_3 = 0$$

условия устойчивости будут

$$\left. \begin{array}{l} A_0 > 0; A_1 > 0; A_2 > 0; A_3 > 0 \\ A_1 A_2 - A_0 A_3 > 0 \end{array} \right\} \quad (2.67)$$

Для уравнения четвертого порядка:

$$A_0 p^4 + A_1 p^3 + A_2 p^2 + A_3 p + A_4 = 0$$

$$\left. \begin{array}{l} A_0 > 0; A_1 > 0; A_2 > 0; A_3 > 0; A_4 > 0; \\ A_1 A_2 A_3 - A_1^2 A_4 - A_0 A_3^2 > 0. \end{array} \right\} \quad (2.68)$$

2.5.2. Метод D – разбиений

Метод D-разбиения позволяет в плоскости двух коэффициентов, линейно входящих в члены характеристического уравнения, выделить «область устойчивости», т. е. область, значения коэффициентов внутри которой обеспечивают устойчивость системы.

Пусть характеристическое уравнение представлено в виде:

$$K''_{\Pi} \cdot Q(p) + K'_{\Pi} \cdot N(p) + R(p) = 0, \quad (2.69)$$

где K''_{Π} и K'_{Π} коэффициенты, в плоскости которых требуется построить область устойчивости;

$Q(p)$, $N(p)$ и $R(p)$ -полиномы от p .

Перейдём от показательной формы записи характеристического уравнения к комплексной для этого подставим $p=j\omega$ и приравняв нулю отдельно действительную и мнимую части, получим два уравнения следующего вида;

$$K''_{\Pi} Q_1(\omega) + K'_{\Pi} N_1(\omega) + R_1(\omega) = 0. \quad (2.70)$$

$$K''_{\Pi} Q_2(\omega) + K'_{\Pi} N_2(\omega) + R_2(\omega) = 0. \quad (2.71)$$

Здесь $Q_1(\omega)$, $N_1(\omega)$ и $R_1(\omega)$ — вещественные части, а $Q_2(\omega)$, $N_2(\omega)$ и $R_2(\omega)$ мнимые части полиномов $Q(\omega)$, $N(\omega)$ и $R(\omega)$. Из уравнений (2.30) и (2.31) можно вычислить K''_{Π} и K'_{Π} для каждого значения ω

$$K''_{\Pi} = \frac{\Delta K''}{\Delta}; \quad K'_{\Pi} = \frac{\Delta K'}{\Delta}. \quad (2.72)$$

Выражения (2.72) определяют в параметрическом виде границу D-разбиения в плоскости K'_{Π} K''_{Π} . Граница штрихуется. Направление штриховки определяется знаком главного определителя. Главный определитель системы

$$\Delta = \left| \begin{array}{c} Q_1(\omega)N_1(\omega) \\ Q_2(\omega)N_2(\omega) \end{array} \right| \quad (2.73)$$

составляется так, чтобы в первом столбце находились коэффициенты при том параметре, который откладывается по горизонтальной оси. В данном случае принято, что K_{II}' откладывается по вертикальной оси, а K_{II}'' по горизонтальной.

При возрастании ω от $-\infty$ до $+\infty$ граница D-разбиения штрихуется слева, если главный определитель $\Delta > 0$ и справа, если $\Delta < 0$. В области, в сторону которой направлены штрихи, число корней с отрицательной вещественной частью на единицу больше, чем в смежной области, так как пересечению границы области соответствует переход корня через мнимую ось.

Если границы D-разбиения при отрицательных и положительных значениях ω совпадают и при $\omega=0$ главный определитель изменяет свой знак, то граница штрихуется дважды с одной и той же стороны. В этом случае со стороны штриховки корней, лежащих слева от мнимой оси, на два больше, чем и области по другую, не заштрихованную сторону кривой.

Переходя через границу D-разбиения и пользуясь указанным правилом, можно найти область, в которой имеет место наибольшее число корней с отрицательной вещественной частью. Чтобы убедиться, что данная область действительно является областью устойчивости, нужно, подставив в характеристическое уравнение значения коэффициентов, взятые внутри этой области и провести проверку по любому из известных критериев устойчивости. Если система при выбранных значениях коэффициентов устойчива, то она устойчива и при любых других значениях коэффициентов внутри данной области, т. е. эта область действительно является областью статической устойчивости.

2.6. Анализ статической устойчивости простейшей ЭЭС с нерегулируемым генератором

С помощью метода малых колебаний проанализируем статическую устойчивость простейшей ЭЭС, в которой генератор не имеет устройств АРВ, схема системы показана на (рис. 2.2).

Угловая характеристика генератора (рис. 2.16) построена по выражению

$$P = P_M \sin \delta . \quad (2.74)$$

Предположим, что исследуемый устанавливающийся режим системы рассчитан, координаты рабочей точки a (рис. 2.16) соответственно определены, а электромеханические переходные процессы описываются системой, представленной дифференциальным и алгебраическим уравнениями:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P ; \quad (2.75)$$

$$P = P_M \sin \delta . \quad (2.76)$$

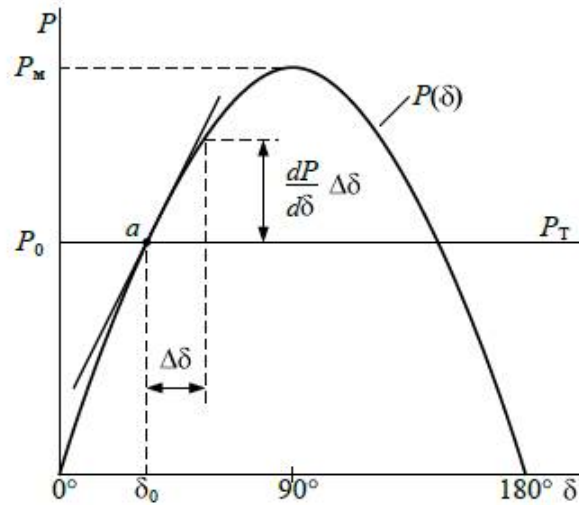


Рис. 2.16. Характеристики мощностей ЭЭС при малых возмущениях

Пусть в системе произошло малое возмущение, в результате все переменные входящие в уравнения получают малые приращения относительно значений исходного установившегося режима. Тогда левая часть уравнения (2.75) запишется в виде

$$T_j \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = T_j \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2}. \quad (2.77)$$

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

С учетом этих замечаний в результате линеаризации уравнения (2.75) получим линейное дифференциальное уравнение

$$T_j \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = -\Delta P, \quad (2.78)$$

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

При линеаризации уравнения (2.76) следует нелинейную зависимость $P(\delta)$ заменить линейной зависимостью $\Delta P(\Delta\delta)$ в окрестности точки a .

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

$$P(\delta_0 + \Delta\delta) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta + \frac{1}{2!} \frac{d^2P}{d\delta^2} (\Delta\delta)^2 + \dots \quad (2.79)$$

Исключив из полученного ряда члены содержащие отклонения угла в степени выше первой и вычтя значение функции $P(\delta_0) = P_0$ в точке a получим искомую зависимость

$$\Delta P = P(\delta_0 + \Delta\delta) - P(\delta_0) = P(\delta_0) + \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta - P_0 \quad (2.80)$$

или

$$\Delta P = \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta. \quad (2.81)$$

Подставим (2.81) в (2.78) получим линеаризованное уравнение электро-механического переходного процесса в рассматриваемой системе.

$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta = 0. \quad (2.82)$$

Данное уравнение описывает свободные колебания малого линейного приращения $\Delta \delta$ угла δ ротора генератора в окрестности рассматриваемой точки a (рис. 2.16).

Решение этого уравнения может быть представлено в следующем виде.

$$\Delta \delta = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}, \quad (2.83)$$

где C_1, C_2 – постоянные интегрирования, определяемые из начальных условий, p_1 и p_2 — корни характеристического уравнения

$$T_j p^2 + \frac{dP}{d\delta} = 0, \quad (2.84)$$

равные

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}. \quad (2.85)$$

Если $\frac{dP}{d\delta} > 0$ –, то корни получаются чисто мнимые, а если $\frac{dP}{d\delta} < 0$, то чисто вещественные.

В случае мнимых корней

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}} = \pm j \omega, \quad (2.86)$$

где $\omega = \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}$ - частота свободных колебаний линейного приращения угла δ ,

решение дифференциального уравнения определяется выражением

$$\begin{aligned} \Delta \delta &= C_1 e^{+j\omega t} + C_2 e^{-j\omega t} = C_1 \sin \omega t + C_2 \cos \omega t = \\ &= C \cos \omega t. \end{aligned} \quad (2.87)$$

Изменение угла при этом происходит по закону незатухающих колебаний около значений угла $\delta = \delta_0$ (рис. 2.17). Незатухающий характер колебаний связан с тем, что в исходных уравнениях не учитывается естественное демпфирование агрегата, определяемое потерями и асинхронным моментом возникающими при качаниях ротора. Поэтому колебания угла δ через некоторое время затухнут, и после нарушения исходного состояния установится первоначальный режим. В этом случае система, очевидно, должна быть признана устойчивой.

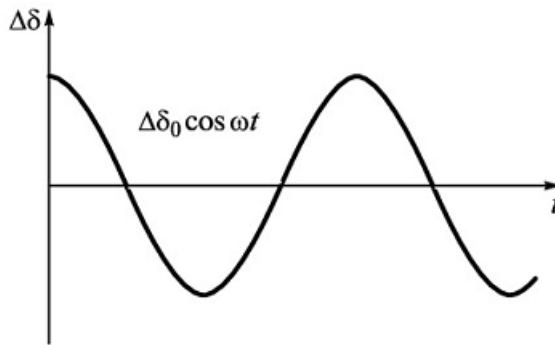


Рис. 2.17. Изменение угла δ при мнимых корнях характеристического уравнения

Если же корни характеристического уравнения вещественные

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}} = \pm \mu, \quad (2.88)$$

то решение дифференциального уравнения определяется выражением

$$\Delta\delta = C_1 e^{+\mu t} + C_2 e^{-\mu t}. \quad (2.89)$$

Изменение угла при этом носит аperiодический характер. Наличие положительного вещественного корня приводит к прогрессирующему увеличению $\Delta\delta$. Угол непрерывно возрастает, и система оказывается неустойчивой (рис. 2.18).

Таким образом, используя положения метода малых колебаний, были определены условия устойчивой и неустойчивой работы простейшей ЭЭС при малых возмущающих воздействиях.

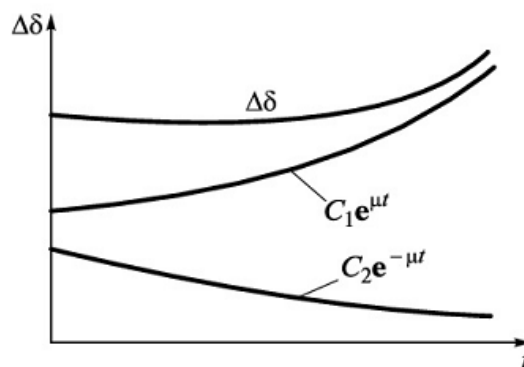


Рис. 2.18. Изменение угла δ при вещественных корнях характеристического уравнения

Период свободных колебаний ротора генератора в устойчивой области при работе его на шины постоянного напряжения определяется выражением

$$T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}} [\text{сек}]. \quad (2.90)$$

На рис. 2.19 показана зависимость T от угла δ в исходном режиме работы генератора. Чем больше величина $\frac{dP}{d\delta}$, то есть чем выше степени устойчивости генератора, тем меньше период его свободных колебаний. Наоборот, по мере приближения к критическому режиму период возрастет и при $\delta=90^\circ$ становится равным бесконечности.

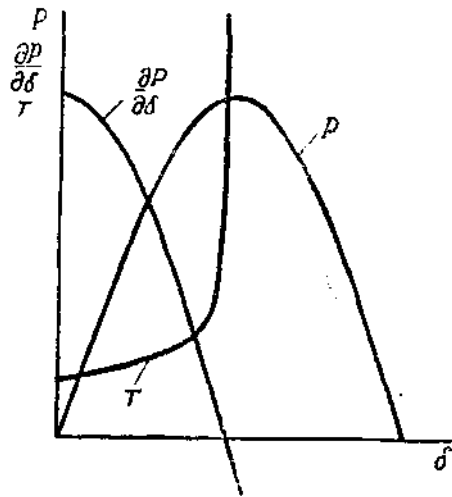


Рис. 2.19. Зависимость периода колебаний от исходного режима

Как было отмечено выше в реальной электрической машине во время движения (колебаний) ротора относительно поля статора возникают моменты, препятствующие его движению, т. е. создающие демпфирование колебаний. Среди них - моменты, обусловленные потерями на трение и действием автоматических регуляторов возбуждения, и асинхронный момент. Появление последнего, создающего сильное демпфирование колебаний, объясняется появлением токов в успокоительных (демферных) контурах ротора. Влияние демпфирования ротора на переходный процесс при его качаниях приближенно можно учесть введением в уравнение относительного движения (2.35) составляющей момента, пропорциональной скорости $P_d \frac{d\delta}{dt}$:

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} + P_d \frac{d\delta}{dt} = P_0 - P, \quad (2.91)$$

где P_d - демпферный коэффициент.

P_d для крупного турбогенератора, работающего в простейшей системе может быть принят равным от 2 до 4. Демпферный коэффициент для других синхронных машин определяется по формулам, приведённым в [1].

Линеаризованное уравнение электромеханического переходного процесса по аналогии с (2.72) запишется в виде

$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + P_d \frac{d \Delta \delta}{dt} + \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta = 0. \quad (2.92)$$

Соответственно характеристическое уравнение

$$T_j p^2 + P_d p + \frac{dP}{d\delta} = 0. \quad (2.93)$$

Его корни:

$$p_{1,2} = \frac{-P_d \pm \sqrt{P_d^2 - 4T_j \frac{dP}{d\delta}}}{2T_j} = -\frac{P_d}{2T_j} \pm \sqrt{-\left[\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} - \left(\frac{P_d}{2T_j} \right)^2 \right]} = \alpha \pm j\omega.$$

Решение дифференциального уравнения определяется выражением:

$$\Delta \delta = A_1 e^{\alpha + j\omega} + A_2 e^{\alpha - j\omega}.$$

При изменении угла δ от 0 до 90° $\frac{dP}{d\delta} > 0$ система будет всегда устойчива, так как

$\alpha < 0$ в обоих корнях. Величина $\left[\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} - \left(\frac{P_d}{2T_j} \right)^2 \right] > 0$, оба корня – комплексные,

решение будет получено в следующем виде:

$$\Delta \delta = A e^{\alpha t} \cos(\omega t + \varphi), \quad (2.94)$$

где $\alpha = -\frac{P_d}{2T_j}$ - коэффициент (декремент) затухания колебаний,

$\omega = \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} - \left(\frac{P_d}{2T_j} \right)^2}$ - частота колебаний.

Колебания угла δ будут иметь затухающий характер (рис. 2.20).

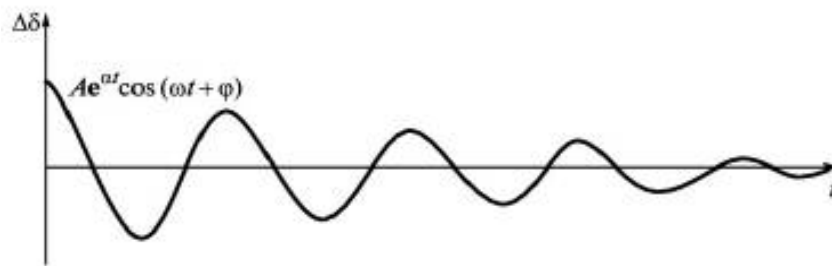


Рис. 2.20. Изменение угла δ при учете демпфирования

2.7. Характеристики мощности генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения

2.7.1. Векторные диаграммы генератора без АРВ и с АРВ

Рассмотренная выше статическая устойчивость простейшей ЭЭС анализировалась при условии неизменности ЭДС генераторов E_q . Если ЭДС генераторов постоянна, то увеличение передаваемой мощности приводит к увеличе-

нию угла δ и одновременно снижается напряжение на шинах генератора и во всех других точках системы. Это показывают следующие зависимости

$$U_G = E_q - \Delta U, \quad (2.95)$$

где U_G —напряжение на шинах генератора;

E_q — синхронная ЭДС генератора;

ΔU —падение напряжения, на внутреннем сопротивлении генератора x_G определяемое выражением

$$\Delta U = Ix_G; I = \frac{S}{E_q}. \quad (2.96)$$

Окончательно напряжение на шинах генератора

$$U_G = E_q - \frac{Sx_G}{E_q}. \quad (2.97)$$

Следовательно, при увеличении передаваемой мощности S и неизменности ЭДС E_q напряжение на шинах генератора снижается. Данный вывод можно подтвердить, построив следующую векторную диаграмму (рис. 2.21). Как следует из векторной диаграммы, изменение тока статора генератора от величины I_1 до величины I_2 привело к заметному снижению напряжения U_G генератора, что указывает на его значительную зависимость от мощности нагрузки. Эта зависимость является основным недостатком нерегулируемых генераторов, для ослабления которого генераторы оснащаются автоматическими регуляторами возбуждения АРВ. Взаимосвязи между параметрами режима в этом случае становится сложнее.

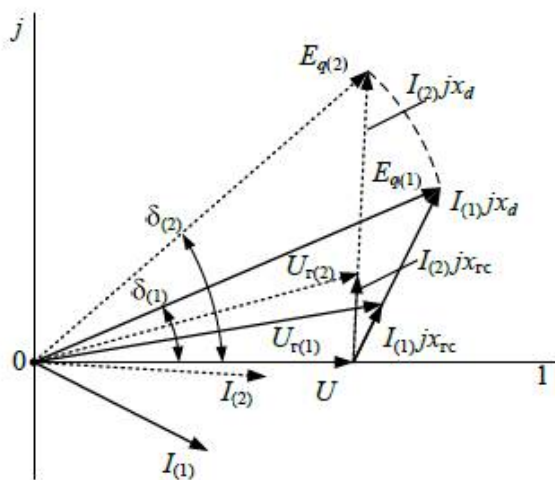


Рис. 2.21. Изменение напряжения на шинах генератора без АРВ при увеличении передаваемой мощности

Чтобы упростить описание генератора с устройством АРВ, принимают линейной характеристикой намагничивания поэтому ток возбуждения и синхронная ЭДС генератора изменяются пропорционально и в системе относительных единиц имеют равные численные значения. Таким образом, при описании из-

менения синхронной ЭДС E_q генератора с АРВ ток возбуждения можно не вводить, а его действие учитывать упрощенно по выражению

$$E_q = E_{q0} + k_{0U}(U_{r0} - U_r), \quad (2.98)$$

где E_{q0} – начальное значение ЭДС; U_{r0} – требуемое значение напряжения; k_{0U} – коэффициент усиления АРВ по отклонению напряжения генератора.

По такому принципу работает регулятор пропорционального действия (АРВ ПД), то есть ток в обмотке возбуждения генератора изменяется пропорционально изменению параметра регулирования, которым в данном случае является напряжение на шинах генератора.

Векторная диаграмма, показывающая изменение синхронной ЭДС генератора при поддержании неизменным напряжения на его шинах ($U_{r0} = const$) представлена на рис. 2.22.

Из диаграммы следует, что при изменении тока статора поддержание генераторного напряжения на неизменном уровне обеспечивается за счет соответствующего изменения синхронной ЭДС. Этот фактор существенно влияет на статическую устойчивость генератора.

Используя полученную векторную диаграмму можно построить угловую характеристику генератора с устройством АРВ. Данная характеристика имеет более сложный характер, так как отражает непрерывное изменение ЭДС генератора в зависимости от угла δ .

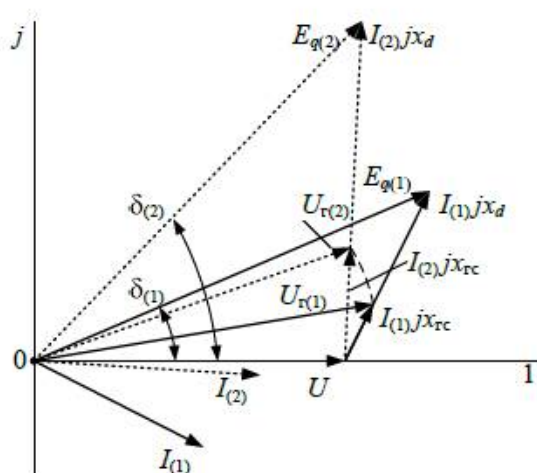


Рис. 2.22. Изменение ЭДС при регулировании возбуждения генератора

Для графического построения угловой характеристики генератора с устройством АРВ разделим весь диапазон возможных значений синхронной ЭДС $E_{q_{мин}} \leq E_q \leq E_{q_{макс}}$ на несколько уровней и для этих уровней построим семейство так называемых внутренних угловых характеристик (рис. 2.23). Обозначим исходный установившийся режим изображающей точкой a с координатами P_0, δ_0 при одном из принятых уровней ЭДС и относительно этого режима будем увеличивать и уменьшать активную мощность генератора, учитывая изменение ЭДС. В результате будет построена серия точек на внутренних характеристиках (точки $g_n, 1', 2', 3', a, 1, 2, 3, m', g_b$ на рис. 2.23) объединение которых дает

внешнюю угловую характеристику генератора с устройством АРВ, учитывающую изменение синхронной ЭДС при изменениях режима.

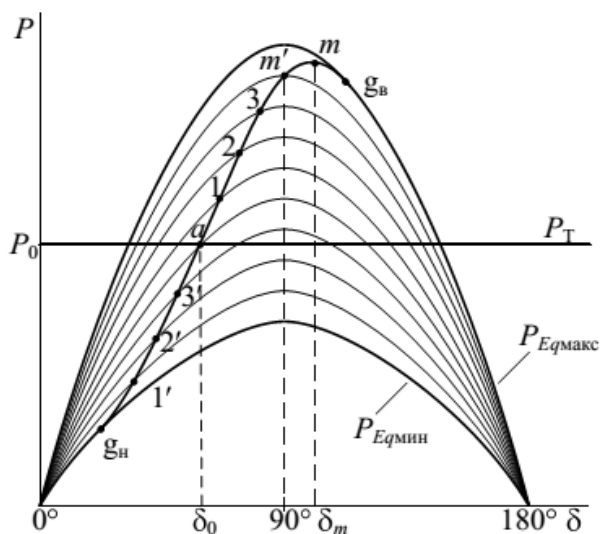


Рис. 2.23. Характеристики мощности генератора с устройством АРВ

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

При изменении угла δ от 0 до 90° по всем внутренним характеристикам мощности выполняется неравенство $\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0$, поэтому система обладает статической устойчивостью.

В зоне m и m' внешней характеристики производная мощности по углу, определяемая по внутренним характеристикам, имеет отрицательный знак, в этой зоне статическая устойчивость системы может быть обеспечена только с помощью АРВ. Чем совершеннее будет система АРВ, тем ближе к точке m будет расположен реальный предел статической устойчивости ЭЭС. Наиболее современные устройства АРВ сильного действия (СД), реагирующие на скорости и ускорения изменения параметров регулирования, позволяют получать реальный предел статической устойчивости системы в непосредственной близости к точке m .

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

Точка m' , в которой для соответствующей внутренней характеристики выполняется равенство $\frac{\Delta P}{\Delta \delta} = 0$, называется *внутренним пределом статической устойчивости ЭЭС*.

2.7.2. Действительный предел мощности

Рассмотренные выше характеристики и соответствующие им пределы мощности определены в предположении, что приёмная система является достаточно мощной и поэтому представляется шинами неизменного напряжения $U = \text{const}$. Если мощность приёмной системы соизмерима с мощностью передающей системы, то напряжение не будет постоянным, а с увеличением передаваемой по линии мощности будет снижаться. Исходя из данных рассуждений в выражении для характеристики мощности (2.21) напряжение на шинах приёмной системы следует считать переменным ($U = \text{var}$). Построив семейство характеристик мощности для различных значений напряжения приёмной системы U можно найти *действительную* характеристику мощности, учитывающую снижение напряжения. Данная характеристика получается путем перехода при увеличении угла δ с одной синусоиды на другую в соответствии с уменьшением напряжения (рис. 2.24). Максимум этой характеристики называется *действительным пределом мощности* P_M^d , достигается при угле δ меньше 90° . Поэтому значение действительного предела мощности всегда меньше идеального предела $P_M^d < P_M^i$.

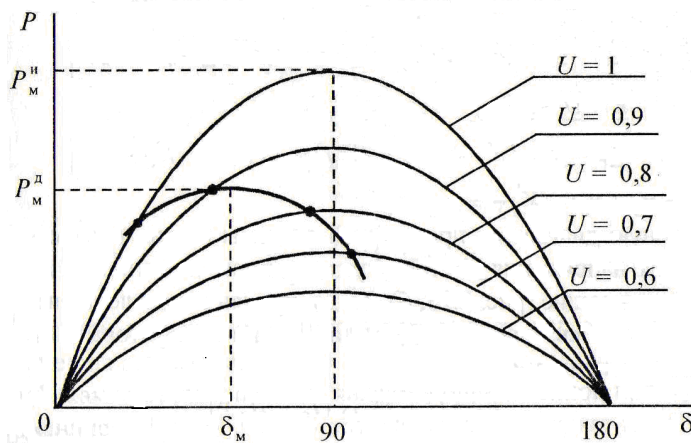


Рис. 2.24. Характеристики мощности при изменении напряжения на шинах приёмной системы

Таким образом, снижение напряжения на шинах приёмной системы ухудшает условия статической устойчивости ЭЭС. Величина снижения напряжения зависит от свойств нагрузки, и в первую очередь от её *регулирующего эффекта*. Суть регулирующего эффекта следующая: при увеличении передаваемой мощности снижается напряжение U на нагрузке и, следовательно, уменьшается мощность, потребляемая нагрузкой. Это в свою очередь вызывает уменьшение потоков мощности в сети, питающей нагрузку, что уменьшает падение напряжения в её элементах и тем самым в некоторой степени поддерживает напря-

жение нагрузки. При этом значительно большее влияние оказывает степень изменения реактивной мощности нагрузки.

Вторым фактором, заметно влияющим на величину снижения напряжения, являются характеристики и мощность генераторов приёмной системы. Так, уменьшение индуктивных сопротивлений и увеличение мощности генераторов способствует стабилизации напряжения на шинах приёмной системы.

Снижение напряжения заметно сказывается на пределе мощности по условиям статической устойчивости, когда мощность приёмной системы менее чем в три раза превышает мощность передающей. При большей разности это явление малозаметно, а при мощности приёмной системы, в пять раз большей передающей, действительный предел мощности совпадает с идеальным.

2.7.3. Упрощенное представление генераторов при оценке статической устойчивости

При выполнении упрощенных расчетов статической устойчивости синхронный генератор в схемах замещения представляется по-разному, в зависимости от типа регулятора возбуждения. В общем случае при исследовании статической устойчивости генератор представляется теми ЭДС или напряжениями, какие он способен поддерживать неизменными при изменении режима ЭЭС. В соответствии с данными рассуждениями возможны три варианта угловых характеристик мощности генераторов (рис. 2.25). Первая построена при постоянной ЭДС E_q , что соответствует работе генератора без АРВ. Вторая при постоянстве переходной ЭДС E' , которую обеспечивает АРВ ПД, а третья при постоянстве напряжения на шинах генератора U_r поддерживаемого АРВ СД.

Схемы замещения для рассматриваемых случаев показаны на рис. 2.26.

При отсутствии АРВ генератор представлен синхронным индуктивным сопротивлением x_d и неизменной ЭДС E_q , включенной за этим сопротивлением. При АРВ ПД генератор введён в схему замещения переходным индуктивным сопротивлением x'_d и переходной ЭДС E' .

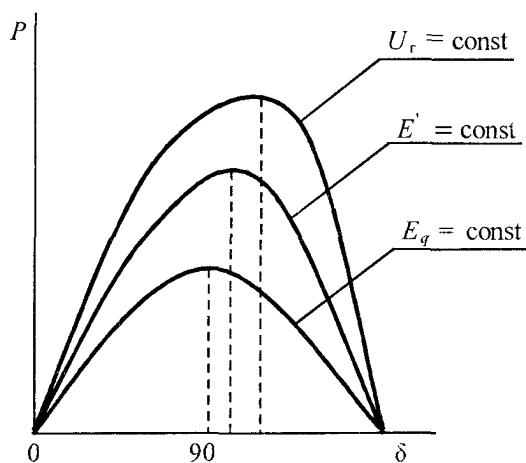


Рис. 2.25. Угловые характеристики мощности регулируемых и нерегулируемых генераторов

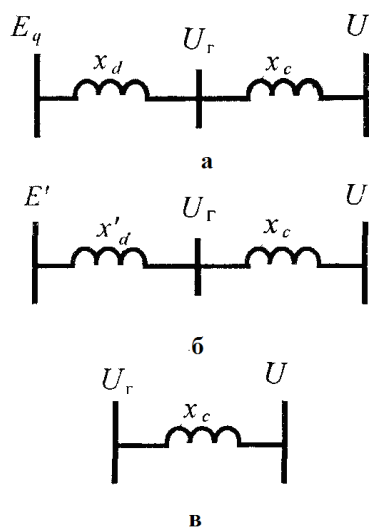


Рис. 2.26. Схемы замещения простейшей ЭЭС:
 а – генератор без АРВ; б – генератор с АРВ ПД; в – генератор с АРВ СД

При наличии АРВ СД в схеме замещения сопротивление генератора отсутствует, поскольку при поддержании напряжения на шинах генератора неизменным в учёте этого сопротивления нет необходимости. Это связано с тем, что изменение падения напряжения в сопротивлении генератора не оказывает влияния на напряжение U_r , которое является независимым от параметров режима.

Для того чтобы учесть АРВ, необходимо к записанным выше исходным уравнениям (2.35); (2.36) добавить уравнения, описывающие процессы в АРВ ПД, системе управления возбудителем, возбудителе, обмотке возбуждения генератора. Тогда порядок линейного дифференциального уравнения, описывающего ЭЭС с АРВ ПД, повысится, а характер корней характеристического уравнения будет зависеть от параметров контура регулирования и в том числе от коэффициента усиления по каналу отклонения напряжения k_{AU} АРВ. В этом случае, варьируя режимы передачи, можно определить (используя алгебраические критерии устойчивости, частотные методы анализа и т.д.) максимально возможный по условиям устойчивости коэффициент усиления k_{AU} . Аналогичная методика используется и для определения оптимальных значений коэффициентов усиления по производным режимных параметров АРВ СД.

Контрольные вопросы

1. Запишите уравнение движения ротора СГ в относительных единицах.
2. Запишите уравнение движения ротора СГ в именованных единицах.
3. В каком случае режим ЭЭС считается устойчивым?
4. Как классифицируются электромеханические переходные процессы, проходящие в ЭЭС?
5. Что понимается под статической устойчивостью ЭЭС?
6. Какие допущения вводятся при анализе статической устойчивости ЭЭС?

7. Изобразите принципиальную схему и схемы замещения простейшей ЭЭС.
8. Изобразите векторную диаграмму простейшей ЭЭС для нормального установившегося режима работы.
9. Запишите выражение для угловой характеристики СГ.
10. Что понимается под «идеальным» пределом мощности, как он определяется?
11. Сформулируйте математический критерий статической устойчивости.
12. Как определяется синхронизирующая мощность и какое влияние она оказывает на статическую устойчивость?
13. Докажите что точки равновесия мощностей СГ и турбины находящиеся на восходящей части угловой характеристики определяют устойчивый режим ЭЭС.
14. Как определяется коэффициент запаса статической устойчивости?
15. Какое влияние на статическую устойчивость оказывает подключение активной нагрузки в промежуточной точке электропередачи?
16. Какое влияние на статическую устойчивость оказывает подключение шунтирующего реактора в промежуточной точке электропередачи?
17. Какое влияние на статическую устойчивость оказывает подключение конденсаторных батарей в промежуточной точке электропередачи?
18. Поясните суть метода малых колебаний для анализа статической устойчивости.
19. В каком случае ЭЭС обладает статической устойчивостью согласно методу малых колебаний?
20. Укажите условия статической устойчивости согласно критерию Гурвица для характеристического уравнения третьего порядка.
21. Что позволяет определить метод Д-разбиений?
22. Изобразите график изменения угла δ при мнимых корнях характеристического уравнения.
23. Изобразите график изменения угла δ при вещественных корнях характеристического уравнения.
24. Какие моменты оказывают демпфирующее влияние на колебания ротора СМ относительно поля статора?
25. Покажите, как увеличение передаваемой мощности при неизменной ЭДС СГ приводит к снижению напряжения на шинах приёмной системы.
26. Изобразите внешнюю характеристику СГ и укажите зону искусственной устойчивости.
27. В чем суть регулирующего эффекта нагрузки?
28. В каком случае вводится понятие «действительного» предела мощности, как он соотносится с «идеальным» пределом?
29. Изобразите схемы замещения простейшей ЭЭС для случаев:
 - генератор без АРВ;
 - генератор с АРВ ПД;
 - генератор с АРВ СД.

3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

3.1. Понятие о динамической устойчивости ЭЭС

Электроэнергетическая система динамически устойчива, если при каком-либо большом возмущении сохраняется синхронная работа всех станций системы.

Наиболее часто встречающимся и в то же время тяжелым видом большого возмущения является короткое замыкание с отключением поврежденных элементов системы.

Рассмотрим электромеханический переходный процесс, вызванный коротким замыканием в одной из цепей линии электропередачи простейшей ЭЭС с последующим отключением поврежденной цепи (рис. 3.1.)

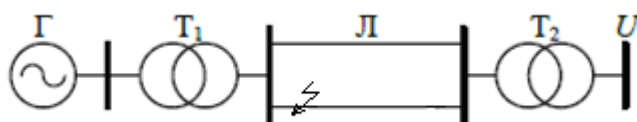


Рис. 3.1. Принципиальная схема простейшей ЭЭС

Анализ удобно проводить с помощью характеристик мощности для нормального, аварийного (короткое замыкание) и послеаварийного (отключение цепи) режимов.

Мощность, отдаваемая генератором во время переходного процесса, приближенно может быть найдена исходя из постоянства переходной ЭДС E' генератора.

Условие постоянства переходной ЭДС E' соответствует допущению о постоянстве потокосцепления обмотки возбуждения генератора. В действительности потокосцепление обмотки возбуждения остается неизменным лишь в момент возникновения короткого замыкания или какого-либо другого резкого изменения режима. Скорость изменения потокосцепления определяется постоянной времени цепи возбуждения генератора при замкнутой во внешнюю сеть цепи статора. Эта постоянная времени обычно более 2-3 сек. При малой длительности короткого замыкания (0,1—0,3 сек) изменением потокосцепления можно пренебречь и считать переходную ЭДС генератора E' неизменной как во время короткого замыкания, так и некоторое время после его отключения.

Схема замещения рассматриваемой ЭЭС для нормального режима представлена на рис. 3.2.

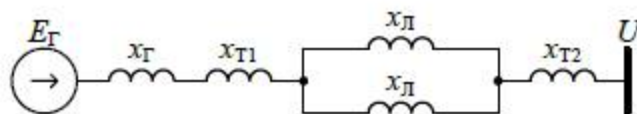


Рис. 3.2. Схема замещения для нормального режима ЭЭС

Характеристика мощности для данного режима

$$P_I = \frac{E_{\Gamma} \cdot U}{X_I} \cdot \sin \delta, \quad (3.1)$$

где $X_I = x_d + x_{m1} + \frac{x_l}{2} + x_{m2}$.

Для послеаварийного режима

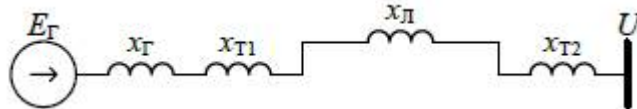


Рис. 3.3. Схема замещения для послеаварийного режима ЭЭС

$$P_{III} = \frac{E_{\Gamma} \cdot U}{X_{III}} \cdot \sin \delta, \quad (3.2)$$

где $X_{III} = x_d + x_{m1} + x_l + x_{m2}$

Схему замещения для режима короткого замыкания получим, включая в точку короткого замыкания шунт короткого замыкания (рис. 3.4).

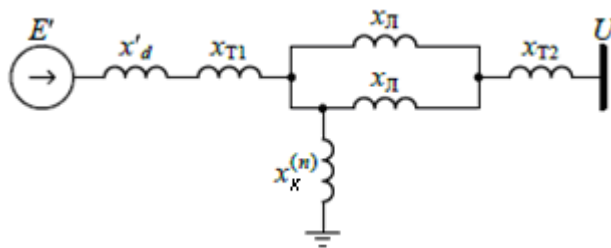


Рис. 3.4. Схема замещения аварийного режима ЭЭС

Величина сопротивления шунта зависит от вида короткого замыкания и равна

$x_k = x_0 + x_2$ — для однофазного короткого замыкания на землю;

$x_k = x_2$ — для двухфазного короткого замыкания;

$x_k = \frac{x_0 x_2}{x_0 + x_2}$ — для двухфазного короткого замыкания на землю;

$x_k = 0$ — для трехфазного короткого замыкания.

Здесь x_0 и x_2 — суммарные сопротивления схем для токов нулевой и обратной последовательностей относительно точки короткого замыкания.

Величина и место включения шунта короткого замыкания влияет на величину собственных и взаимных сопротивлений системы, определяющих в свою очередь характеристику электрической мощности. Для рассматриваемой системы взаимное сопротивление в аварийном режиме может быть определено по следующему выражению

$$X_{II} = (x'_d + x_{T1}) + (0,5x_n + x_{T2}) + \frac{(x'_d + x_{T1})(0,5x_n + x_{T2})}{x_K}. \quad (3.3)$$

Таким образом, характеристика мощности рассматриваемой системы в аварийном режиме определяется по формуле

$$P_{II} = \frac{E'U}{X_{II}} \sin \delta. \quad (3.4)$$

Амплитуда характеристики мощности для аварийного режима зависит от величины взаимного сопротивления X_{II} . В свою очередь взаимное сопротивление зависит от величины сопротивления шунта короткого замыкания. Уменьшение сопротивления шунта, приводит к увеличению взаимного сопротивления и, следовательно, к снижению амплитуды характеристики мощности. Наиболее тяжелым видом короткого замыкания является трехфазное. При трехфазном замыкании, например, в начале линии, взаимное сопротивление бесконечно велико и амплитуда характеристики мощности равна нулю. Самым легким видом короткого замыкания является однофазное, так как ему соответствует самое большое сопротивление шунта короткого замыкания.

Характеристики мощности для нормального, аварийного и послеаварийного режима показаны на рис. 3.5. Отдаваемая генератором мощность и угол между ЭДС E' и напряжением U в нормальном режиме обозначены соответственно через P_0 и δ_0 .

В момент, соответствующий началу короткого замыкания, в связи с изменением параметров схемы происходит переход из точки a характеристики нормального режима в точку b , характеристики аварийного режима, так как вследствие инерции ротора генератора угол δ мгновенно измениться не может.

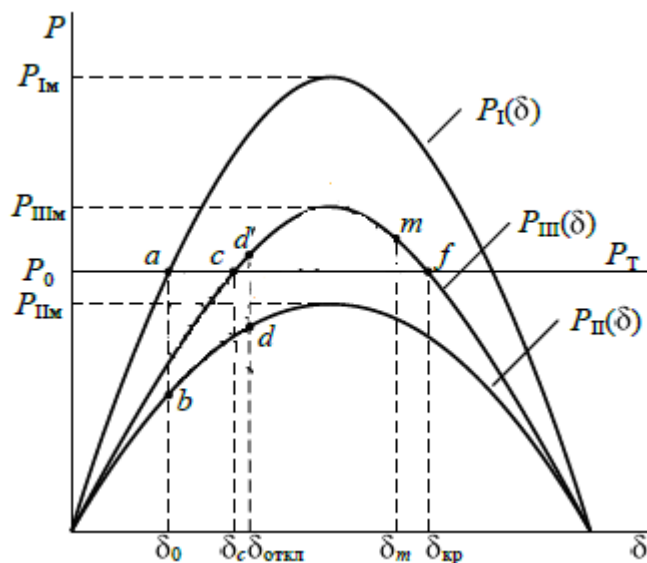


Рис. 3.5. Характеристики мощности

В результате на валу генератора возникает некоторый избыточный ускоряющий момент, обусловленный разностью мощностей первичного двигателя, равной P_0 , и электромагнитной мощностью генератора. Под влиянием этого момента ротор генератора начнет перемещаться относительно вектора напряжения приемной системы (угол δ будет увеличиваться). Этому перемещению соответствует движение рабочей точки по характеристике аварийного режима из b по направлению к d . Если при каком-либо значении угла $\delta_{откл}$ произойдет отключение поврежденной цепи линии электропередачи, то в этот момент произойдет переход из точки d характеристики аварийного режима в точку d' характеристики послеаварийного режима. Мощность первичного двигателя генератора во время переходного процесса вследствие инерционности системы регулирования скорости турбины останется неизменной и равной P_0 .

После отключения короткого замыкания электромагнитная мощность генератора больше механической мощности турбины и на его валу появится тормозной момент. Несмотря на это, ротор генератора будет еще некоторое время двигаться в сторону увеличения угла δ , пока не израсходуется запасенная им на пути от δ_0 до $\delta_{откл}$ кинетическая энергия. В этот период генератор покрывает избыток отдаваемой им электромагнитной мощности за счет кинетической энергии, запасенной им в период ускорения.

Если вся кинетическая энергия будет израсходована до достижения ротором генератора угла $\delta_{кр}$ точка m , то под действием избыточного тормозного момента ротор начнет перемещаться в обратном направлении по характеристике мощности послеаварийного режима и после нескольких колебаний перейдет в новый установившийся синхронный режим точка c с углом δ_c . Изменение угла δ во времени для этого случая показано на рис. 3.6.

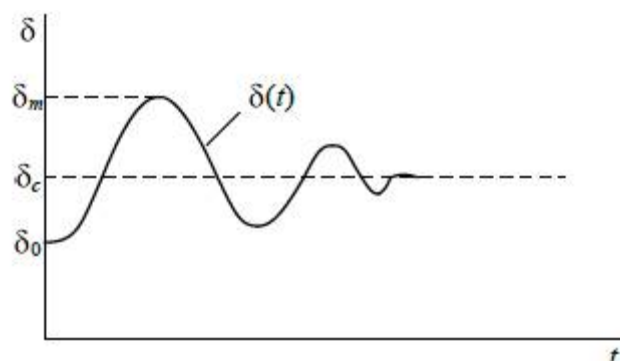


Рис. 3.6. Изменение угла δ система динамически устойчива

Если же ротор пройдет угол $\delta_{кр}$, точка f , то избыточный момент вновь станет ускоряющим. С увеличением угла ускоряющий момент будет прогрессивно возрастать, и генератор выпадет из синхронизма. Характер изменения угла во времени для второго случая показан на рис. 3.7.

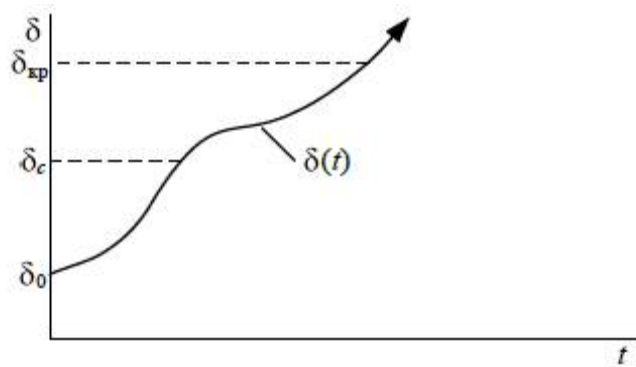


Рис. 3.7. Изменение угла δ система динамически не устойчива

Таким образом, в первом случае систему следует признать динамически устойчивой, во втором — неустойчивой.

3.2. Упрощенные методы исследования динамической устойчивости

Вышеприведённые рассуждения показывают, что для оценки динамической устойчивости надо знать, как изменяется угол δ во времени после большого возмущения. Зависимость $\delta(t)$ можно получить, решив уравнение движения ротора генератора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_M \sin \delta . \quad (3.5)$$

Однако, как уже было ранее отмечено данное дифференциальное уравнение, из-за нелинейной зависимости активной мощности генератора от угла δ в общем случае не может быть решено. Чтобы оценить динамическую устойчивость, не решая уравнения движения, используют метод, основанный на соотношении энергетических соотношений во время переходного процесса, он получил название *метода площадей*.

Данный метод относится к упрощенным методам оценки динамической устойчивости. В их основу положен целый ряд упрощающих допущений и, в частности, постоянство ЭДС генераторов E' за переходным сопротивлением x'_d , постоянство мощности первичных двигателей, замещение нагрузок постоянными сопротивлениями, учет лишь периодической составляющей тока прямой последовательности статора и т. д.

Упрощенные методы дают простое и быстрое решение, но применимы лишь для грубых предварительных расчетов динамической устойчивости простейших электрических систем.

Сущность метода площадей состоит в анализе совершаемой телом работы при его движении под действием силы, например F . Тогда по законам механики, работу совершаемую телом при движении из точки l_0 до l_1 с начальной скоростью равной нулю, можно определить из уравнения

$$A = \int_{l_0}^{l_1} F dl . \quad (3.6)$$

Рассмотрим основные положения метода площадей на примере простейшей системы (рис. 3.2). При отключении одной из цепей ЛЭП из-за короткого замыкания происходит изменение характеристик электрической мощности с P_I на P_{II} (рис. 3.5). Что приводит к появлению небаланса мощности:

$$\Delta P = P_0 - P_{II} \sin \delta. \quad (3.7)$$

Под действием этого небаланса происходит ускорение ротора генератора, и его перемещение характеризуется изменением угла δ с δ_0 до δ_1 (рис. 3.8).

При этом работу, совершаемую ротором по аналогии с (3.6) можно записать:

$$A_y = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \Delta P d\delta = f_{abca}, \quad (3.8)$$

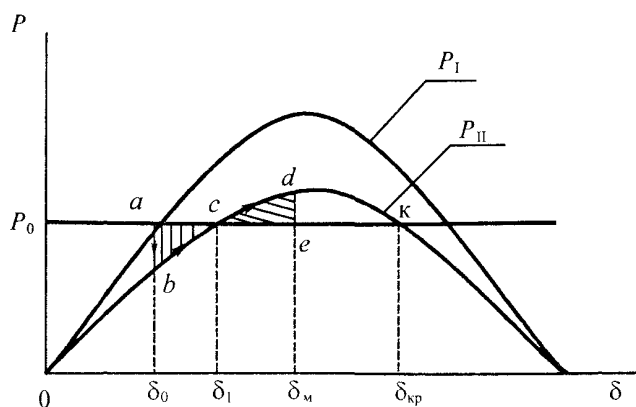


Рис. 3.8. Анализ устойчивости методом площадей

где f_{abca} представляет собой заштрихованную на рис. 3.8 площадку $abca$ соответствующую графическому изображению выполненной работы A_y . Поэтому величина площадки f_{abca} отражает приращение кинетической энергии ротора генератора при его ускорении и перемещении от угла δ_0 до угла δ_1 . Площадку f_{abca} принято называть *площадкой ускорения* f_y .

При угле $\delta = \delta_1$ электрическая и механическая мощности генератора оказываются равными. Однако наличие кинетической энергии A_y , запасённой ротором в процессе его ускорения, приводит к тому, что ротор движется далее проходя точку c и увеличивая угол δ . Однако под действием электрической мощности, которая стала больше механической ротор затормаживается. При этом кинетическая энергия, полученная при ускорении расходуется, то есть переходит в потенциальную. При угле δ_m вся кинетическая энергия, запасённая при ускорении израсходуется. Работа, выполненная ротором в период торможения, определяется по формуле:

$$A_T = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_{II} \sin \delta - P_0) d\delta = f_{cdec}. \quad (3.9)$$

Площадка f_{cdec} называется *площадкой торможения* f_T . Поскольку при торможении израсходована вся энергия ускорения, то $A_T = A_y$ или

$$f_T = f_Y. \quad (3.10)$$

Следовательно, для сохранения динамической устойчивости необходимо, чтобы при максимальном угле отклонения δ_m площадка ускорения была равна площадке торможения. Очевидно, что это правило может быть выполнено при $\delta_m \leq \delta_{кр}$, то есть при угле, где везде есть избыточный тормозящий момент. При $\delta > \delta_{кр}$, электрическая мощность генератора меньше механической и ротор не будет тормозиться, а получит ускорение. Величина критического угла может быть определена из равенства

$$\begin{aligned} \delta_{кр} &= \pi - \delta_I; \quad P = P_{ИМ} \sin \delta_I = P_0, \\ \text{откуда} \quad \delta_{кр} &= \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{ИМ}}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Поэтому площадку f_{cdkec} можно рассматривать как максимально возможную площадку торможения f_T^{BO3} . Если эта площадка будет меньше, чем площадка ускорения, то ротор не сумеет затормозиться, его относительная скорость будет увеличиваться, угол δ будет неограниченно возрастать. Это приведёт к выпадению генератора из синхронизма и нарушению динамической устойчивости. Таким образом, условие, определяющее сохранение динамической устойчивости записывается в виде

$$f_Y \leq f_T^{BO3}. \quad (3.12)$$

На основе данного условия формулируется *правило площадей*: система сохранит динамическую устойчивость, если возможная площадка торможения больше или равна площадке ускорения. Данное правило позволяет определить запас динамической устойчивости для простейшей системы из отношения

$$K_{ДУ} = \frac{f_T^{BO3} - f_Y}{f_Y}. \quad (3.13)$$

3.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания

Проанализируем электромеханический переходной процесс, вызванный коротким замыканием в одной из цепей ЛЭП простейшей ЭЭС (рис.3.1). Как уже было отмечено, динамическая устойчивость в этом случае оценивается с помощью угловых характеристик мощности нормального, аварийного и послеаварийного режимов. Изобразим графики этих характеристик (рис.3.9) и проведём следующие рассуждения.

Нормальный режим работы генератора характеризует точка a и соответствующий ей угол δ_0 . В момент КЗ сопротивление системы меняется, и режим скачкообразно переходит на характеристику мощности P_{II} . Под воздействием избыточной механической мощности первичного двигателя ротор генератора начинает ускоряться и соответственно увеличивать свой угол δ . Предположим далее, что в момент достижения ротором угла $\delta_{отк}^I$ сработала релейная защита и

силовой выключатель отключил повреждённую цепь ЛЭП (рис. 3.9,а). Наступил послеаварийный режим, в котором мощность генератора резко изменилась от точки c до точки d . Под воздействием полученного ускорения угол δ будет продолжать увеличиваться. Так как при этом площадка торможения f_T слишком мала, то генератор не сумеет сохранить устойчивую работу. Если отключить КЗ при угле $\delta_{отк}^{II}$ (рис. 3.9,б), то в этом случае площадка торможения больше площадки ускорения и динамическая устойчивость системы обеспечивается.

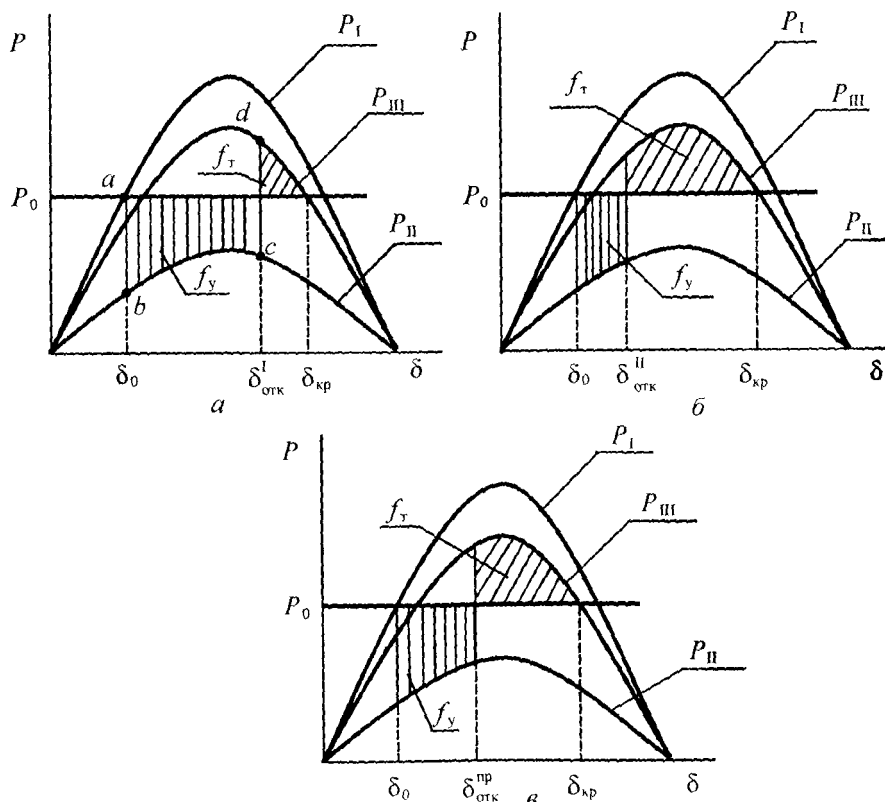


Рис. 3.9. Влияние угла отключения на устойчивость:

$a - f_y < f_T$; $б - f_y > f_T$; $в - f_y = f_T$

Чтобы уменьшить угол отключения КЗ $\delta_{отк}$ необходимо применять более быстродействующие высоковольтные выключатели. Поэтому при практической эксплуатации систем нужно определять наибольший угол отключения КЗ, при котором динамическая устойчивость будет сохраняться. Такой угол называют *предельным углом отключения КЗ* $\delta_{отк}^{пр}$. Согласно правилу площадей данный угол можно найти графически (рис. 3.9,в). Значение $\delta_{отк}^{пр}$ определяется равенством площадок ускорения и торможения. Предельный угол отключения может быть найден и аналитически из условия

$$f_y = f_T^{воз}.$$

Подставляя в равенство выражение интегралов с соответствующими мощностями, получим

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{отк}^{пр}} (P_0 - P_{III} \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{отк}^{пр}}^{\delta_{кр}} (P_{III} \sin \delta - P_0) d\delta. \quad (3.14)$$

Проинтегрируем полученное выражение

$$P_0(\delta_{отк}^{IP} - \delta_0) + P_{IIIM}(\cos\delta_{отк}^{IP} - \cos\delta_0) = -P_{IIIM}(\cos\delta_{KP} - \cos\delta_{отк}^{IP}) - P_0(\delta_{KP} - \delta_{отк}^{IP}).$$

После решения данного уравнения найдём

$$\cos\delta_{отк}^{IP} = \frac{\pi/180 \cdot P_0(\delta_{KP} - \delta_0) - P_{IIIM} \cos\delta_0 + P_{IIIM} \cos\delta_{KP}}{P_{IIIM} - P_{IIIM}} \quad (3.15)$$

При трехфазном КЗ на шинах генератора или полном разрыве (отключении) линии в формуле (3.15) следует принять $P_{IIIM}=0$.

3.4. Определение предельного времени отключения трехфазного КЗ

При решении практических задач по обеспечению динамической устойчивости системы определение предельного угла отключения КЗ является недостаточным. Чтобы правильно выбрать силовые выключатели и уставки релейной защиты при проектировании систем электроснабжения необходимо знать время в течение, которого ротор успевает достигнуть $\delta_{отк}^{IP}$, то есть так называемое предельно допустимое время отключения КЗ. С помощью метода площадей определить время отключения КЗ невозможно. Это можно сделать, только решив уравнение движения ротора генератора. В общем виде, как было ранее отмечено, данное уравнение аналитического решения не имеет. Однако для некоторых частных случаев решение может быть получено. Одним из таких случаев является трехфазное КЗ. В таком аварийном режиме электрическая мощность генератора $P=P_m \sin\delta=0$ и уравнение движения принимает вид

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0. \quad (3.16)$$

Это линейное дифференциальное уравнение второго порядка, описывающее равномерно-ускоренное движение. Для интегрирования уравнения (3.16) запишем его в виде

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \alpha_0, \quad (3.17)$$

где $\Delta\omega=d\delta/dt$ – изменение скорости вращения ротора;

$\alpha_0 = P_0/T_j$ – ускорение ротора.

Проинтегрируем уравнение (3.17)

$$\Delta\omega = \alpha_0 t + C_1.$$

Согласно начальным условиям при $t=0$ изменение скорости вращения ротора $\Delta\omega=0$, следовательно $C_1=0$. Тогда получаем

$$\frac{d\delta}{dt} = \alpha_0 t \text{ или } d\delta = \alpha_0 t \cdot dt.$$

Интеграл из последнего уравнения

$$\delta = \int \alpha_0 t dt = \frac{\alpha_0 t^2}{2} + C_2.$$

При $t=0$ угол $\delta = \delta_0$, следовательно, $C_2 = \delta_0$. Поэтому

$$\delta - \delta_0 = \frac{\alpha_0 t^2}{2} = (P_0 / T_j) t^2 / 2.$$

Из полученного выражения выразим время

$$t = \sqrt{\frac{2T_j(\delta - \delta_0)}{P_0}}. \quad (3.18)$$

Подставив в выражение (3.18) предельный угол отключения КЗ из (3.15) получим предельное время отключения трехфазного КЗ в рассматриваемой системе

$$t_{отк}^{пп} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{отк}^{пп} - \delta_0)}{P_0}}. \quad (3.19)$$

3.5. Уточнённые методы исследования динамической устойчивости

Уточнённые методы исследования динамической устойчивости учитывают действие различных факторов, не принимаемых во внимание в упрощенных методах, но оказывающих существенное влияние на переходный процесс. К ним, в первую очередь, следует отнести:

автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин, изменяющее величину ЭДС и, следовательно, электромагнитный момент (мощность) машины;

автоматическое регулирование скорости, главным образом, турбогенераторов, изменяющее вращающий момент первичного двигателя;

дополнительные тормозные моменты, возникающие во время короткого замыкания, от апериодической слагающей тока статора, токов обратной последовательности статора и токов, наводимых в демпферных контурах ротора;

динамические характеристики нагрузки, отражающие изменение скольжения асинхронных двигателей в переходном процессе.

Необходимость учета того или иного фактора зависит от конкретных данных рассматриваемой системы и может быть установлена путем проведения контрольных расчетов — упрощенного и уточненного.

Учет вышеприведённых факторов при оценке динамической устойчивости позволяют сделать методы, основанные на численном интегрировании нелинейного дифференциального уравнения движения ротора синхронной машины. В электроэнергетике наибольшее распространение для инженерных расчетов получил *метод последовательных интервалов*.

Метод последовательных интервалов представляет собой приближенное решение дифференциального уравнения движения роторов синхронных машин. Весь переходный процесс разбивается на ряд малых интервалов времени Δt и для каждого из них последовательно вычисляется приращение угла $\Delta\delta$. При этом интервал времени выбирается настолько малым что в течение каждого из интервалов избыток мощности ΔP действующий на ротор машины принимается

неизменным. В практических расчетах величина интервала выбирается в пределах 0,01—0,05 сек, в зависимости от длительности короткого замыкания и характеристик автоматических устройств, учитываемых в расчете. Исходя из выше приведённых рассуждений ускорение, входящее в уравнение движения так же можно считать постоянным $\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j} = const$. Следовательно, при принятых допущениях изменение угла будет происходить по закону равномерно-ускоренного движения и к концу первого интервала составит

$$\Delta\delta_{(1)} = \Delta\omega_{(1)}\Delta t + \frac{1}{2}\alpha_{(1)}\Delta t^2, \quad (3.20)$$

где $\Delta\omega_{(1)}$, $\alpha_{(1)}$ – относительная скорость и ускорение ротора в начале первого интервала.

В начальный момент КЗ относительная скорость ротора равна нулю, поэтому для первого интервала $\Delta\omega_{(1)}=0$. Ускорение вычисляется по формуле

$$\alpha_{(1)} = \frac{\Delta P_{(1)}}{T_j},$$

где $\Delta P_{(1)}$ – избыток мощности на валу машины на первом интервале.

Величина $\Delta P_{(1)}$ может быть определена графически (рис. 3.10) или рассчитана согласно уравнению

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{II} \sin \delta_0.$$

Таким образом, приращение угла $\Delta\delta$ в конце первого интервала составит

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{1}{2}\alpha_{(1)}\Delta t^2 = \frac{1}{2}\frac{\Delta P_{(1)}}{T_j}\Delta t^2 = \frac{1}{2}K\Delta P_{(1)}, \quad (3.21)$$

где $K = \frac{\Delta t^2}{T_j}$ – постоянный коэффициент.

При расчете изменения угла $\Delta\delta$ по формуле (3.21) угол и время выражены в радианах. В практических расчетах угол выражают в градусах, а время в секундах.

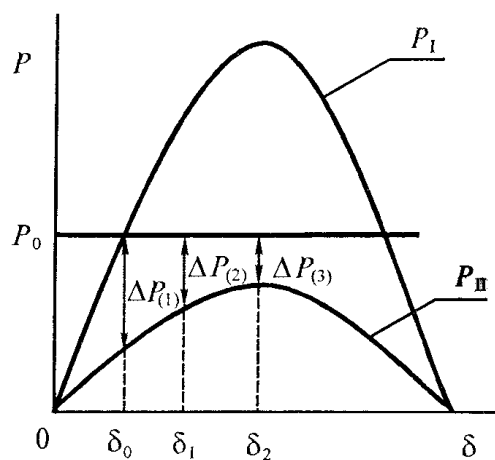


Рис. 3.10. Графическое определение избытка мощности в методе последовательных интервалов

Тогда величина K определяется следующим образом:

$$K = \frac{360 f \Delta t^2}{T_j}. \quad (3.22)$$

Угол δ в конце первого интервала равен

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_{(1)}.$$

Изменение угла на втором интервале

$$\Delta\delta_{(2)} = \Delta\omega_{(2)}\Delta t + \frac{1}{2}\alpha_{(2)}\Delta t^2. \quad (3.23)$$

Ускорение данным интервале будет равно

$$\alpha_{(2)} = \frac{\Delta P_{(2)}}{T_j},$$

где $\Delta P_{(2)} = P_0 - P_{II} \sin \delta_1$.

Величина относительной скорости, которую ротор генератора получил при ускорении, определяется выражением

$$\Delta\omega_{(2)} = \frac{1}{2}(\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)})\Delta t, \quad (3.24)$$

где $\frac{1}{2}(\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)})$ - среднее арифметическое ускорение за первый интервал.

Подставим (3.24) в (3.23) получим

$$\begin{aligned} \Delta\delta_{(2)} &= \frac{1}{2}(\alpha_{(1)} + \alpha_{(2)})\Delta t^2 + \frac{1}{2}\alpha_{(2)}\Delta t^2 = \frac{1}{2}\alpha_{(1)}\Delta t^2 + \alpha_{(2)}\Delta t^2 = \\ &= \Delta\delta_{(1)} + \left(\frac{\Delta P_{(2)}}{T_j}\right)\Delta t^2 = \Delta\delta_{(1)} + K\Delta P_{(2)}. \end{aligned} \quad (3.25)$$

Таким образом, приращение угла δ во втором интервале определится выражением

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

Для всех последующих интервалов изменение угла определяется по выражению

$$\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n-1)} + K\Delta P_{(n)}, \quad (3.26)$$

где $\Delta P_{(n)}$ - небаланс мощности на валу машины в начале n – го интервала .

Если в начале некоторого m -го интервала режим системы резко изменяется, например происходит отключение поврежденной цепи ЛЭП, то небаланс мощности, составляющий $\Delta P_{II(m)}$ внезапно изменяется до величины $\Delta P_{III(m)}$. Тогда изменение угла на данном интервале определится по выражению

$$\delta_{(m)} = \Delta\delta_{(m-1)} + \frac{1}{2}K(\Delta P_{II} + \Delta P_{III}). \quad (3.27)$$

В дальнейших расчетах снова используется выражение (3.26). Таким образом, решая численным методом, уравнение движения ротора генератора получаем искомую зависимость $\delta=f(t)$ (рис. 3.11). Расчет ведётся до тех пор, пока угол δ не начнёт уменьшаться или пока не станет ясным, что угол все время возрастает и происходит нарушение динамической устойчивости системы.

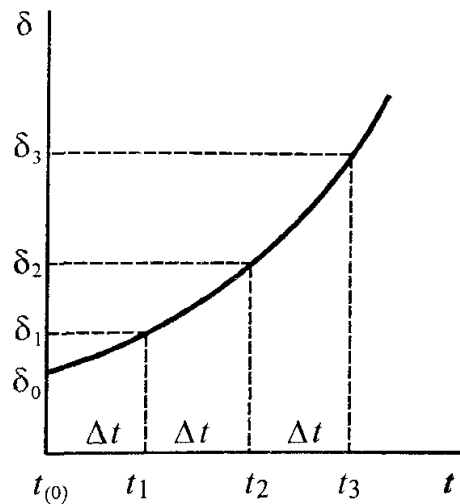


Рис. 3.11. Зависимость $\delta=f(t)$ при расчете методом последовательных интервалов

Контрольные вопросы

1. Определение динамической устойчивости ЭЭС.
2. Изобразите схемы замещения для нормального и послеаварийного режимов простейшей ЭЭС.
3. Изобразите схему замещения для режима КЗ.
4. Как определяется величина шунта КЗ для различных видов КЗ?
5. От чего зависит амплитуда характеристики мощности в аварийном режиме?
6. Используя графики характеристик мощности для нормального, аварийного и послеаварийного режимов, покажите в каком случае, система обладает динамической устойчивостью.
7. Изобразите график изменения угла δ , если система динамически устойчива.
8. Изобразите график изменения угла δ , если система динамически неустойчива.
9. Какие допущения вводятся при использовании упрощенных методов анализа динамической устойчивости?
10. Изобразите угловые характеристики СГ и покажите площадки ускорения и торможения.
11. Сформулируйте правило площадей.
12. Как можно определить предельный угол отключения КЗ?
13. В каком случае можно найти предельное время отключения КЗ, решив уравнение движения ротора СГ?
14. Какие факторы могут быть учтены при анализе динамической устойчивости уточненными методами?
15. В чем суть метода последовательных интервалов применяемого при анализе динамической устойчивости.

4. ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

4.1. Характеристика узлов нагрузки

Часть ЭЭС снабжающая электроэнергией потребителей называется *системой электроснабжения*. Она включает питающие и распределительные ЛЭП, трансформаторные подстанции, компенсирующие устройства и электроустановки потребителей электроэнергии. Электромеханические переходные процессы, проходящие в системе электроснабжения, оказывают влияние на работу, как отдельной электроустановки, так и *узла нагрузки*. Узел нагрузки объединяет группы потребителей присоединенных к шинам подстанции, линии электропередачи и т.д.

Узлы нагрузки в своём составе имеют асинхронные и синхронные двигатели, синхронные компенсаторы, небольшие генерирующие установки и *статическую нагрузку*. Статическая нагрузка включает электроприемники, в которых отсутствует вращающееся магнитное поле: электрическое освещение, потери в сетях, электропечи, выпрямители, коммунально-бытовые приборы и другие электротехнологические установки. Состав узла нагрузки зависит от района электроснабжения и может меняться в широких пределах.

Переходные процессы, проходящие в узлах нагрузки, могут оказывать следующее негативное влияние на работу ЭЭС:

1. При КЗ в питающих или распределительных сетях нарушается устойчивость двигательной нагрузки, что в свою очередь приводит к нарушению технологических процессов, браку продукции, увеличивается вероятность техногенных аварий.

2. Нарушение устойчивости крупных узлов нагрузки может повлиять на нормальный режим работы ЭЭС в целом и, следовательно, на устойчивость генераторов.

Отмечают три характерных воздействия на систему узлов нагрузки:

- внезапные большие набросы нагрузки связанные с включением мощных потребителей, например прокатных станов, дугоплавильных печей или большие сбросы, происходящие при КЗ в распределительных сетях крупных предприятий. При неблагоприятных условиях такие воздействия могут нарушить устойчивость ЭЭС и привести к развитию системной аварии;

- значительное увеличение потребляемой реактивной мощности при нарушении устойчивости двигателей. Это приводит к глубокому снижению напряжения и как следствие к лавинообразному нарушению устойчивости всей двигательной нагрузки узла;

- самозапуск группы мощных асинхронных двигателей.

При исследовании электромеханических переходных процессов нагрузки могут представляться различными расчетными моделями. Наиболее точными

являются комплексные модели, позволяющие детально учитывать особенности потребителей и распределительных сетей входящих в узлы нагрузки.

4.2. Характеристики двигательной нагрузки

4.2.1. Синхронные двигатели

Амплитуда характеристики мощности синхронного двигателя (СД), согласно (2.21) зависит от величины подведённого к нему напряжения. Угловые характеристики мощности СД $P_{СД}=f(\delta)$ при уменьшении подводимого напряжения показывают, что угол δ увеличивается, а потребляемая активная мощность остаётся постоянной (рис. 4.1). Нормальная работа приводного механизма сохраняется, так как скорость двигателя не изменяется. Это продолжается пока

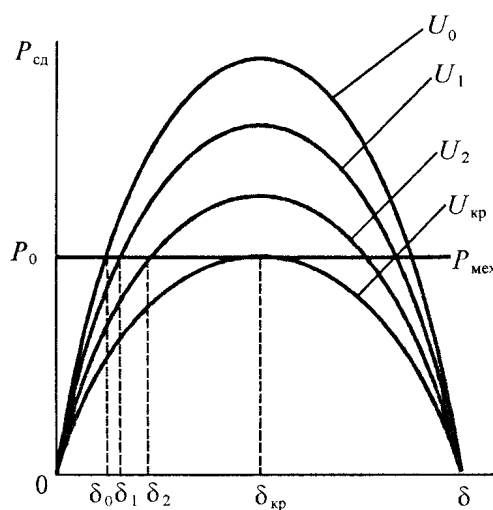


Рис. 4.1. Угловые характеристики мощности СД при уменьшении подводимого напряжения

$$U_0 > U_1 > U_2 > U_{кр}$$

напряжение не снизится до критической величины $U_{кр}$. При дальнейшем снижении напряжения механическая мощность становится больше электрической, и двигатель выпадает из синхронного режима работы. Таким образом, предельное наименьшее напряжение в узле нагрузки по условиям статической называется *критическим напряжением*.

При изменении частоты подводимого напряжения характеристики СД определяются механической характеристикой приводного механизма в зависимости от скорости вращения ротора n . Различают три типа механических характеристик приводных механизмов (рис. 4.2).

1. Независящий от скорости механический момент (сухое трение) характерен для подъёмных и транспортных механизмов, прокатных станков, поршневых компрессоров:

$$M_{мех} = const; P_{мех} \equiv \omega.$$

2. Механический момент пропорциональный скорости (вязкое трение), характерен для большинства приводных механизмов

$$M_{\text{мех}} = \omega; P_{\text{меч}} \equiv \omega^2.$$

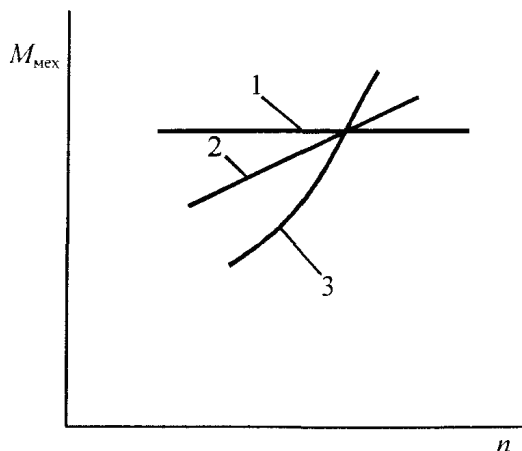


Рис. 4.2. Механические характеристики приводных механизмов: 1- $M_{\text{мех}}=const$; 2- $M_{\text{мех}}\equiv\omega$; 3- $M_{\text{мех}}\equiv\omega^2$

3. Вентиляторный момент – пропорциональный квадрату скорости:

$$M_{\text{мех}} = \omega^2; P_{\text{меч}} \equiv \omega^3.$$

В соответствии с данными характеристиками приводных механизмов на рис. 4.3 показан диапазон изменения активной мощности СД при изменении частоты подводимого напряжения.

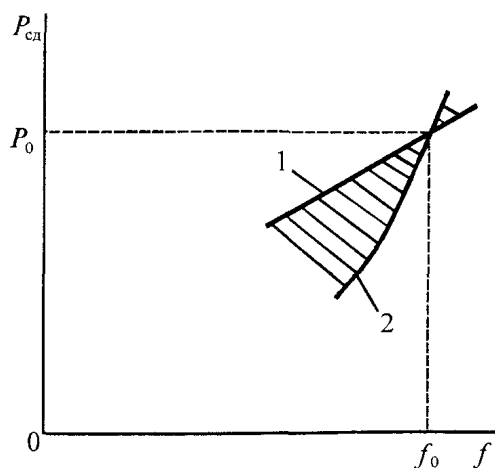


Рис. 4.3. Статические характеристики активной мощности СД по частоте: 1- $P\equiv\omega$; 2- $P\equiv\omega^3$

4.2.2. Характеристики асинхронных двигателей

Выражение для расчета активной мощности асинхронного двигателя (АД) можно получить из упрощенной Г-образной схемы замещения (рис. 4.4)

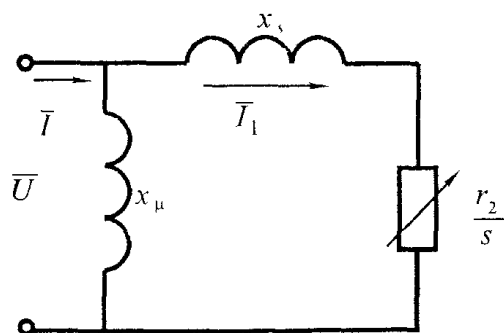


Рис. 4.4. Г-образная схема замещения АД

Активная мощность, потребляемая АД из сети определяется из выражения

$$P = I_1^2 \frac{r_2}{s} = \frac{U^2 r_2 / s}{x_s^2 + (r_2 / s)^2} = \frac{U^2 r_2 s}{(x_s s)^2 + r_2^2}. \quad (4.1)$$

В соответствии с данным выражением получаем известную механическую характеристику АД (рис. 4.5).

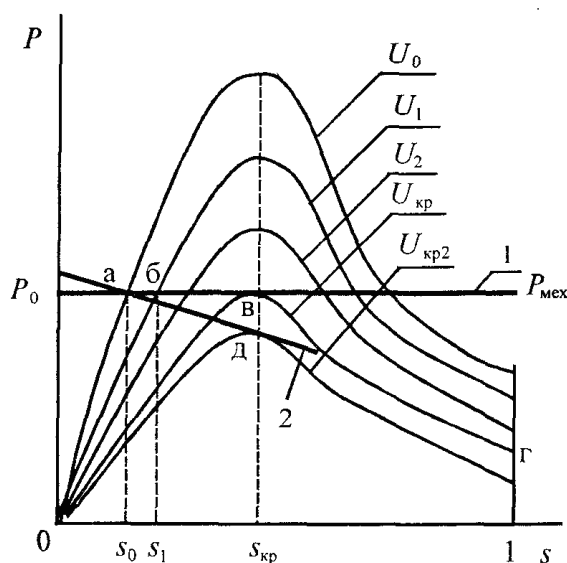


Рис. 4.5. Механическая характеристика АД: 1 - $P_{мех} = const$; 2 - $P_{мех} \propto s$

Рассмотрим работу АД с приводным механизмом при снижении подводимого напряжения. Предположим в первом случае, что механическая мощность приводного механизма не зависит от скольжения $P_{мех} = const$ прямая 1 на рис. 4.5. Установившейся режим работы АД наступает в точке пересечения электрической мощности двигателя и механической мощности приводного механизма. Например, при напряжении U_0 подведённом к двигателю установившейся режим наступает в точке а с исходной мощностью P_0 и скольжением s_0 .

Согласно выражению (4.1) значение активной мощности АД зависит от квадрата подводимого напряжения. Поэтому при снижении напряжения на за-

жимах двигателя его скольжение будет увеличиваться для уравнивания тормозного и вращающего моментов. Например, при снижении напряжения с U_0 до U_1 двигатель переходит в режим, характеризуемый точкой b , и скольжение увеличивается с s_0 до s_1 . При этом активная мощность потребляемая двигателем не меняется, так как $P_{мех} = \text{const}$. В таком режиме агрегат будет работать пока напряжение не снизится до $U_{кр}$. При дальнейшем снижении напряжения электрическая мощность становится меньше механической, и ротор АД начнет затормаживаться вплоть до полной остановки (линия $в-г$ на рис. 4.5). У остановившегося двигателя ($s=1$) потребляемая активная мощность находится из выражения

$$P = \frac{U^2 r_2}{x_s^2 + r_2^2}.$$

В других случаях изменение активной мощности АД при изменении подводимого напряжения будет определяться механическими характеристиками приводных механизмов (рис. 4.3). Такой пример приведён на рис. 4.5 зависимость 2, характеризующая изменение потребляемой активной мощности АД при механической мощности, линейно зависящей от скольжения.

Статическая характеристика активной мощности АД по частоте имеет примерно такой же вид, как и у СД изображенной на рис. 4.3. Это объясняется тем что в обоих случаях характеристики двигателей определяются характеристиками механической мощности приводных механизмов.

4.3. Оценка статической устойчивости двигательной нагрузки

Оценку устойчивости двигательной нагрузки начнем с асинхронных двигателей имеющих наиболее широкое применение.

Для проведения анализа статической устойчивости АД изобразим графики электрической и механической мощностей агрегата (рис. 4.6).

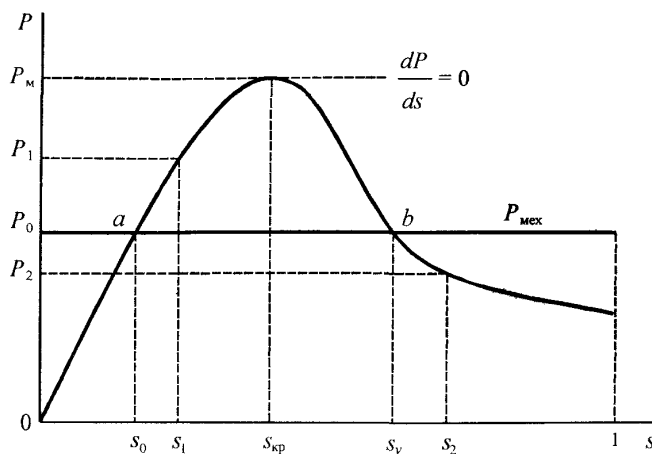


Рис. 4.6. К анализу статической устойчивости АД

Из графиков видно, что установившейся режим работы АД возможен в двух точках пересечения характеристик: в точках a и b . Предположим что агрегат работает в установившемся режиме с мощностью P_0 и скольжением s_0 точка a . Далее считаем что на агрегат действует малое возмущение в результате скольжение увеличивается до значения s_1 . Это вызовет увеличение активной мощности АД с P_0 до P_1 . При этом механическая мощность приводного механизма останется постоянной и равной P_0 . В этом случае скольжение ротора АД будет определяться уравнением

$$T_j = \frac{ds}{dt} = P_{\text{мех}} - P_{\text{э}} = P_0 - P. \quad (4.2)$$

Поскольку в рассматриваемом случае $P = P_1 > P_0$, то на валу агрегата возникает ускоряющий электромагнитный момент, под влиянием которого скольжение начнет уменьшаться, а скорость ротора увеличиваться. Таким образом, снова восстановится исходный режим работы в точке a , следовательно, двигатель в данной точке обладает статической устойчивостью. Проведём аналогичные рассуждения для точки b со скольжением s_y . В этом случае при увеличении скольжения до значения s_2 электрическая мощность становится меньше механической $P_2 < P_0$. Следовательно, скольжение продолжает увеличиваться вплоть до остановки АД.

Таким образом, статическая устойчивость АД сохраняется не только в точке a , но и во всех точках восходящей части характеристики активной мощности двигателя. Для данного отрезка характеристики справедливо соотношение $\frac{dP}{ds} > 0$. Следовательно, критерием статической устойчивости АД в данном случае является положительный знак производной

$$\frac{dP}{ds} > 0. \quad (4.3)$$

Если $P_{\text{мех}} \neq \text{const}$, критерий статической устойчивости АД примет вид

$$\frac{dP}{ds} - \frac{dP_{\text{мех}}}{ds} > 0. \quad (4.4)$$

В практических расчетах определить реальные механические характеристики приводных механизмов достаточно сложно, поэтому принимают $P_{\text{мех}} = P_0 = \text{const}$, следовательно $\frac{dP_{\text{мех}}}{ds} = 0$ и критерий устойчивости определяется неравенством (4.3).

Предельный режим сохранения статической устойчивости имеет место при $\frac{dP}{ds} = 0$ и характеризуется максимальной мощностью P_m и критическим скольжением $s_{кр}$. Параметры критического режима можно определить, продифференцировав и приравняв нулю производную выражения (4.1)

$$\frac{dP}{ds} = \frac{U^2 r_2 (r_2^2 - x_s^2 s^2)}{(r_2^2 + x_s^2 s^2)^2} = 0,$$

тогда
$$s_{кр} = \frac{r_2}{x_s}. \quad (4.5)$$

Подставив $s_{кр}$ в уравнение (4.1), получим значение максимальной электромагнитной мощности, развиваемой АД

$$P_m = \frac{U^2}{2x_s}. \quad (4.6)$$

Таким образом, область устойчивой работы АД лежит между синхронной скоростью и критическим скольжением. В области между критическим скольжением и скольжением равным единице устойчивая работа АД не возможна. В нормальных условиях АД работает на устойчивой части своей механической характеристики. Нарушение устойчивой работы может быть вызвано увеличением механической мощности приводного механизма или снижением напряжения. Напряжение, при котором электромагнитная мощность АД становится равной механической мощности механизма, называется *критическим* (см. рис. 4.5). Значение критического напряжения согласно (4.6) определяется по формуле

$$U_{кр} = \sqrt{2P_0 x_s}. \quad (4.7)$$

Зная значение критического напряжения, определяют уровень статической устойчивости как отдельного АД, так и узлов нагрузки путем расчета коэффициента запаса по напряжению

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0}. \quad (4.8)$$

Для обеспечения устойчивости нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 0,15 в нормальных и 0,1 в аварийных режимах ЭЭС [3].

Изменение частоты подводимого напряжения, также оказывает влияние на статическую устойчивость АД. Оценить влияние данного параметра можно, подставив в выражения (4.5), (4.6) и (4.7) сопротивление рассеяния в виде $x_s = 2\pi L_s f$, тогда получим

$$s_{кр} = \frac{r_2}{2\pi L_s f}; \quad P_m = \frac{U^2}{4\pi L_s f}; \quad U_{кр} = \sqrt{4P_0 \pi L_s f}. \quad (4.9)$$

Таким образом, из полученных формул видно, что критическое скольжение и максимальная мощность АД при понижении частоты увеличиваются, а критическое напряжение уменьшается. Следовательно, снижение частоты повышает устойчивость АД. Сделанный вывод справедлив только для режимов имеющих запасы по реактивной мощности. При дефиците реактивной мощности снижение частоты приводит к увеличению потребления реактивной мощности АД, что может вызвать настолько глубокое снижение напряжения, из-за которого нарушится устойчивость большей части потребителей. Поэтому по-

ложительное влияние снижения частоты на устойчивость АД может смениться отрицательным из-за роста потребления реактивной мощности. Таким образом, в каждом конкретном случае необходима проверка и оценка режимов, как при снижении частоты, так и напряжения.

Статическая устойчивость синхронного двигателя оценивается так же, как и синхронного генератора, критерием $\frac{dP}{d\delta} > 0$. При отсутствии АРВ максимальная мощность и критическое напряжение определяются выражениями

$$P_M = \frac{E_q U}{x_d}; U_{кр} = \frac{P_0 x_d}{E_q}. \quad (4.10)$$

4.4. Вторичные критерии устойчивости узлов нагрузки

Применение полученных критериев устойчивости для узлов нагрузки с большим количеством разнотипных электродвигателей затруднено из-за сложности определения параметров эквивалентного двигателя. Поэтому на практике применяют другие критерии, позволяющие определить устойчивость нагрузки, используя её статические характеристики по напряжению.

Наибольшее распространение получил критерий, предложенный проф. П.С. Ждановым. Данный критерий определяет статическую устойчивость по положительному знаку производной ЭДС генераторов электростанции либо ЭДС системы питающей нагрузку, по напряжению

$$\frac{dE}{dU} > 0. \quad (4.11)$$

Для проверки устойчивости комплексного узла нагрузки по данному критерию сначала составляют эквивалентную схему замещения, показанную на рис. 4.7. Для данной схемы эквивалентная ЭДС определяется по формуле

$$E_{\mathcal{E}} = \sqrt{\left(U + \frac{P_H R_{\mathcal{E}} + Q_H X_{\mathcal{E}}}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_H X_{\mathcal{E}} - Q_H R_{\mathcal{E}}}{U}\right)^2}, \quad (4.12)$$

где $R_{\mathcal{E}}, X_{\mathcal{E}}$ – эквивалентные сопротивления питающей сети и генераторов.

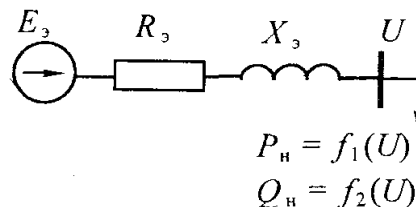


Рис. 4.7. Схема замещения для оценки устойчивости по критерию $\frac{dE}{dU} > 0$

Далее строится зависимость $E_{\Sigma}=f(U)$ по следующей методике. Сначала задаются параметры исходного режима эквивалентная ЭДС E_0 , напряжение на нагрузке U_0 и мощности P_0 и Q_0 . Затем задаваясь новым меньшим значением напряжения на шинах нагрузки U_1 по статическим характеристикам, определяется значение P_1 и Q_1 соответствующие этому напряжению. Далее по формуле (4.12) находят новое значение ЭДС E_1 . Проведя ряд таких расчетов для нескольких значений напряжения, строится график зависимости расчетных значений ЭДС E_{Σ} от напряжения U (рис. 4.8).

При $E_{\Sigma}=E_0$ установившиеся режимы возможны в точках a и b . В точке a производная $\frac{dE}{dU} > 0$, следовательно, режим устойчив, в точке b - $\frac{dE}{dU} < 0$ - режим не устойчив. Предельный режим определяется критическими значениями ЭДС $E_{кр}$ и напряжения $U_{кр}$ в точке c , где $\frac{dE}{dU} = 0$.

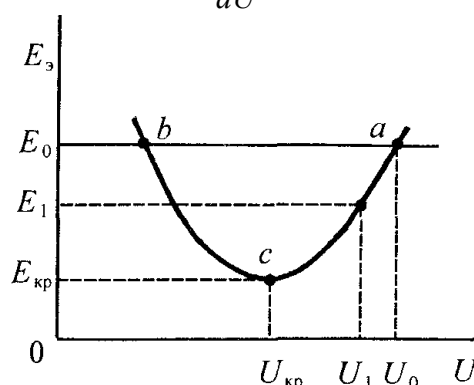


Рис. 4.8. Зависимость ЭДС системы от напряжения на нагрузке

При наличии нескольких узлов комплексной нагрузки в системе электро-снабжения необходимо построить зависимости $E_{\Sigma}=f(U)$ для каждого из них. Расчеты удобно вести, задаваясь значением напряжения на наиболее удалённой из нагрузок.

Если узел нагрузки получает питание от нескольких электростанций, то оценку статической устойчивости удобно проводить, используя практический критерий устойчивости

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0, \quad (4.13)$$

где $\Delta Q = Q_{Г\Sigma} - Q_H$ - небаланс мощностей;

$Q_{Г\Sigma}$ - суммарная генерируемая в узел реактивная мощность.

Для оценки статической устойчивости нагрузки по данному критерию необходимо построить зависимости реактивной мощности генерации $Q_{Г\Sigma}$ и нагрузки Q_H от напряжения U на нагрузке. Зависимость $Q_H=f(U)$ имеет вид приведенный на рис. 4.9. Характеристика реактивной мощности генерируемой в узел по расчетам режимов системы или по следующему уравнению

$$Q_{r\Sigma} = \sqrt{\left(\frac{E_{\Sigma}U}{X_{\Sigma}}\right)^2 - P_H^2} - \frac{U^2}{X_{\Sigma}}, \quad (4.14)$$

где E_{Σ} – эквивалентная ЭДС генерирующих источников.

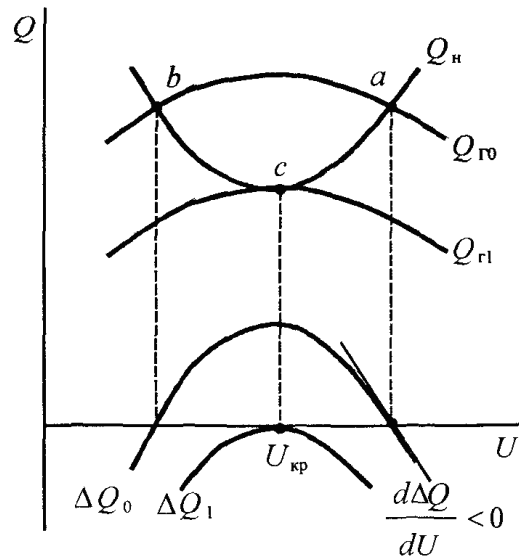


Рис. 4.9. Характеристики реактивной мощности в узле нагрузки

На рис. 4.9 приведена графическая зависимость $Q_{r0}=f(U)$, соответствующая эквивалентной ЭДС E_0 в исходном режиме. Графики Q_{r0} и Q_H имеют две точки пересечения (точки a и b на рис. 4.9). В этих точках уравниваются как реактивные, так и активные мощности генерации и нагрузки. Точка a , соответствующая большему напряжению (а следовательно и меньшему скольжению), где $\frac{d\Delta Q}{dU} < 0$, является точкой устойчивой работы, а точка b – неустойчивой.

Для определения критических параметров в узле нагрузки, необходимо выполнить постепенное пошаговое утяжеление режима по различным параметрам, например увеличение мощности нагрузки, уменьшение ЭДС генерирующих источников или увеличение реактивного сопротивления питающей сети. В качестве примера на рис. 4.9 приведена зависимость Q_{r1} , соответствующая меньшей ЭДС E_1 . Предельный режим определяется критическим напряжением $U_{кр}$ в точке c , где $\frac{d\Delta Q}{dU} = 0$.

4.5. Влияние конденсаторных батарей на устойчивость нагрузки

В узлах нагрузки конденсаторные батареи (КБ) устанавливаются для повышения уровня напряжения и для снижения потерь мощности от реактивных токов.

В тоже время включение конденсаторных установок может уменьшить запас по статической устойчивости двигательной нагрузки. Это связано с тем, что реактивная мощность КБ существенно зависит от напряжения в узле нагрузки:

$$Q_{KB} = \omega C_{KB} U^2, \quad (4.15)$$

где C_{KB} – результирующая емкость батареи.

Графические зависимости реактивных мощностей в узле нагрузке при включении КБ (рис. 4.10) показывают что суммарная кривая $Q_H - Q_{KB}$ оказывается более пологой и значение критического напряжения увеличивается с $U_{кр1}$ до $U_{кр2}$. В результате запас устойчивости при включении конденсаторов уменьшается от значения $K_{U1} = \frac{U_0 - U_{кр1}}{U_0}$ до $K_{U2} = \frac{U_0 - U_{кр2}}{U_0}$, что отрицательно сказывается на устойчивости двигательной нагрузки.

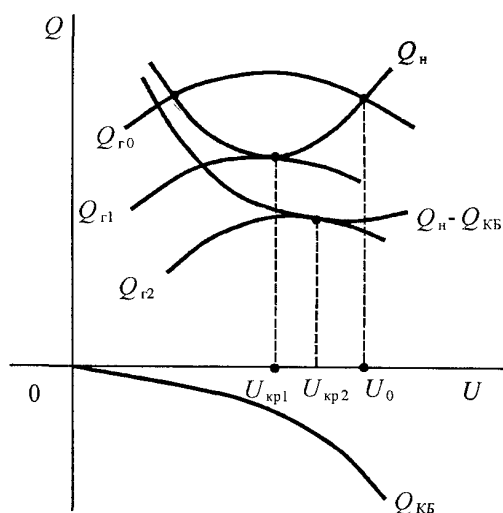


Рис. 4.10. Характеристики реактивных мощностей при включении КБ в узел нагрузки

Уменьшить отрицательное влияние КБ на устойчивость нагрузки, можно добавив в состав узла синхронные двигатели с регулированием возбуждения.

В любом случае при установке в узел КБ необходимо проводить дополнительные расчеты статической устойчивости с учетом всех факторов и особенностей системы электроснабжения.

4.6. Динамическая устойчивость узлов нагрузки

Как уже отмечалось динамическую устойчивость, определяют электромеханические переходные процессы, проходящие в ЭЭС при больших возмущениях. На устойчивость двигательной нагрузки оказывают влияние следующие большие возмущения:

- отключение отдельных элементов в распределительных и питающих электрических сетях, когда напряжение резко уменьшается;
- возникновение КЗ в системе электроснабжения, когда напряжение резко уменьшается, а затем восстанавливается при отключении КЗ;
- отключение питания узла нагрузки с последующим его включением, когда в течение определённого промежутка времени наступает перерыв в электроснабжении потребителей;
- изменение механического момента на валу двигателя при увеличении нагрузки на приводном механизме с последующим восстановлением прежнего момента.

4.6.1. Динамическая устойчивость двигателей при изменении напряжения

Проанализируем динамическую устойчивость двигательной нагрузки при изменении напряжения. Предположим, что в нормальном установившемся режиме при напряжении U_0 асинхронный двигатель работает со скольжением s_0 , а синхронный с углом δ_0 (рис. 4.11). При резком снижении напряжения возникает электромеханический переходный процесс определяемый характеристиками M_1 и M_{mx} , приведёнными на рис. 4.11. При снижении напряжения момент двигателей резко уменьшается точка c и они начинают тормозиться, скольжение s АД и угол δ СД возрастают. Если при этом максимальный электромагнитный момент окажется больше механического ($M_{m1} > M_{mx}$), то в точке b возникает новый установившийся режим АД со скольжением s_1 меньше критического $s_{кр}$ (см. рис. 4.11,а).

Для СД новый установившийся режим наступит в точке b с углом δ_1 , так как $f_y < f_T$. Таким образом при снижении напряжения до значения U_1 двигатели сохранили устойчивую работу.

Если происходит более глубокое снижение напряжения при котором работа двигателей определяется характеристиками M_2 и M_{mx} (рис. 4.12). Тогда $M_2 < M_{mx}$ и асинхронный двигатель переходит в режим постоянного торможения, вплоть до полной остановки ротора при $s=1$ (рис. 4.12 а). Синхронный двигатель в таком режиме выпадает из синхронизма, так как площадка ускорения $abca$ больше площадки торможения $cdec$ (рис. 4.12 б).

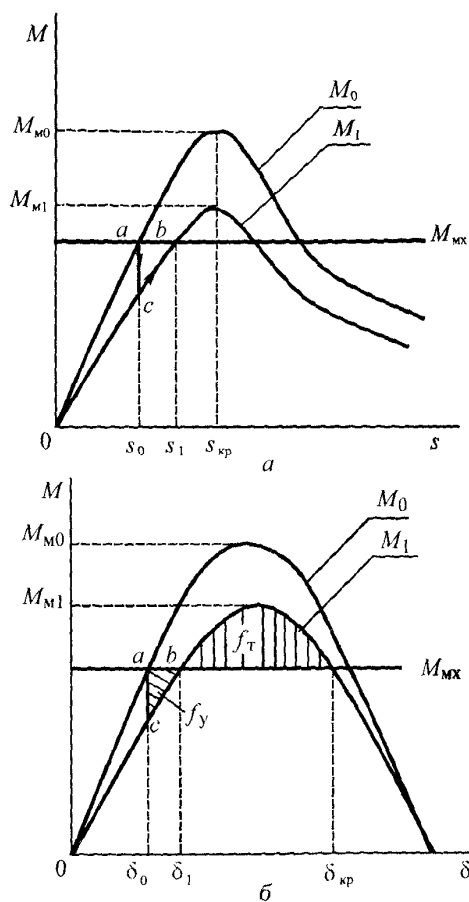


Рис. 4.11. Изменение режима работы двигателей при снижении напряжения

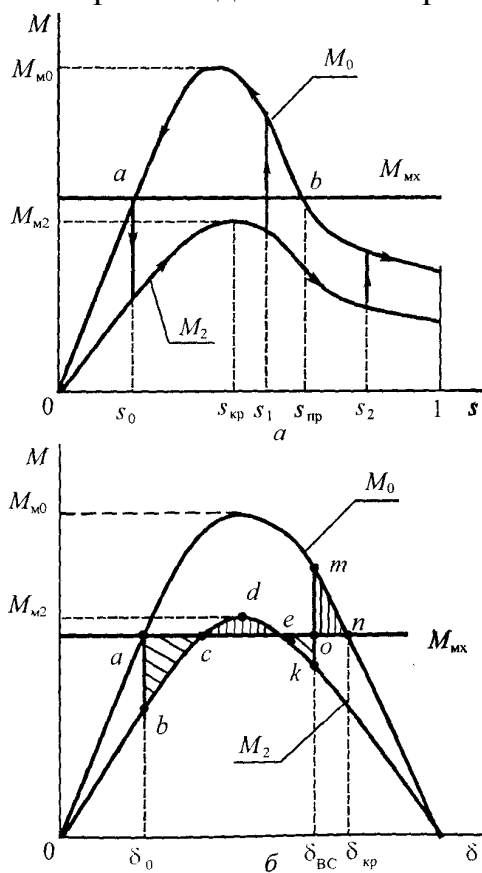


Рис. 4.12. Переходные процессы при больших снижениях напряжения

Чтобы сохранить устойчивость двигателей, необходимо своевременно восстановить напряжение, до исходного значения. При этом для синхронного двигателя это нужно сделать до угла δ_{BC} , при котором площадки ускорения ($abca+ekoe$) и торможения ($cdec+omno$) равны. В общем случае предельный угол, при котором нужно восстановить напряжение, определяется из уравнения

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{BC}} (M_{MX} - M_{M2} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{BC}}^{\delta_{kp}} (M_{MX} - M_{M0} \sin \delta) d\delta = 0.$$

Проинтегрировав данное уравнение, получим

$$\delta_{BC} = \arccos \frac{M_{MX} (\delta_{kp} - \delta_0) + M_{M0} \cos \delta_{kp} - M_{M2} \cos \delta_0}{M_{M0} - M_{M2}}.$$

Время восстановления напряжения определяется из решения уравнения движения ротора СД.

Устойчивость АД сохранится, если восстановить напряжение до достижения ротором скольжения s_{np} . В этом случае при переходе с характеристики M_2 на характеристику M_0 электромагнитный момент становится больше механического, и двигатель под его воздействием возвращается к исходному режиму в точку a . Если скольжение увеличивается до значения превышающего s_{np} , то АД переходит на неустойчивую часть механической характеристики, и восстановление напряжения уже не может прекратить торможение и остановку ротора.

Приведённые рассуждения определяют критерий динамической устойчивости АД в виде неравенства

$$s_g < s_{np}, \quad (4.16)$$

где s_g – скольжение выбега ротора к моменту восстановления напряжения

В общем случае значение скольжения во время выбега можно определить, решив численными методами уравнение движения ротора АД

$$T_j \frac{ds}{dt} = M_{MX} - M. \quad (4.17)$$

Аналитически данное уравнение решают при следующих допущениях:

1. Перерыв в электроснабжении ($U=0$);

2. Момент приводного механизма в течение переходного процесса не изменяется $M_{MX}=const$.

В этом случае уравнение (4.17) примет вид

$$T_j \frac{ds}{dt} = M_{MX},$$

и после интегрирования

$$\int_{s_0}^{s_g} ds = \int_0^{t_n} \frac{M_{MX}}{T_j} dt$$

получаем

$$s_g = s_0 + (M_{MX} / T_j) t_n, \quad (4.18)$$

где t_n – длительность перерыва питания.

Если известна величина предельного скольжения по условию сохранения динамической устойчивости АД, то предельное время перерыва питания определяется по формуле

$$t_n^{ПП} = \frac{T_j (s_{np} - s_0)}{M_{MX}}. \quad (4.19)$$

4.6.2. Динамическая устойчивость двигателей при набросах нагрузки

Увеличение нагрузки на валу СД приводит к изменению характеристики приводного механизма момент возрастает от M_{MX0} до M_{MX1} (рис. 4.13 а). Новый установившийся режим в точке c будет устойчивым, так как площадка ускорения меньше площадки торможения.

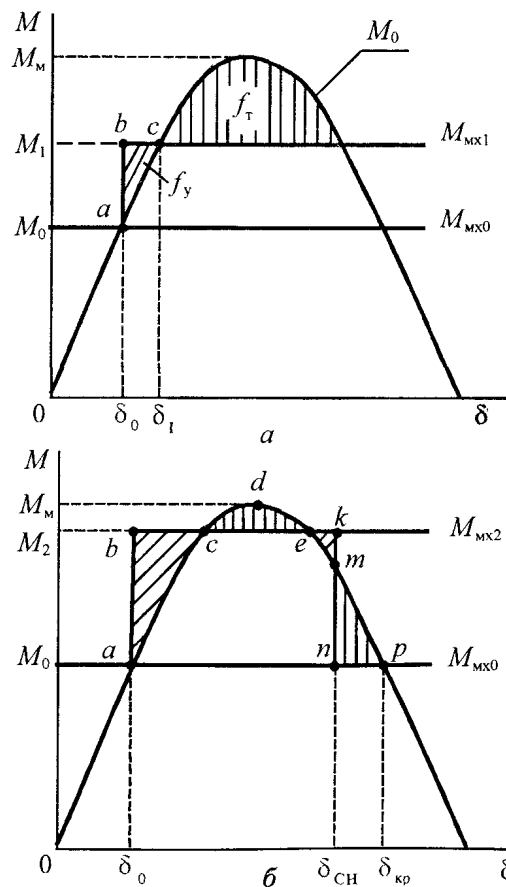


Рис. 4.13. Наброс нагрузки на СД:
а- устойчивый режим; б- предельный режим со снятием нагрузки

Если увеличение нагрузки происходит в больших пределах например до величины M_{MX2} (рис. 4.13 б), то динамическая устойчивость СД нарушится так как площадка ускорения $abca$ больше площадки торможения $cdec$.

Чтобы восстановить устойчивую работу СД необходимо снизить момент сопротивления приводного механизма до значения исходного установившегося режима M_{mx0} . Предельный угол снятия нагрузки при неизменном значении подводимого напряжения определяется с помощью метода площадей:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{сн}} (M_{mx2} - M_M \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{сн}}^{\delta_{кр}} (M_{mx0} - M_M \sin \delta) d\delta = 0.$$

После интегрирования получим

$$\delta_{сн} = \frac{M_{MX2} \delta_0 - M_{MX0} \delta_{кр} - M_M (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_0)}{M_{M0} - M_{M2}}. \quad (4.20)$$

Предельное время, в течение которого СД при набросе нагрузки работает устойчиво, определяется решением уравнения движения ротора численными методами.

При набросе нагрузки на АД, скольжение увеличивается и если момент сопротивления приводного механизма меньше максимального электромагнитного момента двигателя наступает новый установившийся режим в точке b со скольжением s_1 меньше критического (рис. 4.14 а).

При дальнейшем увеличении нагрузки, например до M_{mx2} ротор АД начнет тормозиться вплоть до полной остановки. Чтобы вернуть двигатель в установившийся режим нужно снять наброс нагрузки до момента пока скольжение не достигло критической величины (рис. 4.14 б). В этом случае электромагнитный момент станет больше механического момента, и двигатель возвратится к точке a исходного установившегося режима. Если снять наброс нагрузки при скольжении АД больше $s_{кр}$, то торможение ротора продолжится до полной остановки так как электромагнитный момент будет меньше механического. Таким образом, для сохранения динамической устойчивости АД при изменении нагрузки необходимо соблюдение условия (4.16).

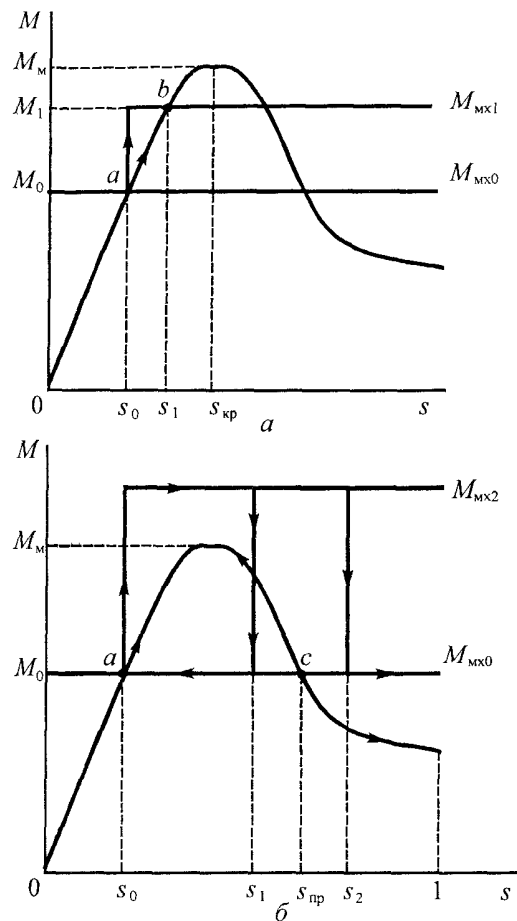


Рис. 4.14. Наброс нагрузки на АД: а- устойчивый режим; б- снятие наброса

4.7. Самозапуск двигателей

Самозапуск электродвигателей это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания или снижения напряжения. Самозапуск применяется в ответственных электроустановках для повышения надёжности их работы и для предотвращения нарушения технологического процесса.

Электромеханический переходной процесс, определяющий самозапуск двигателей, может быть условно разделён на три периода:

I - групповой выбег, сопровождающийся торможением и увеличением скольжения двигателей. При этом между двигателями, подключёнными к общим шинам, происходит переток мощностей за счет запасенной электромагнитной и кинетической энергии;

II – индивидуальный выбег, наступающий после того как напряжение на общих шинах снизится ниже 50% от номинального или полностью исчезнет. В этот период двигатели продолжают тормозиться в соответствие со своими индивидуальными механическими характеристиками;

III – самозапуск, наступающий после восстановления напряжения.

Условия самозапуска двигателей определяются механическими характеристиками приводных механизмов см. п. 4.2.

Наиболее тяжелые условия для самозапуска имеют агрегаты с постоянным моментом сопротивления (шаровые мельницы, прокатные станы, конвейеры и т.п.), которые быстро теряют скорость при нарушении электроснабжения и медленно разгоняются при восстановлении напряжения. Легче всего проходит самозапуск для механизмов с вентиляторной механической характеристикой (вентиляторы, дымососы, центрифуги и др.) так как их момент сопротивления значительно снижается при уменьшении скорости.

Самозапуск можно считать успешным, если при пониженном напряжении избыточный электромагнитный момент достаточен для восстановления номинальной скорости двигателя и за это время нагрев обмоток не превысит предельной допустимой величины.

На практике осуществить самозапуск большой группы двигателей бывает очень сложно, так как из-за глубокого снижения напряжения вращающий момент становится меньше момента сопротивления приводного механизма. Поэтому для облегчения режима самозапуска после нарушения электроснабжения остаются включенными только электродвигатели наиболее ответственных механизмов.

Чтобы проверить возможность самозапуска АД необходимо определить:

- 1) выбег (увеличение скольжения) за время нарушения электроснабжения;
- 2) величину напряжения и избыточного момента двигателя;
- 3) время самозапуска;
- 4) температуру нагрева за время разгона до исходной скорости;
- 5) влияние самозапуска на режим работы системы электроснабжения и других потребителей, находящихся в узле нагрузки.

Рассмотрим, как определяются первые два условия самозапуска на примере наиболее характерной схемы питания двигательной нагрузки (рис. 4.15).

Скольжение АД к началу самозапуска находится путём численного интегрирования уравнения движения ротора (4.17) или упрощенно при перерыве электроснабжения (4.18).

Согласно схеме замещения (рис. 4.15 б) напряжение, подводимое к двигателям при самозапуске, определяется выражением

$$U = \frac{E_c z_{дн}}{\sqrt{(r_l + r_{дн})^2 + (x + x_{дн})^2}}, \quad (4.21)$$

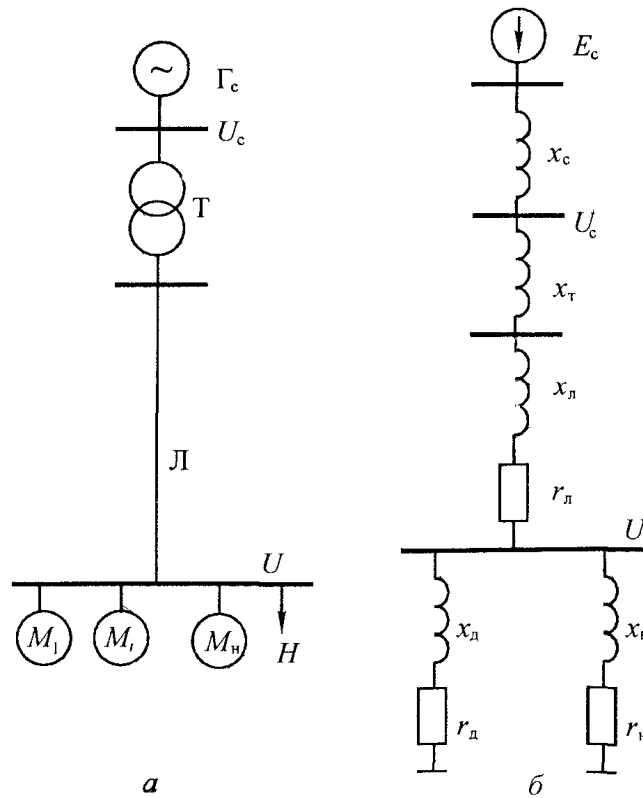


Рис. 4.15. Схемы питания нагрузки при самозапуске:
а – принципиальная; б - расчетная

где E_c – эквивалентная ЭДС системы электроснабжения;

$$x = x_c + x_T + x_n; z_D = \sqrt{r_D^2 + x_D^2}; z_H = \sqrt{r_H^2 + x_H^2}; z_{DH} = \frac{z_D z_H}{z_D + z_H};$$

r_D, x_D – эквивалентные активное и реактивное сопротивления двигателей при скольжении в начале самозапуска.

Приближенно можно считать, что напряжение на шинах нагрузки при самозапуске должно быть

$$U \geq E_c \frac{z_D}{z_D + x} \quad (4.22)$$

Сопротивление АД в момент самозапуска определяется выражением

$$z_D = \frac{U_H^2}{S_{C3}}, \quad (4.23)$$

где U_H – номинальное напряжение подводимое к АД;

S_{C3} – расчетная мощность АД при номинальном напряжении и скольжении в момент самозапуска.

Приняв в (4.22) знак равенства и подставив в него (4.23), найдём величину мощности

$$S_{C3} = \frac{U_H^2}{x} \left(\frac{E_c}{U_{\min}} - 1 \right), \quad (4.24)$$

где U_{\min} – минимально допустимое значение напряжения для обеспечения самозапуска.

Величина S_{C3} связана с номинальной мощностью двигателя P_H соотношением

$$S_{C3} = \frac{P_H K_S}{\eta_H \cos \varphi_H}, \quad (4.25)$$

где K_S – кратность тока двигателя при скольжении S_{C3} соответствующем началу самозапуска;

$\eta_H, \cos \varphi_H$ – номинальные значения коэффициентов полезного действия и мощности АД.

Значение K_S определяется из выражения

$$K_S = I_{*n} \frac{\sqrt{1 + s_{kp}^2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{s_{kp}}{s_{C3}}\right)^2}}, \quad (4.26)$$

где I_{*n} – кратность пускового тока.

Приравняв правые части выражений (4.24) и (4.25) получим выражение для мощности, которую называют максимально допустимой неотключаемой мощностью при самозапуске.

Данная мощность при чисто двигательной нагрузке

$$P_{\text{НЕОТКЛ}} = \frac{\eta_H \cos \varphi_H U_H^2}{K_S x} \left(\frac{E_c}{U_{\min}} - 1 \right). \quad (4.27)$$

При смешанной нагрузке

$$P_{\text{НЕОТКЛ}} = \frac{\eta_H \cos \varphi_H}{K_S x} \left[\frac{U_H^2}{x} \left(\frac{E_c}{U_{\min}} - 1 \right) - \frac{U_{\min}^2}{z_H} \right]. \quad (4.28)$$

Минимальное напряжение, подводимое к АД согласно условия самозапуска

- для механизмов с постоянным моментом сопротивления

$$U_{\min} \geq \sqrt{\frac{1,1M_{MX}}{M_{ДВ.\min}}}, \quad (4.29)$$

- для механизмов с характеристиками вентиляторного типа

$$U_{\min} \geq \sqrt{\frac{1,1M_{MX}}{M_{ДВ.\max}}},$$

где $M_{ДВ.\min}$ – минимальный момент вращения АД, равный пусковому;

$M_{ДВ.\max}$ – максимальный момент вращения АД.

Переходные процессы, определяющие самозапуск синхронных двигателей, могут быть двух видов:

1) при сохранении динамической устойчивости;

2) при нарушении устойчивости, когда СД выпадает из синхронизма.

В первом случае самозапуск СД может быть обеспечен, если за время нарушения электроснабжения угол δ не превысит критическое значение. Для СД с АРВ $\delta_{кр} \approx 140^\circ - 160^\circ$. Для сохранения динамической устойчивости СД необходимо чтобы время t_{BC} и угол δ_{BC} при восстановлении нормального электроснабжения не превышали предельных значений см. пункт 4.6.1. На предельные значения t_{BC} и δ_{BC} сильно воздействует система возбуждения СД и уровень напряжения во время нарушения электроснабжения.

Допустимое снижение напряжения в узле нагрузке во время самозапуска СД приближенно определяется следующими условиями.

1) При совместном питании СД и освещения:

- при частых и длительных самозапусках $U \geq 0,9U_H$;

- при редких и кратковременных самозапусках $U \geq (0,8-0,85)U_H$.

2) При раздельном питании СД и освещения $U \geq (0,75-0,8)U_H$.

3) При люминесцентном освещении $U \geq 0,9U_H$.

4) При питании СД через блок-трансформаторы напряжение ограничивается минимальной величиной электромагнитного момента.

Если СД выпадает из синхронного режима и к моменту восстановления электроснабжения работает как асинхронный с определённым скольжением, то начальный этап самозапуска можно рассматривать как для АД. Этап вхождения в синхронизм определяется условиями результирующей устойчивости, которые будут рассмотрены в следующем разделе.

Контрольные вопросы

1. Что понимают под узлом нагрузки?
2. Какой состав могут иметь узлы нагрузки?
3. Какое влияние могут оказывать на работу ЭЭС переходные процессы, проходящие в узлах нагрузки?
4. Дайте определение критическому напряжению СД.
5. Какие типы механических характеристик могут быть у приводных механизмов?
6. Изобразите графики механических характеристик приводных механизмов.
7. Изобразите упрощенную Г-образную схему АД.
8. Дайте определение критическому напряжению АД.
9. Как определяется критерий статической устойчивости АД?
10. Как определяется статическая устойчивость узлов нагрузки по критерию Жданова?
11. Как определяется статическая устойчивость узлов нагрузки по критерию, основанному на учете небаланса реактивных мощностей узла нагрузки?
12. Как можно уменьшить отрицательное влияние конденсаторных батарей на устойчивость узлов нагрузки.

13. Какие виды больших возмущений оказывают влияние на динамическую устойчивость узлов нагрузки?
14. Проанализируйте влияние снижения напряжения на динамическую устойчивость СД.
15. Проанализируйте влияние наброса нагрузки на динамическую устойчивость СД.
16. Проанализируйте влияние наброса нагрузки на динамическую устойчивость АД.
17. На какие периоды разделяют переходной процесс при самозапуске двигателей?
18. В каком случае самозапуск можно считать успешным?
19. Какие условия должны быть учтены при проверке самозапуска АД?
20. Укажите уровни допустимого снижения напряжения при самозапуске СД для разных составов узлов нагрузки.

5. АССИНХРОННЫЙ РЕЖИМ

5.1. Асинхронный ход синхронной машины

В нормальном установившемся режиме синхронные машины, включенные на параллельную работу, работают синхронно. В таком режиме ЭДС всех СМ имеют одинаковую частоту и их векторы вращаются с одинаковой угловой скоростью (рис. 5.1).

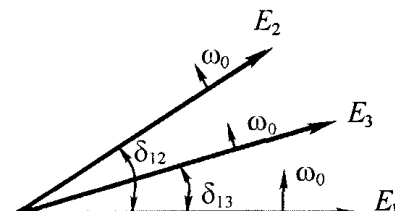


Рис. 5.1. Векторная диаграмма ЭЭС в синхронном режиме

Нарушение статической или динамической устойчивости, а также потеря возбуждения приводят к выходу СМ из синхронного режима. Как только синхронная машина выпадет из синхронизма, начинается асинхронный ход, или асинхронный режим синхронной машины. При этом вектор ЭДС выпавшей из синхронизма СМ вращается относительно векторов ЭДС машин работающих синхронно (рис. 5.2).

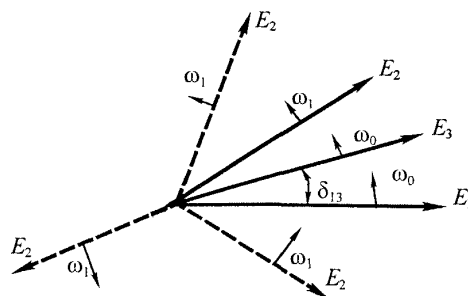


Рис. 5.2. Векторная диаграмма ЭЭС в асинхронном режиме

В асинхронных режимах как видно из векторной диаграммы угол между ЭДС СМ периодически изменяется от 0 до 360°, также происходят качания напряжения, тока, активной и реактивной мощности. Так как перечисленные параметры могут изменяться в больших пределах, то асинхронный режим ЭЭС является ненормальным и длительно не допускается. К асинхронным режимам также относятся:

- самозапуск СД;
- самосинхронизация генераторов;
- асинхронный пуск СД и синхронных компенсаторов;
- несинхронное включение ЛЭП.

В асинхронном режиме синхронная машина кроме момента, обусловленного ее возбуждением, развивает еще и асинхронный момент.

Асинхронный момент, обусловлен свободными токами, наводимыми в обмотке возбуждения и в демпферных контурах вследствие движения ротора машины по отношению к магнитному полю, созданному внешними ЭДС (т.е. по отношению к полю статора, вращающемуся с постоянной частотой сети).

Асинхронный момент имеет пульсирующий характер. Он может быть представлен в виде двух составляющих: знакопеременного и среднего асинхронного момента (рис. 5.3).

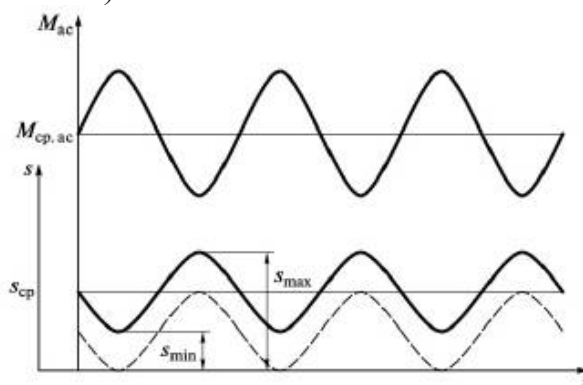


Рис. 5.3. Изменение асинхронного момента и скольжения в асинхронном режиме СМ

Знакопеременный момент возникает из-за несимметрии ротора в продольной и поперечной осях. Причем эта несимметрия имеется как у роторов явнополюсных, так и неявнополюсных СМ за счет наличия на их роторах обмотки возбуждения, находящейся обычно в продольной оси. Пульсирующий момент заставляет ротор вращаться с переменном скоростью во время проворота относительно поля статора, что и создает в свою очередь пульсацию скольжения около некоторого среднего значения $s_{ср}$ (см. рис. 5.3). Пульсирующий момент не оказывает существенного влияния на протекание асинхронного режима и в расчетах им обычно пренебрегают.

Средний асинхронный момент невозбужденной синхронной машины, включенной непосредственно на шины неизменного напряжения и работающей при скорости, отличной от синхронной, вычисляют по формуле:

$$M_{ср.ас} = \frac{U^2}{2} \left(\frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \frac{sT'_d}{1 + (sT'_d)^2} + \frac{x_d - x''_d}{x_d x''_d} \frac{sT''_d}{1 + (sT''_d)^2} + \frac{x_q - x''_q}{x_q x''_q} \frac{sT''_q}{1 + (sT''_q)^2} \right),$$

где U — напряжение, подводимое к СМ;

x_d — синхронное сопротивление по продольной оси;

x'_d — переходное сопротивление;

x''_d — сверхпереходное сопротивление;

x_q — синхронное сопротивление по поперечной оси;

x''_q — сверхпереходное сопротивление по поперечной оси;

T'_d - постоянная времени обмотки возбуждения при замкнутой обмотке статора;

T''_d - постоянная времени демпферной обмотки по продольной оси при замкнутых обмотке статора и обмотке возбуждения;

T'''_d - постоянная времени демпферной обмотки по поперечной оси при замкнутой обмотке статора;

s – скольжение.

Из приведенной выше формулы для определения асинхронного момента видно, что средний асинхронный момент состоит из трех составляющих:

1) составляющей момента, образующейся за счет взаимодействия обмотки возбуждения с полем статора, - M'_d ;

2) составляющей, образующейся за счет взаимодействия демпферной обмотки в продольной оси с полем статора, - M''_d ;

3) составляющей, образующейся за счет взаимодействия демпферной обмотки в поперечной оси с полем статора, - M'''_d .

Тогда средний асинхронный момент СМ равен

$$M_{\text{ср.ас}} = M'_d + M''_d + M'''_d.$$

Графики изменения среднего асинхронного момента и его составляющих для мощного турбогенератора показаны на рис. 5.4. Видно, что выпав из синхронизма, такая синхронная машина, работая со скольжением при условии, что на ее зажимах поддерживается номинальное напряжение, может нести номинальную активную нагрузку. Однако в асинхронном режиме синхронная машина, потребляя большую реактивную мощность, перегревается. Кроме того, во время асинхронного хода из-за пульсации мощности генераторов возникают значительные колебания мощности по линиям связи с системой, что, в свою очередь, приводит к существенным колебаниям всех параметров режима системы. Поэтому асинхронный режим должен быть прекращен.

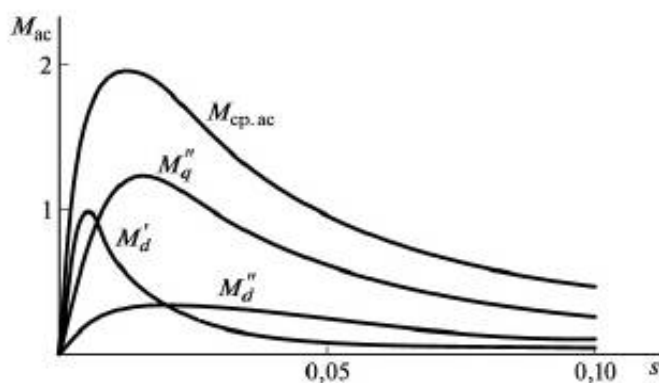


Рис. 5.4. Средний асинхронный момент и его составляющие для турбогенератора

В случае, когда асинхронный ход начинается по линии связи электрической станции с системой, асинхронный ход прекращают отключением этой свя-

зи (размыканием). Когда на станции из синхронизма выпадает один из генераторов, возможна *ресинхронизация*, т. е. восстановление синхронной работы генератора. Так, если станция, выпавшая из синхронизма, после устранения причины выпадения вновь втянется в синхронизм, т. е. ресинхронизируется, то считают, что система обладает свойством *результатирующей* устойчивости.

При перерывах электроснабжения синхронные двигатели обычно выпадают из синхронизма. Если на предприятии, где установлены двигатели, предусмотрен их самозапуск, они разгоняются до подсинхронных оборотов и производится их ресинхронизация. В противном случае двигатели отключаются от сети защитой от асинхронного хода.

5.2. Ресинхронизация

Если при асинхронном ходе мгновенное значение скольжения пройдёт через нуль, то может произойти ресинхронизация, т. е. восстановление синхронной работы электрической машины. Для ресинхронизации синхронной машины необходимо, чтобы скорость вращения ротора машины была достаточно близкой к синхронной скорости, т. е. среднее скольжение было достаточно малым.

На рис. 5.3 видно, что скольжение изменяется за время одного проворота ротора относительно вращающегося поля статора от s_{min} до s_{max} так как на среднее значение мощности (момента) накладываются синусоидальные колебания синхронной мощности то ускоряющей, то тормозящей ротор генератора. Если среднее значение скольжения s_{cp} уменьшить так, чтобы мгновенное значение проходило бы через нуль $s_{min}=0$, то ресинхронизация становится возможной.

Уменьшение s_{cp} генератора тепловой станции достигается снижением механического момента путем закрытия регулирующих клапанов паровой турбины, генератора гидростанции – закрытием направляющего аппарата гидротурбины.

Чтобы облегчить ресинхронизацию, следует заранее, т. е. до момента прохождения мгновенного скольжения через нуль, увеличить возбуждение с тем, чтобы в момент, когда $s_{min}=0$ оно было бы близким к номинальному значению.

Уменьшить s_{cp} синхронного двигателя, выпавшего из синхронизма, можно, подобрав соответствующее сопротивление в цепи возбуждения так, чтобы асинхронная характеристика стала круче.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что ресинхронизация двигателей практически всегда происходит, если среднее скольжение будет:

$$s_{cp} < s_{доп} = 0,065 \sqrt{\frac{M_{Bmax}}{T_j}},$$

где M_{Bmax} - максимальное значение синхронного момента при форсировке возбуждения можно найти в каталогах для двигателей;

T_j - постоянная инерции ротора.

Максимальное значение синхронного момента можно определить, используя формулу

$$M_{B \max} = \frac{U_c E_m}{x_d},$$

где U_c – напряжение системы;

E_m – ЭДС при форсированном возбуждении.

5.3. Асинхронный ход электростанции

Выше рассмотрен асинхронный режим и ресинхронизация отдельной синхронной машины подключенной на шины системы с постоянным напряжением. При рассмотрении асинхронного хода электростанции (группы генераторов), работающей через линию электропередачи в приемную систему переходной процесс проходит несколько иначе. В общем случае в состав электропередачи могут входить промежуточные подстанции, от шин которых питается нагрузка (узлы нагрузки). Рассмотрим схему, в которую входят две ЭЭС и межсистемная связь, их объединяющая (рис. 5.5)

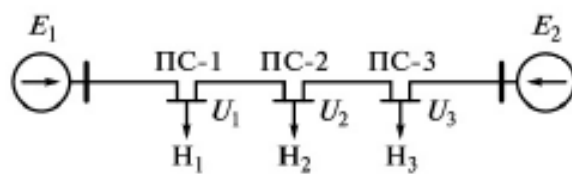


Рис. 5.5. Схема объединяющая две ЭЭС

На промежуточных подстанциях ПС-1, ПС-2, ПС-3 включены нагрузки N_1 , N_2 , N_3 .

Асинхронный ход может возникнуть при нарушении статической устойчивости из-за перегрузки или при нарушении динамической устойчивости системы после большого возмущения. После возмущения во время выпадения из синхронизма и последующего асинхронного хода напряжения в узлах нагрузки начинают изменяться. Напряжения в узлах будут изменяться и в том случае, если нарушения синхронной работы энергосистемы не произойдет, а возникнут только качания генераторов энергосистемы после возмущения относительно точки устанавливающегося устойчивого режима.

Характер изменения напряжений можно определить из векторных диаграмм электропередачи зная, что векторы ЭДС E_1 и E_2 жестко связаны с роторами эквивалентных синхронных генераторов, а выбег генератора в сторону ускорения соответствует вращению его вектора ЭДС против часовой стрелки (рис. 5.6).

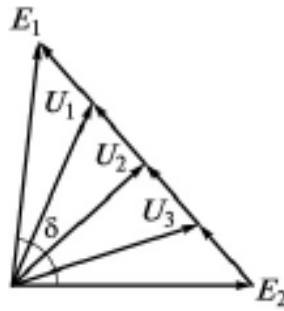


Рис. 5.6. Векторная диаграмма электропередачи при асинхронном ходе

В результате можно получить зависимость величин напряжений в узлах нагрузки от изменения угла δ между векторами ЭДС генераторов системы (рис. 5.7).

Из графиков видно, что степень снижения напряжения на промежуточных подстанциях зависит от их расположения. Для одной из них (на ПС-2) степень снижения напряжения наибольшая. В этой точке передачи напряжение падает до нуля при угле δ , равном 180° . Эта точка называется *электрическим центром качаний*.

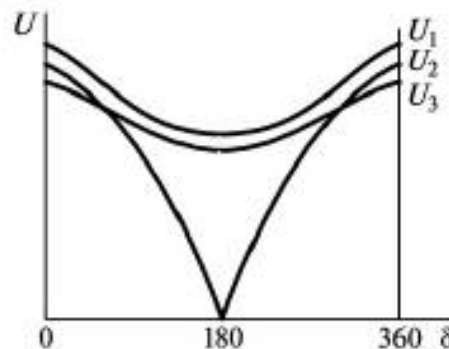


Рис. 5.7. Зависимость напряжений в узлах нагрузки от изменения угла δ

Потребители, получающие питание от подстанции ПС-2, а также и от других подстанций ПС-1, ПС-3 при асинхронном ходе будут периодически (до прекращения асинхронного хода) попадать в ситуацию, аналогичную нарушению электроснабжения, и двигатели в этих узлах могут остановиться. Однако на потребителей, получающих питание от подстанций, которые расположены непосредственно в энергосистемах (особенно в избыточных), произошедшая авария может вообще не повлиять.

Следует также помнить что подключение нагрузки на промежуточных подстанциях снижает запасы статической устойчивости электропередачи (см. п 2.4.) Чем ближе к станции или энергосистеме узел нагрузки, тем это снижение меньше.

Контрольные вопросы

1. Изобразите векторную диаграмму ЭЭС находящийся в асинхронном режиме.
2. Какие режимы отдельных элементов ЭЭС относят к асинхронным?
3. По каким причинам асинхронный режим ЭЭС считается ненормальным и длительно не допускается?
4. Чем обусловлен асинхронный момент, возникающий при асинхронном ходе ЭЭС?
5. Из каких составляющих складывается асинхронный момент?
6. Дайте определение результирующей устойчивости ЭЭС.
7. Какие меры необходимо предпринять, чтобы улучшить условия ресинхронизации СГ и СД?
8. Изобразите векторную диаграмму электропередачи в асинхронном режиме.
9. Что понимают под электрическим центром качаний?
10. Изобразите графики изменения напряжений в узлах нагрузки от угла между векторами ЭДС генераторов ЭЭС.

6. МЕРОПРИЯТИЯ УМЕНЬШАЮЩИЕ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ЭЭС

Как было отмечено выше электромеханические переходные процессы, возникающие в ЭЭС при различного рода возмущениях могут нарушить устойчивость работы системы и в самом тяжелом случае привести к развитию системной аварии. Чтобы снизить негативное влияние электромеханических переходных процессов на ЭЭС и, следовательно, повысить её устойчивость применяют множество различных мероприятий. Согласно [4] мероприятия по повышению устойчивости ЭЭС разделяют на четыре основные группы.

Первая группа основана на конструктивном улучшении основных параметров ЭЭС в неё входят следующие мероприятия:

- снижение синхронного и переходного сопротивления синхронных машин и сопротивления рассеяния асинхронных;
- увеличение механической постоянной инерции ЭМ;
- применение асинхронизированных и синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением;
- повышение напряжения и снижение индуктивного сопротивления ЛЭП;
- уменьшение индуктивного сопротивления трансформаторов и заземление их нейтралей через активное и реактивное сопротивления;
- использование быстродействующих выключателей.

Мероприятия данной группы предусматриваются на стадии проектирования новых элементов системы или при реконструкции существующих.

Мероприятия, входящие во вторую группу получили название дополнительных, так как они могут быть введены дополнительно в ходе эксплуатации ЭЭС. Данная группа включает:

- применение емкостной продольной компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП;
- использование вставок постоянного или переменного тока;
- установка на подстанциях синхронных компенсаторов или управляемых источников реактивной мощности;
- использование шунтирующих и токоограничивающих реакторов;
- применение электрического или механического торможения генераторов.

Третья группа мероприятий основана на использовании средств автоматики для повышения устойчивости ЭЭС. В эту группу входят:

- применение устройств АРВ синхронных машин;
- использование быстродействующих защит и противоаварийной автоматики;
- применение автоматического регулирования или аварийной разгрузки турбин;
- использование форсировки возбуждения синхронных машин;
- использование автоматического повторного включения оборудования;

- применение автоматического ввода резерва генерируемой мощности и оборудования;
- использование автоматических устройств при ресинхронизации синхронных машин.

Четвёртая группа объединяет эксплуатационные мероприятия повышающие устойчивость. К ним относятся:

- выбор схемы соединения и режима системы с учетом требований устойчивости;
- обеспечение резервов активной и реактивной мощностей;
- непрерывный диагностический контроль состояния оборудования ЭЭС;
- отключение части синхронных машин в аварийных ситуациях;
- регулирование перетоков мощности по ЛЭП;
- отключение части потребителей при дефиците мощности в системе;
- разделение системы на несинхронно работающие части;
- использование самозапуска электродвигателей;
- снижение напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной и реактивной мощности;
- отделение электростанций в аварийных режимах.

Рассмотрим отдельные мероприятия повышающие устойчивость ЭЭС более подробно.

6.1. Применение асинхронизированных машин и синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением

Устойчивость СМ можно повысить, если на её роторе разместить две обмотки возбуждения по продольной и по поперечной осям. При подключении обмоток к возбудителю возникают магнитные потоки, наводящие в обмотке статора соответствующие ЭДС E_d и E_q (рис. 6.1).

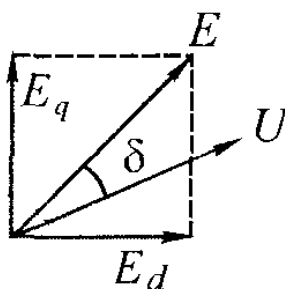


Рис. 6.1. Векторная диаграмма ЭДС СМ с продольно-поперечным возбуждением

Векторная диаграмма показывает что, изменяя величину и направление ЭДС в каждой из обмоток путём регулирования возбуждения, можно перемещать вектор результирующей ЭДС E и устанавливать его в любое требуемое

положение. Поэтому в аварийных режимах когда скорость ротора СМ, а следовательно и угол δ увеличивается до опасных с точки зрения устойчивости величины, можно поворачивать вектор ЭДС E в направлении противоположном движению ротора. Угол δ при этом уменьшается, устойчивость системы не нарушается.

Если к обмоткам СМ с продольно-поперечным возбуждением подвести переменное напряжение соответствующей амплитуды и частоты

$$U_{fd} = U_d \cos \omega_f t; \quad (6.1)$$

$$U_{fq} = U_q \sin \omega_f t. \quad (6.2)$$

то устойчивость можно обеспечить при любом значении угловой скорости ротора отличной от синхронной. Такую машину называют асинхронизированной. В асинхронизированной СМ определение устойчивости по углу δ отпадает, рассматривается устойчивость по абсолютной скорости ротора, как и в обычной асинхронной машине. В настоящее время асинхронизированные СГ выпускаются серийно и широко применяются на новых электростанциях.

6.2. Изменение параметров ЛЭП

В системах имеющих электропередачи большой протяженности параметры линий являются определяющими для обеспечения устойчивости. Для системы, в которой генераторы снабжены АРВ СД предельная по условиям статической устойчивости мощность определяется выражением

$$P_{np} = \frac{U_{\Gamma} U}{x_{\Gamma} + x_{Л}}. \quad (6.3)$$

Представленное выражение показывает, что увеличение длины ЛЭП приводит к увеличению сопротивления $x_{Л} = x_0 l$ и следовательно уменьшается предел передаваемой мощности по статической устойчивости. Что бы снизить индуктивное сопротивление линии применяется расщепление фазного провода на несколько проводов. При этом достигается еще один положительный эффект ограничение коронного разряда.

Вторым параметром, влияющим на предел передаваемой мощности, является величина напряжения линии. Для выявления этой зависимости выразим индуктивные сопротивления трансформатора и ЛЭП в относительных единицах, принимая за базисное напряжение линии $U = U_{НЛ}$:

$$x_{\Gamma*} = \frac{U_{кз\%} S_{\sigma}}{100 S_{ТН}}; \quad x_{Л*} = x_{Л} \frac{S_{\sigma}}{U_{НЛ}^2}. \quad (6.4)$$

Подставляя (6.4) в (6.3) получим

$$P_{np} = \frac{U_{\Gamma*} U}{x_{\Gamma*} + x_{Л} S_{\sigma} / U_{НЛ}^2}. \quad (6.5)$$

Таким образом, повышение напряжения линии будет увеличивать предел передаваемой мощности. Однако следует помнить, что повышение напряжения

эффективно до определённой длины ЛЭП (рис. 6.2). Графики показывают, что при длине линии 200 км повышение напряжения до 220 кВ существенно увеличивает предел передаваемой мощности. Дальнейшее увеличение напряжения мало влияет на максимальную передаваемую мощность, так как значительно возрастает сопротивление трансформаторов электропередачи. При длине ЛЭП 1000 км эффективно повышение напряжения до 500 кВ.

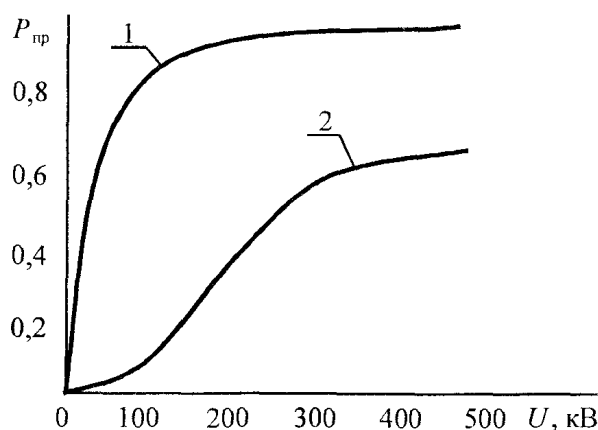


Рис. 6.2. Зависимость предельной передаваемой мощности по условию статической устойчивости от номинального напряжения ЛЭП: 1-при длине ЛЭП 200 км; 2-при длине ЛЭП 1000 км

6.3. Емкостная продольная компенсация индуктивного сопротивления ЛЭП

Последовательное включение в ЛЭП конденсаторных батарей для компенсации индуктивного сопротивления позволяет значительно увеличить устойчивость ЭЭС. Эквивалентное сопротивление линии в этом случае упрощенно определяется по выражению

$$x_{эл} = x_l - x_c = x_l(1 - \kappa_c), \quad (6.6)$$

где $\kappa_c = x_c/x_l$ – степень компенсации.

Если в ЭЭС генераторы снабжены АРВ СД, то предел передаваемой мощности при включении продольной компенсации определяется выражением

$$P_{пр} = \frac{U_G U}{x_T + x_l(1 - \kappa_c)}. \quad (6.7)$$

Таким образом, предельная мощность по условиям статической устойчивости зависит от степени компенсации: чем она выше тем, тем большую мощность можно передавать. Однако увеличение компенсации может привести к значительному росту токов КЗ и следовательно к усложнению защиты электропередачи. Поэтому из опыта эксплуатации принимают степень компенсации индуктивности ЛЭП в пределах 50-70%.

6.4. Установка синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях

При установке на промежуточных подстанциях синхронных компенсаторов (СК) значительно повышается статическая устойчивость ЭЭС. Схема такой электропередачи представлена рис. 6.3.

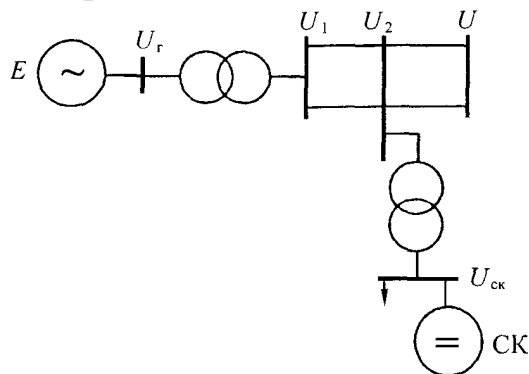


Рис. 6.3. Принципиальная схема электропередачи с СК

Установка на промежуточной подстанции СК снабженных АРВ СД обеспечивает поддержание неизменного уровня напряжения в месте присоединения к ЛЭП независимо от режима электропередачи. То есть в линии появляются шины неизменного напряжения, разделяющие систему на две и более независимые части. В таких схемах устойчивость каждого из участков определяется независимо от другого. При этом предел передаваемой мощности и зона устойчивой работы системы значительно увеличиваются, так как устойчивая работа обеспечивается при углах δ больше 90° (рис. 6.4).

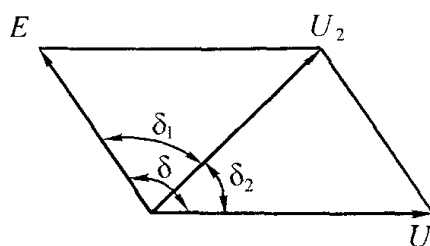


Рис. 6.4. Векторная диаграмма при подключении СК

При больших возмущениях в системе СК не могут достаточно быстро обеспечить поддержание напряжения на неизменном уровне из-за электромагнитной инерции обмотки возбуждения. Поэтому величина передаваемой мощности ограничивается условиями динамической устойчивости. Чтобы исключить данный недостаток СК, разработаны быстродействующие управляемые источники реактивной мощности. В состав данных устройств входят тиристоры и конденсаторные установки. Тиристоры изменяют ток, проходящий через конденсаторы, тем самым изменяют мощность, генерируемую установкой. Это

позволяет быстро регулировать режим реактивной мощности, что улучшает условия устойчивости ЭЭС.

6.5. Электрическое торможение генераторов

При КЗ повысить динамическую устойчивость генераторов можно, если резко увеличить их электрическую мощность во время данного аварийного режима. Практически это реализуется путем кратковременного автоматического включения в цепь генераторов специальных активных нагрузочных сопротивлений (НАС), увеличивающих тормозной электромагнитный момент. Данный способ повышения устойчивости принято называть *электрическим торможением*.

Наиболее эффективны схемы, в которых нагрузочные сопротивления включаются параллельно генераторам или повышающим трансформаторам электростанции (рис. 6.5).

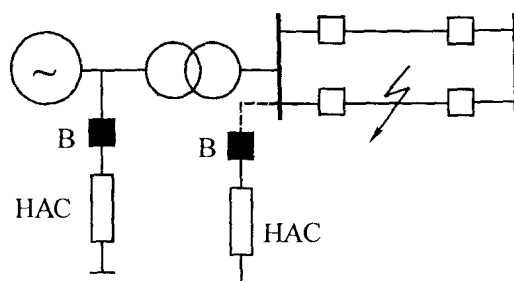


Рис. 6.5. Параллельное включение нагрузочных сопротивлений

Представленная схема нагружает генератор после ухода из аварийного режима, так как время отключения КЗ в современных ЭЭС имеет величину 0,1-0,15 с и включить нагрузочное сопротивление в течение этого времени невозможно.

Рассмотрим переходной процесс, происходящий при электрическом торможении генератора. На рис. 6.6 показаны характеристики мощности при КЗ на одной ЛЭП простейшей ЭЭС. Как видно из данного рисунка в системе происходит нарушение динамической устойчивости, так как площадка ускорения больше площадки торможения. Если в схеме применяются нагрузочные сопротивления, то вначале переходной процесс протекает аналогично первому случаю. Однако в момент отключения КЗ происходит включение нагрузочного сопротивления (рис. 6.7). Электрическая мощность генератора резко возрастает, что увеличивает площадку торможения и динамическая устойчивость сохраняется.

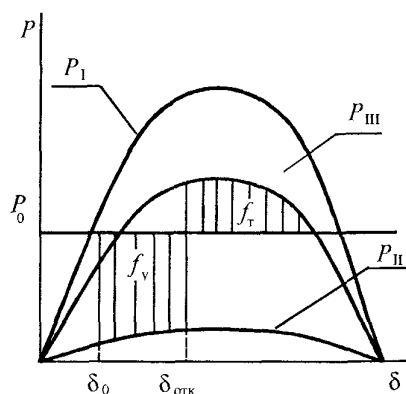


Рис. 6.6. Характеристики мощности при КЗ в ЛЭП генератор без нагрузочного сопротивления

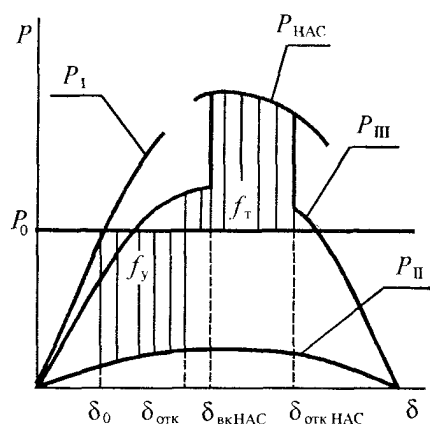


Рис. 6.7. Характеристики мощности при КЗ в ЛЭП при включении нагрузочного сопротивления генератора

При электрическом торможении важным является момент отключения нагрузочных сопротивлений. Длительное время работы нагрузочных сопротивлений может привести к нарушению устойчивости во втором цикле качаний, вследствие перетормаживания генераторов.

В настоящее время используются два типа нагрузочных сопротивлений в виде нихромовых резисторов, помещенных в фарфоровые кожухи залитые маслом, а также изготовленные из специального электропроводящего бетона. Поэтому устройства электрического торможения имеют большие объёмы и высокую стоимость. В основном электрическое торможение применяют на гидроэлектростанциях.

6.6. Форсировка возбуждения синхронных машин

Для поддержания напряжения в аварийных режимах используют устройства форсировки возбуждения синхронных машин. Это простой и эффективный способ, уменьшающий негативное влияние электромеханических переходных процессов проходящих в ЭЭС при больших возмущениях. Устройства форси-

ровки обеспечивают быстрое повышение напряжения возбуждения до максимальной величины, называемой обычно потолочным значением U_f^H , при глубоких снижениях напряжения главным образом из-за КЗ в ЭЭС. Отношение этого напряжения или тока ротора соответственно к номинальному напряжению $U_{фн}$ или току называют кратностью форсировки $K_\phi = \frac{U_f^H}{U_{фн}}$. Устройство форсировки

возбуждения обычно входит в состав АРВ или выполняется отдельно. Принцип работы устройства форсировки рассмотрим на примере схемы изображенной на рис. 6.8. Схема составлена на основе релейных элементов, поэтому называется релейной форсировкой. В схему входят реле минимального напряжения РН, подключенное к трансформатору напряжения ТН и промежуточное реле РП. Уставка напряжения срабатывания реле РН обычно составляет $(0,8-0,85) U_H$.

Форсировка возбуждения проходит следующим образом. При снижении напряжения до уставки реле РН оно срабатывает и воздействует на обмотку промежуточного реле РП, которое своими контактами шунтирует реостат Р в цепи обмотки возбуждения возбудителя.

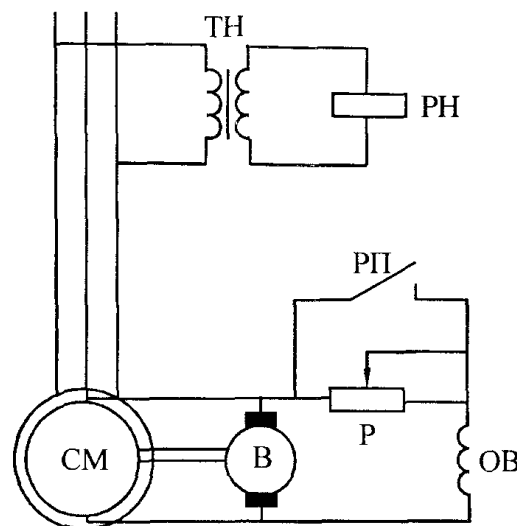


Рис. 6.8. Принципиальная схема релейной форсировки СМ

При этом ток возбуждения возбудителя увеличивается до максимально возможного значения, а следовательно, и напряжение возбуждения на обмотке ротора синхронной машины нарастает сравнительно быстро до значения U_f^H по экспоненциальной зависимости

$$U_f = U_f^H - \Delta U_f^{-t/T_B}, \quad (6.8)$$

где $\Delta U_f = U_f^H - U_{f0}$ - амплитуда изменения напряжения возбуждения;

T_B - постоянная времени цепи возбуждения.

Поскольку к обмотке ротора СМ прикладывается максимальное напряжение возбуждения, то ток в её обмотке, а следовательно, и вынужденная ЭДС увеличиваются с наибольшей скоростью (рис. 6.9).

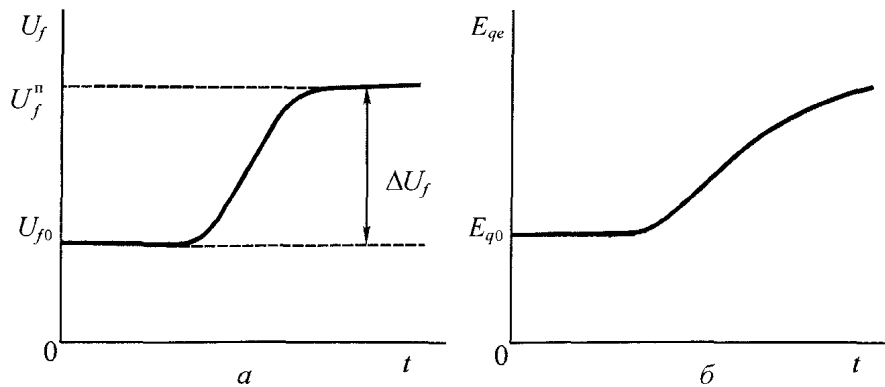


Рис. 6.9. Изменение напряжения возбуждения: а) и вынужденной ЭДС; б) при форсировке возбуждения

Увеличение ЭДС СМ в процессе форсировки возбуждения приводит к соответствующему увеличению амплитуды характеристики мощности в аварийном режиме (рис. 6.10). Это позволяет уменьшить площадку ускорения на величину Δf_v и увеличить площадку торможения на величину Δf_T , что приводит к повышению динамической устойчивости. Эффективность влияния форсировки возбуждения на динамическую устойчивость определяется скоростью и величиной изменения напряжения возбуждения. Например, наиболее современные тиристорные системы возбуждения с постоянной времени $T_e=0,04$ с и $\kappa_\phi=4$ по сравнению с устаревшей электромашинной $T_e=0,5$ с и $\kappa_\phi=4$ повышают динамическую устойчивость на 15 – 20%.

Таким образом, как показал многолетний опыт эксплуатации ЭЭС форсировка возбуждения является эффективным средством снижающим негативное влияние электромеханических переходных процессов вызванных большими возмущениями.

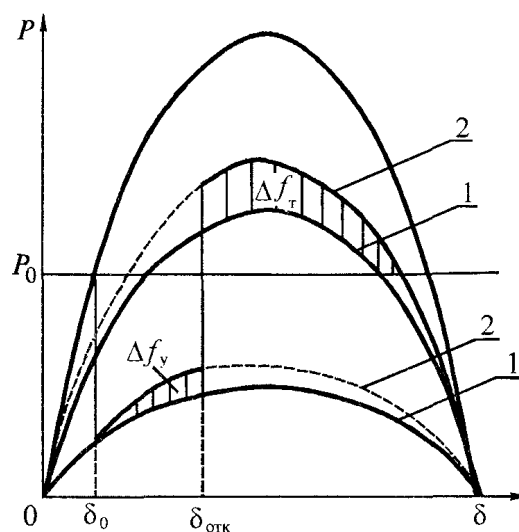


Рис. 6.10. Характеристики мощности в аварийном и послеаварийном режимах при отсутствии (1) и действии (2) форсировки возбуждения

6.7. Отключение части синхронных машин в аварийном режиме

Данный способ повышения устойчивости ЭЭС рассмотрим на примере схемы изображенной на рис. 6.11.

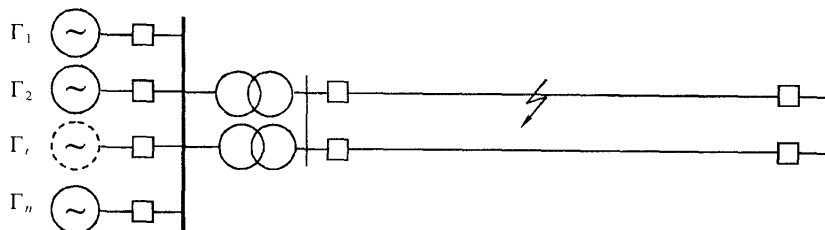


Рис. 6.11. Принципиальная схема системы с несколькими генераторами

Пусть в данной ЭЭС происходит КЗ в одной из ЛЭП и поврежденная линия отключается. При анализе динамической устойчивости получаем большую площадь площадки ускорения и следовательно нарушение устойчивости (рис. 6.12).

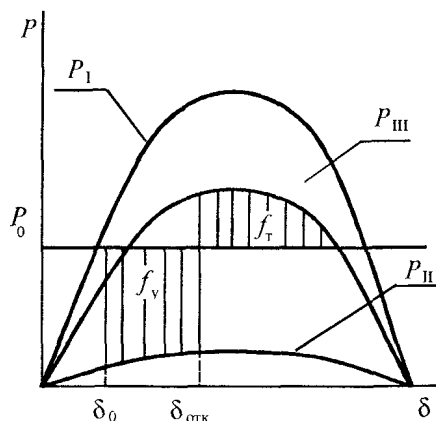


Рис. 6.12. Характеристики мощности при КЗ в ЭЭС без отключения генераторов

Если одновременно с отключением КЗ, а желательно ещё и раньше, отключить часть генераторов, то это приведёт к снижению эквивалентной механической мощности. Определяется данная мощность по выражению

$$P_{\text{мех}}^{\text{отк}} = P_0 \frac{n-m}{n}, \quad (6.9)$$

где n – общее число работающих генераторов;

m – число отключаемых машин.

Отключение генераторов сопровождается увеличением их эквивалентного сопротивления, что приводит к снижению амплитуды характеристики электрической мощности:

$$P_{2M}^{OTK} = P_{2M} \frac{x'_d / n + x_c}{x'_d / (n - m) + x_c}. \quad (6.10)$$

Поскольку снижение характеристики электрической мощности значительно меньше, чем снижение механической мощности, то отключение синхронных машин приводит к увеличению площадки торможения $f_T^0 > f_T$ (рис. 6.13). Необходимо учитывать, что при отключении части синхронных машин теряется часть кинетической энергии,

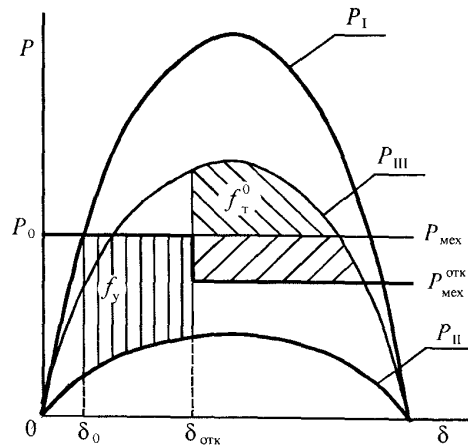


Рис. 6.13. Характеристики мощности при отключении части синхронных машин

запасённой роторами в процессе ускорения. Условие динамической устойчивости в данном случае записывается в виде

$$f_v \frac{n - m}{n} < f_T^0. \quad (6.11)$$

Таким образом, при отключении части синхронных машин, увеличивается площадка торможения и одновременно уменьшается площадка ускорения, что повышает устойчивость оставшихся в работе синхронных машин.

Данный способ повышения устойчивости широко применяется на практике, так быстро реализуем и относительно прост. Однако отключение синхронных машин приводит к ряду негативных последствий. При отключении двигателей может нарушиться технологический процесс у потребителей. При отключении генераторов снижается передаваемая мощность, что требует отключения части нагрузки или набора мощности на других электростанциях.

Контрольные вопросы

1. Назовите мероприятия для повышения устойчивости на стадии проектирования основных элементов ЭЭС.
2. Какие мероприятия по повышению устойчивости ЭЭС относятся к дополнительным?
3. Перечислите основные средства автоматики, повышающие устойчивость ЭЭС.

4. Какие меры эксплуатационного характера направлены на повышение устойчивости ЭЭС?
5. Почему асинхронизированные синхронные генераторы более устойчивы, чем обычные?
6. Какие параметры ЛЭП оказывают наибольшее влияние на устойчивость ЭЭС?
7. Поясните, как продольная компенсация емкостной проводимости ЛЭП повышает устойчивость ЭЭС.
8. Изобразите векторную диаграмму при подключении СК на промежуточной подстанции.
9. Какие установки предлагается использовать для повышения динамической устойчивости ЭЭС вместо СК?
10. Поясните, как влияет на динамическую устойчивость электрическое торможение СГ.
11. Изобразите схему релейной форсировки возбуждения СГ и поясните принцип её работы.
12. С помощью графиков угловых характеристик поясните влияние форсировки возбуждения на динамическую устойчивость ЭЭС.
13. Поясните, как происходит повышение устойчивости ЭЭС при отключении части синхронных машин в аварийном режиме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Общеизвестно, что уровень развития страны определяется уровнем развития электроэнергетики. В России электроэнергетика нуждается в техническом перевооружении большей части объектов, в строительстве новых электростанций, подстанций, ЛЭП.

К перечисленным проблемам добавляется кадровая проблема, ведь в результате структурной перестройки общества, демографической ситуации на предприятиях электроэнергетики большая часть персонала имеет предпенсионный возраст. Решить данную проблему можно путем улучшения качества подготовки студентов, обучающихся по электроэнергетическим направлениям и в этом очень большую роль, играет наличие современной и доступной литературы по общепрофессиональным и специальным дисциплинам.

Дисциплина «Устойчивость электроэнергетических систем» является одной из базовых и относится к специальным дисциплинам, завершающим подготовку студентов электроэнергетиков. Поэтому освоение материалов учебного пособия повышает качество подготовки студента обучающегося по программе магистратуры по направлению 13.04.02 «Электротехника и электроэнергетика» и позволяет:

знать

- проблемы статической и динамической устойчивости ЭЭС;
- методы расчётов статической и динамической устойчивости ЭЭС;
- влияние систем автоматического регулирования режима на условия устойчивости ЭЭС;
- технические способы и средства улучшения условий статической, динамической и результирующей устойчивости ЭЭС;

уметь:

- составлять математические модели электроэнергетических систем для проведения расчётов статической и динамической устойчивости;
- рассчитывать параметры электромеханических переходных процессов;
- рассчитывать условия статической и динамической устойчивости ЭЭС;
- выбирать средства улучшения условий статической и динамической устойчивости ЭЭС;

владеть:

- терминологией в области переходных режимов ЭЭС;
- методами анализа режимов работы электроэнергетического оборудования и систем;
- навыками применения полученной информации при анализе устойчивости ЭЭС.

Материалы учебного пособия также могут быть использованы при выполнении специальных разделов выпускных квалификационных работ магистрантов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах/ В. А. Веников – М.: Высшая шк., 1985. – 536 с.
2. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. – РАО «ЕЭС России», 1994. – 9 с.
3. Калентионок Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
4. Шабад В. К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах / В. К. Шабад. — М.: Издательский центр «Академия», 2013. — 192 с.
5. Хрущев Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю. В. Хрущев, К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков; – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 168 с.
6. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / П. С. Жданов – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
7. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах/ Ю. А. Куликов. - Новосибирск: НГТУ, 2003. - 283 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ.....	8
2.1. Уравнение движения ротора генератора.....	8
2.2. Понятие о статической устойчивости.....	11
2.3. Характеристика мощности при учете нагрузки и полных сопротивлений элементов схемы замещения.....	17
2.4. Влияние промежуточных подключений на статическую устойчивость простейшей ЭЭС.....	21
2.5. Анализ статической устойчивости методом малых колебаний.....	25
2.6. Анализ статической устойчивости простейшей ЭЭС с нерегулируемым генератором.....	29
2.7. Характеристики мощности генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения.....	34
3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ.....	42
3.1. Понятие о динамической устойчивости ЭЭС.....	42
3.2. Упрощенные методы исследования динамической устойчивости.....	46
3.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.....	48
3.4. Определение предельного времени отключения трехфазного КЗ.....	50
3.5. Уточненные методы исследования динамической устойчивости.....	51
4. ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ.....	55
4.1. Характеристика узлов нагрузки.....	55
4.2. Характеристики двигательной нагрузки.....	56
4.3. Оценка статической устойчивости двигательной нагрузки.....	59
4.4. Вторичные критерии устойчивости узлов нагрузки.....	62
4.5. Влияние конденсаторных батарей на устойчивость нагрузки.....	64
4.6. Динамическая устойчивость узлов нагрузки.....	65
4.7. Самозапуск двигателей.....	71
5. АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ.....	77
5.1. Асинхронный ход синхронной машины.....	77
5.2. Ресинхронизация.....	80
5.3. Асинхронный ход электростанции.....	81
6. МЕРОПРИЯТИЯ УМЕНЬШАЮЩИЕ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ЭЭС.....	84
6.1. Применение асинхронизированных машин и синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением.....	85
6.2. Изменение параметров ЛЭП.....	86
6.3. Емкостная продольная компенсация индуктивного сопротивления ЛЭП.....	87

6.4. Установка синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях.....	88
6.5. Электрическое торможение генераторов.....	89
6.6. Форсировка возбуждения синхронных машин.....	90
6.7. Отключение части синхронных машин в аварийном режиме.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	97

Учебное издание

**Ситников Николай Васильевич
Горемыкин Сергей Александрович
Савельева Елена Леонидовна**

УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

В авторской редакции

Подписано к изданию 26.11.2019.
Объем данных 2,0 Мб.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический
университет»
394026 Воронеж, Московский просп., 14