

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра управления в технических системах



СЕРТИФИЦИРУЮ:

Декан по учебной работе

Е.И. Луковникова Е.И. Луковникова

15 мая 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМАХ

Б1.В.20

НАПРАВЛЕНИЕ ПОДГОТОВКИ

27.03.04 Управление в технических системах

ПРОФИЛЬ ПОДГОТОВКИ

Управление и информатика в технических системах

Программа академического бакалавриата

Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

Программа составлена в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки 27.03.04 Управление в технических системах от 20.10.2015 г № 1171 и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» от 01.04.2019 г № 196 для заочной формы обучения набора 2019 года

СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ		Стр.
1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ		3
2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ		4
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ		4
3.1 Распределение объёма дисциплины по формам обучения.....		4
3.2 Распределение объёма дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости		4
4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ		5
4.1 Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий		5
4.2 Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам		8
4.3 Лабораторные работы.....		56
4.4 Практические занятия.....		56
4.5 Контрольные мероприятия: курсовой проект (курсовая работа), контрольная работа, РГР, реферат		56
5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ		58
6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ		59
7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ.....		59
8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО – ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ», НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ		60
9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ.....		60
9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению практических работ		60
10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ		66
11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ		66
Приложение 1. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине.....		67
Приложение 2. Аннотация рабочей программы дисциплины		74
Приложение 3. Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе		75
Приложение 4. Фонд оценочных средств для текущего контроля успеваемости по дисциплине.....		76

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов, относящихся к проектно-конструкторскому виду профессиональной деятельности выпускника в соответствии с компетенциями и видами деятельности, указанными в учебном плане.

Цель дисциплины

Целью изучения дисциплины является формирование знаний о динамических свойствах электроэнергетических систем, об основных электромеханических процессах, критериях и методах расчета статической и динамической устойчивости.

Задачи дисциплины

Формирование умений построения математических моделей для исследования устойчивости электроэнергетических систем, проведения анализа процессов, происходящих в нормальных и аварийных схемно-режимных ситуациях электроэнергетических систем.

Код компетенции	Содержание компетенций	Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине
1	2	3
ОПК-3	способность решать задачи анализа и расчета характеристик электрических цепей	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Физико-математические основы исследования переходных процессов в электроэнергетических системах. <p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Использовать основные методы анализа и моделирования электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах. <p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - навыками теоретического и экспериментального исследования при решении задач развития электроэнергетических систем
ПК-6	способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	<p>Знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - режимы и принципы работы электроэнергетических систем, критерии статической и динамической устойчивости. <p>Уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - применять методы исследования статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем. <p>Владеть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - навыками оценки параметров электромеханических переходных режимов, выработки организационных и технических мероприятий, направленные на повышение устойчивости электроэнергетических систем.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина Б1.В.20 Переходные процессы в электроэнергетических системах относится к вариативной части.

Дисциплина Переходные процессы в электроэнергетических системах базируется на знаниях, полученных при изучении дисциплин: Электротехника и электроника и Электроэнергетические системы и сети.

Основываясь на изучении перечисленных дисциплин, дисциплина Переходные процессы в электроэнергетических системах представляет основу для изучения дисциплины Многомерные и многосвязные системы управления. Такое системное междисциплинарное изучение направлено на достижение требуемого ФГОС уровня подготовки по квалификации бакалавр.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Распределение объема дисциплины по формам обучения

Форма обучения	Курс	Семестр	Трудоемкость дисциплины в часах						Курсовая работа (проект), контрольная работа, реферат, РГР	Вид промежуточной аттестации
			Всего часов (с экз.)	Аудиторных часов	Лекции	Лабораторные работы	Практические занятия	Самостоятельная работа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Очная	4	7	144	68	34	-	34	76	-	экзамен
Заочная	4	-	144	16	6	-	10	128	-	экзамен
Заочная (ускоренное обучение)	2	-	144	10	6	-	4	134	-	экзамен
Очно-заочная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3.2. Распределение объема дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости

Вид учебных занятий	Трудоемкость (час.)	в т.ч. в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)	Распределение по семестрам, час
			7
1	2	3	4
I. Контактная работа обучающихся с преподавателем (всего)	68	13	68
Лекции (Лк)	34	8	34
Практические занятия (ПЗ)	34	5	34
Групповые (индивидуальные) консультации	+	-	+
II. Самостоятельная работа обучающихся (СР)	49	-	49
Подготовка к практическим занятиям	33	-	33
Подготовка к экзамену в течении семестра	16	-	16
III. Промежуточная аттестация экзамен	27	-	27

Общая трудоемкость дисциплины час.	144	-	144
зач. ед.	4	-	4

4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1. Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий - для очной формы обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоятельная работа обучающихся
			лекции	Практические занятия	
1	2	3	4	5	6
1.	Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	38	14	8	16
1.1	Основные понятия и определения.	4	2	-	2
1.2	Характеристика мощности простейшей электрической системы.	4	2	-	2
1.3	Характеристика мощности генератора с АРВ.	4	2	-	2
1.4	Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	4	2	-	2
1.5	Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний	4	2	-	2
1.6	Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	14	2	8	4
1.7	Методика анализа статической устойчивости	4	2	-	2
2.	Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	40	8	20	12
2.1	Понятие о динамической устойчивости системы.	5	2	-	3
2.2	Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	13	2	8	3
2.3	Определение предельного угла отключения короткого замыкания.	13	2	8	3
2.4	Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.	9	2	4	3
3.	Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	16	4	-	12
3.1	Баланс мощности энергосистемы	4	1	-	3
3.2	Частотные статические характеристики энергосистемы	4	1	-	3
3.3	Виды регулирования частоты и	4	1	-	3

	перетоков мощности				
3.4	Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности	4	1	-	3
4.	Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	23	8	6	9
4.1	Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	11	2	6	3
4.2	Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	5	2	-	3
4.3	Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.	7	4	-	3
	ИТОГО	117	34	34	49

- для заочной формы обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоятельная работа обучающихся
			лекции	Практические занятия	
1	2	3	4	5	6
1.	Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	35	2	4	29
1.1	Основные понятия и определения.	1,5	0,5	-	1
1.2	Характеристика мощности простейшей электрической системы.	4,5	0,5	-	4
1.3	Характеристика мощности генератора с АРВ.	4	-	-	4
1.4	Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	5	-	-	5
1.5	Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний	5	-	-	5
1.6	Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	10	1	4	5
1.7	Методика анализа статической устойчивости	5	-	-	5
2.	Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	36	2	4	30
2.1	Понятие о динамической устойчивости системы.	8	1	-	7
2.2	Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	10	1	2	7
2.3	Определение предельного угла	10	-	2	8

	отключения короткого замыкания.				
2.4	Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.	8	-	-	8
3.	Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	31	1	-	30
3.1	Баланс мощности энергосистемы	7,5	0,5	-	7
3.2	Частотные статические характеристики энергосистемы	7	-	-	7
3.3	Виды регулирования частоты и перетоков мощности	8	-	-	8
3.4	Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности	8,5	0,5	-	8
4.	Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	33	1	2	30
4.1	Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	12	-	2	10
4.2	Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	10	-	-	10
4.3	Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.	11	1	-	10
	ИТОГО	135	6	10	119

- для заочной формы (ускоренное обучение) обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоятельная работа обучающихся
			лекции	Практические занятия	
1	2	3	4	5	6
1.	Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	36	2	1	33
1.1	Основные понятия и определения.	4,5	0,5	-	4
1.2	Характеристика мощности простейшей электрической системы.	4,5	0,5	-	4
1.3	Характеристика мощности генератора с АРВ.	5	-	-	5
1.4	Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	5	-	-	5
1.5	Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний	5	-	-	5
1.6	Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	7	1	1	5

1.7	Методика анализа статической устойчивости	5	-	-	5
2.	Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	34	2	2	30
2.1	Понятие о динамической устойчивости системы.	8	1	-	7
2.2	Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	9	1	1	7
2.3	Определение предельного угла отключения короткого замыкания.	9	-	1	8
2.4	Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.	8	-	-	8
3.	Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	31	1	-	30
3.1	Баланс мощности энергосистемы	7,5	0,5	-	7
3.2	Частотные статические характеристики энергосистемы	7	-	-	7
3.3	Виды регулирования частоты и перетоков мощности	8	-	-	8
3.4	Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности	8,5	0,5	-	8
4.	Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	34	1	1	32
4.1	Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	11	-	1	10
4.2	Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	11	-	-	11
4.3	Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.	12	1	-	11
	ИТОГО	135	6	4	125

4.2. Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам

Вид занятий в интерактивной форме: лекции с текущим контролем, компьютерные презентации.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 1.1. Основные понятия и определения.

Режим – состояние системы, которое характеризуется показателями, количественно определяющими ее работу. Эти показатели называются параметрами режима P_r . К ним относятся значения мощности, напряжения, тока, углов сдвига векторов ЭДС, напряжений, токов и т.п. Параметры режима связаны соотношениями, в которые входят параметры системы.

Параметры системы – это показатели, количественно определяющие физические свойства системы как некоторого материального сооружения. К параметрам системы относятся значения сопротивлений, проводимостей элементов, коэффициентов трансформации и т.п.

Например, ток в сопротивлении

$$\dot{I} = \dot{U} / R, \text{ где } I, U - \text{параметры режима, } R - \text{параметр системы.}$$

Режимы системы разделяются на установившиеся и переходные, нормальные и аварийные.

Режим	Характеристика
Нормальный	Режим предусмотрен нормальными условиями эксплуатации, потребители

	получают электроэнергию нормированного качества.
Аварийный	Режим вызван аварийными воздействиями (отключением, повреждением элементов системы).
Установившийся	Параметры режима практически не изменяются.
Переходный	Параметры режима изменяются значительно.

Таким образом, выделяют:

1. Нормальные установившиеся режимы;
2. Нормальные переходные режимы;
3. Послеаварийные режимы (Аварийные установившиеся);
4. Аварийные переходные режимы;

Любые переходные режимы возникают в результате изменения параметров системы, вызванных какими-либо причинами.

Деление режимов электрической системы на установившиеся и переходные условно. Даже в установившемся режиме параметры постоянно меняются, хоть и незначительно, что связано с:

- изменение нагрузки и реакцией на эти изменения регулирующих устройств.
- изменением мощности генераторов.
- нормальными эксплуатационными изменениями схемы системы.

В аварийных режимах (при КЗ, отключениях межсистемных ЛЭП) возникают большие возмущения, резкие изменения параметров режима.

Если осуществляется некий желательный режим, это не значит, что под воздействием малых или больших возмущений, он будет длительно существовать.

Достаточно привести такую аналогию.

На рис. 1а показан режим устойчивого равновесия системы. На рис 1б показано состояние неустойчивого равновесия системы, при котором малейшее возмущение приведет к изменению этого состояния. Последний режим можно оценить как неустойчивый.

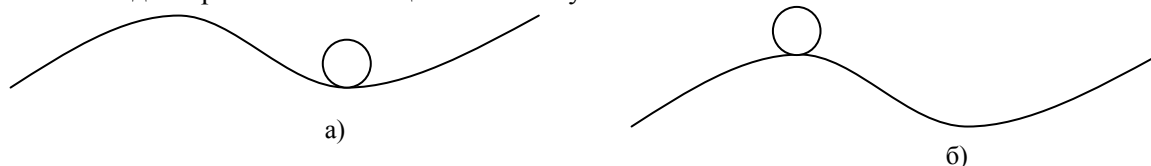
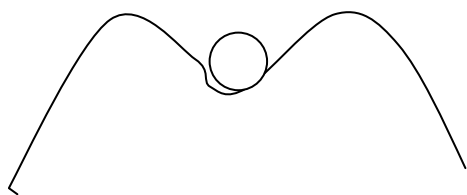


Рис 1. К понятию устойчивости

Система, будучи устойчивой при малых возмущениях, может оказаться неустойчивой при больших возмущениях



У любой системы, работающей в установившемся режиме, есть определенный запас устойчивости к малым и к большим возмущениям.

Статическая устойчивость – это способность системы восстанавливать исходный (или близкий к исходному режим) после малого его возмущения.

Динамическая устойчивость – это способность системы возвращаться в исходное (или близкое к нему) состояние после большого возмущения.

Также в электроэнергетике существует понятие *результатирующей устойчивости* системы - если после большого возмущения синхронный режим системы нарушается, но затем после допустимого перерыва восстанавливается.

Исходя из определения статической устойчивости системы, можно заключить, что существует такой режим, при котором очень малое увеличение нагрузок вызывает нарушение его устойчивости.

Такой режим называется *предельным*, а нагрузки системы – *предельными нагрузками* по условию статической устойчивости.

Ограничение нагрузок может быть вызвано не только условиями статической устойчивости, но и, например, допустимым нагревом элементов электрической системы. В этом случае говорят о предельных нагрузках по условиям нагрева.

Пропускной способностью элемента системы называют наибольшую мощность, которую можно передать через этот элемент с учетом всех ограничивающих факторов (нагрева, устойчивости и т.п.).

Для анализа устойчивости режимов по условиям статической и динамической устойчивости рассматривают статические и динамические характеристики.

Статические характеристики – показывают связь параметров режима, (аналитически или графически) вне зависимости от времени. Эти связи выявляются в установившихся режимах системы.

Динамические характеристики – это связи параметров режима, полученных при условии, что они зависят от времени.

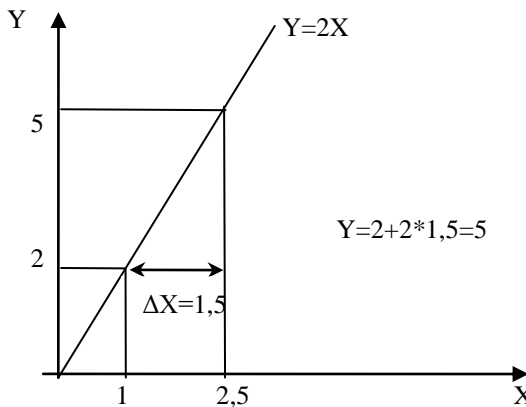
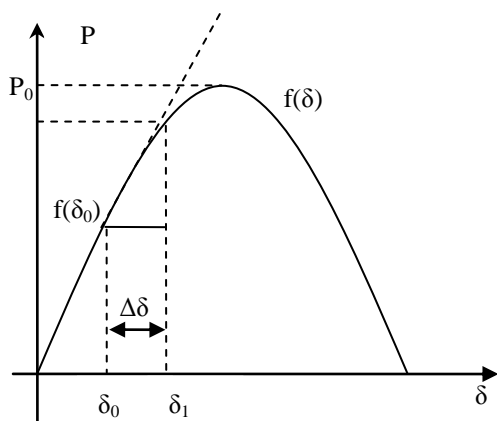
Переход от одного режима к другому необходимо подвергать анализу. Определяется характер протекания переходного процесса (быстрый, медленный, аperiodический, периодический) и характер нового установившегося режима. Считается, что качество переходного процесса хорошее, если наблюдается его быстрое затухание, аperiodичность или монотонность.

Режим, наступающий после переходного процесса, должен иметь достаточный *запас устойчивости*. Новый установившийся режим может быть оценен с помощью критериев качества, определяемых ГОСТ 13109-97.

Допущения при изучении электромеханических переходных процессов

Реальные системы, как правило, нелинейны. Одно из возможных упрощений – линейризация. При линейризации работа системы рассматривается не во всем диапазоне изменения параметров, а лишь в ограниченном интервале, например

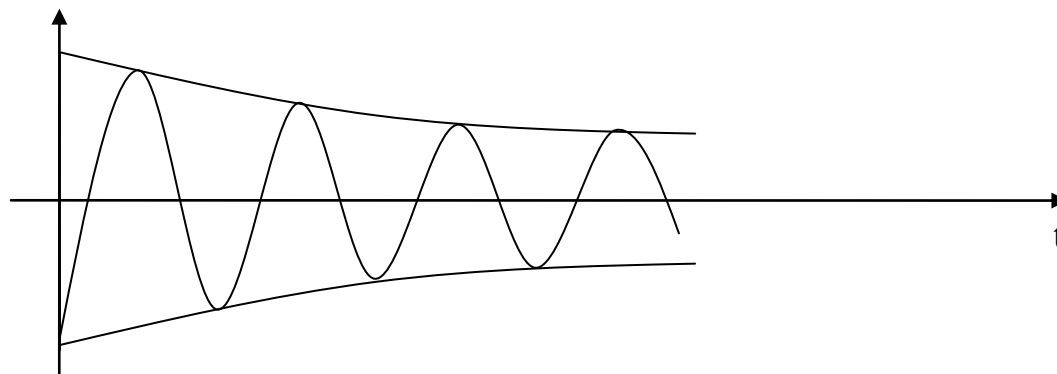
$P=f(\delta)$ является характеристикой активной мощности СГ.



На участке $\delta_0 - \delta_1$ ее можно линейризовать следующим образом.

$$P = f(\delta_0) + \frac{df(\delta_0)}{d\delta} (\delta_1 - \delta_0)$$

2. У процессов, связанных с синусоидальными изменениями параметров режима основной рабочей частоты обычно рассматривают не мгновенные значения, а их огибающие. (кроме э/маг переходных процессов)



3. Выделение главного. Выделяют отдельные процессы, отдельные параметры и т.п. Не отражаются все детали, но достигается достаточная для инженерных расчетов точность.

4. Расчет на основе схем замещения. Являясь математическими моделями, схемы замещения упрощенно отражают сложный процесс и приближенно формируют его характеристики, свойства, которые являются главнейшими для решения поставленной задачи.

5. Структурное упрощение. Система сложной структуры имеет очень громоздкое математическое описание. Чтобы упростить анализ часть системы упрощают, например не учитывают действие АРВ, или учитывают упрощенно, предполагая напряжение генераторов постоянным. Отбрасывают нагрузки, несколько источников объединяют в один, большое число АД заменяют одним эквивалентным.

Тема 1.2. Характеристика мощности простейшей электрической системы.

Рассмотрим схему электропередачи в которой генератор работает через трансформатор и линию электропередачи на шины приемной системы, мощность которой настолько велика по сравнению с мощностью рассматриваемой электропередачи, что напряжение приемника U можно считать неизменным при любых условиях работы электропередачи.

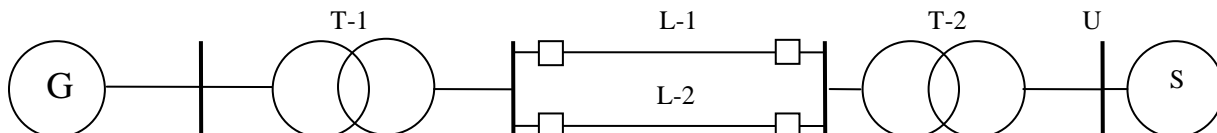


Рис. 1. Принципиальная схема электропередачи

На рис. 2 представлена схема замещения электропередачи, в которой активные сопротивления и емкости опущены.

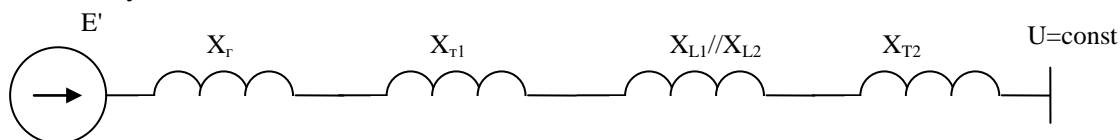


Рис. 2. Схема замещения электропередачи

Результирующее сопротивление системы:

$$x_c = x_2 + x_{m1} + 0.5x_l + x_{m2}$$

На рис 3. показана векторная диаграмма напряжений одной фазы при нормальном режиме работы электропередачи.

U – вектор напряжения в конце электропередачи.

I – вектор тока, сдвинут на угол φ от U , φ зависит от характера нагрузки.

E – вектор ЭДС. Отличается от напряжения U на величину падения напряжения Ix_c на сопротивлении электропередачи.

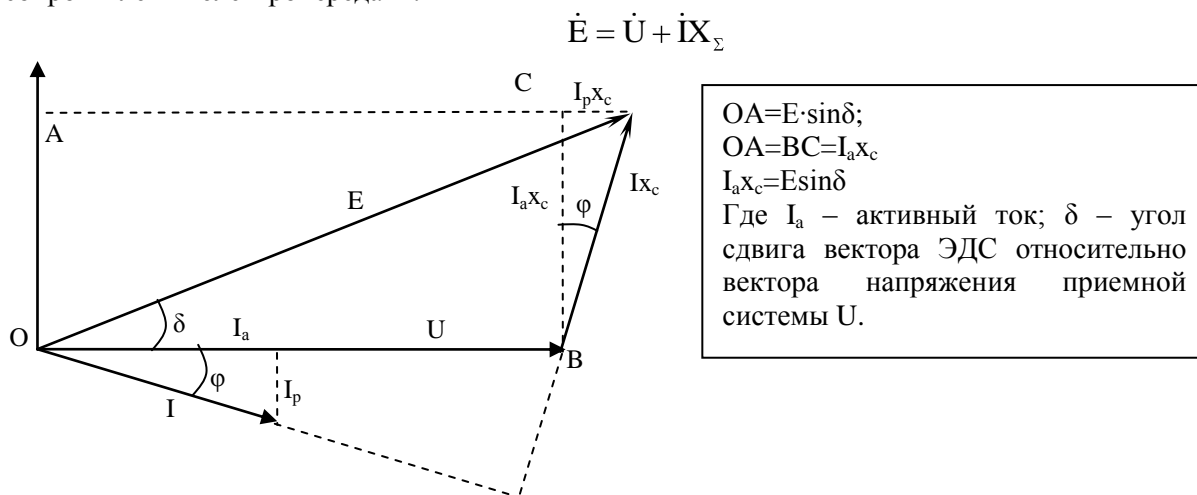


Рис 3. Векторная диаграмма нормального режима работы электропередачи

Умножим обе части равенства на U/x_c

$$UI_a = \frac{EU}{x_c} \sin \delta \text{ или}$$

$$P = \frac{EU}{x_c} \sin \delta \quad (1),$$

где P – активная мощность, выдаваемая генератором.

Полученная зависимость называется характеристикой мощности генератора. Рассмотрим, входящие в (1) величины.

E – ЭДС генератора, зависит от *тока возбуждения* генератора, в нормальном установившемся режиме неизменна.

U – напряжение на шинах системы, неизменно.

X_{Σ} – суммарное индуктивное сопротивление электропередачи.

Таким образом, в нормальном установившемся режиме мощность, отдаваемая генератором, определяется углом δ .

Если возникает необходимость в увеличении мощности, выдаваемой в сеть генератором, то увеличивают отпуск энергоносителя в турбину.

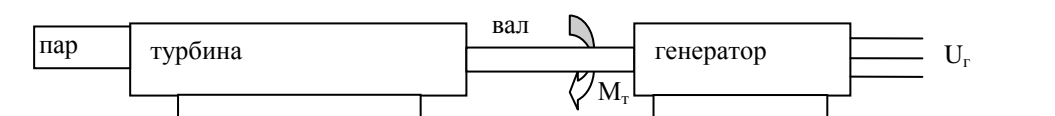


Рис. 4. Блок турбина-генератор

На валу ротора генератора возникает избыточный ускоряющий момент, и ротор начинает вращаться быстрее, следовательно, увеличивается скорость вращения вектора ЭДС генератора \dot{E} . При этом вектор напряжения \dot{U} вращается с постоянной скоростью, определяемой частотой системы. Поэтому вектор ЭДС будет перемещаться относительно вектора напряжения. Связанное с этим увеличение угла δ и вызывает, согласно (1) соответствующее увеличение мощности генератора. Мощность генератора будет возрастать, пока не станет равной мощности турбины, в этом случае исчезает ускоряющий момент, наступает новый установившийся режим работы генератора при угле δ_1 .

Как вытекает из (1), зависимость мощности от угла δ имеет синусоидальный характер и, следовательно, с увеличением угла δ мощность сначала возрастает, а затем, достигнув максимума, начинает падать.

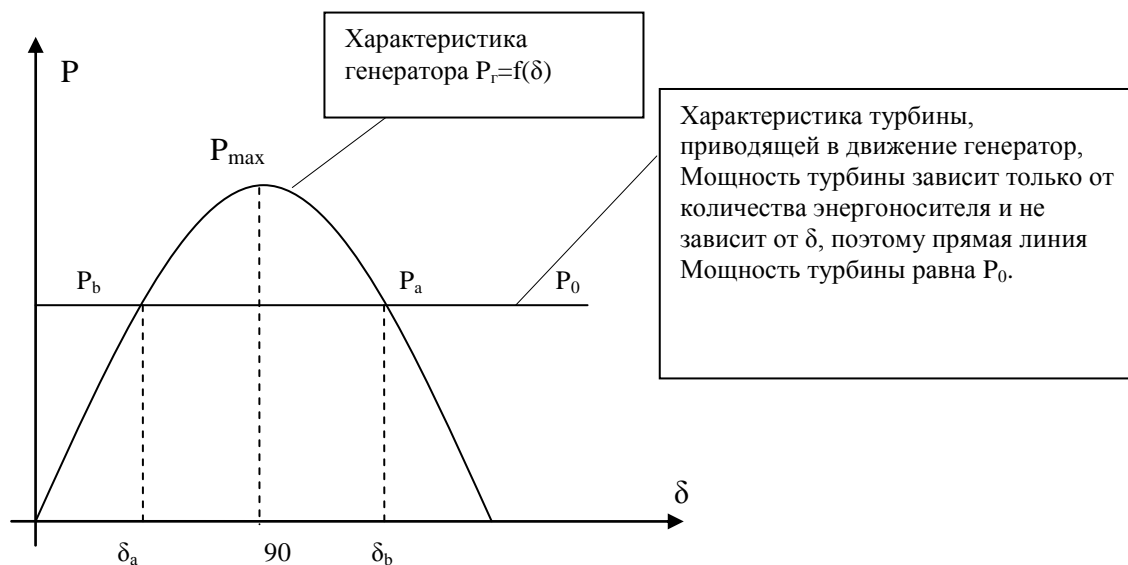


Рис 5. Характеристика мощности

Из выражения (1) и рис. 5 видно, что существует максимум передаваемой мощности. Если мощность турбины $P_0 = P_{\max}$ (рис. 6) генератор будет отдавать в систему наибольшую возможную мощность.

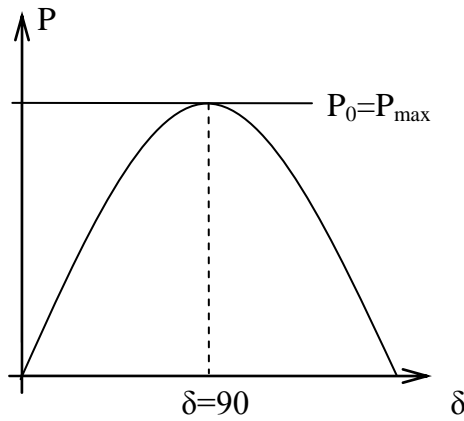


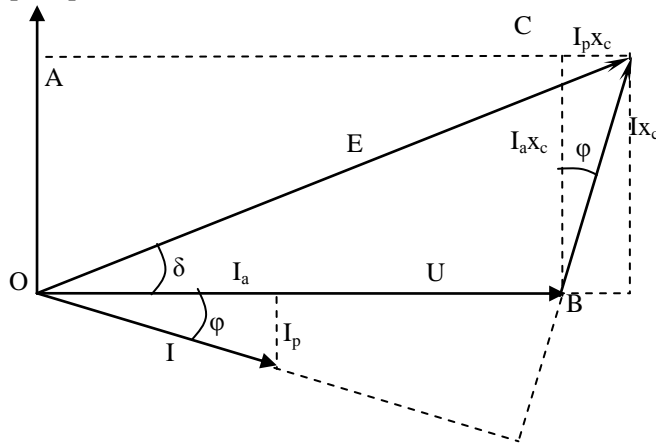
Рис. 6. Характеристика мощности СГ при максимальной мощности турбины

Данный режим работы соответствует углу $\delta=90^\circ$. Из выражения (1) следует, что максимум передаваемой мощности равен:

$$P = \frac{EU}{X_\Sigma} \quad (2)$$

Режим работы при $\delta=90^\circ$ является критическим, поскольку при больших углах начинается зона неустойчивости. Поэтому величину (2) также называют идеальным пределом мощности простейшей электрической системы.

Рассмотрим характеристику реактивной мощности. Для этого вернемся к векторной диаграмме электропередачи.



$U + I_p x_c = E \cos \delta$
 Умножим на U
 $U^2 + I_p U x_c = EU \cos \delta$
 Выражая отсюда Q ,
 запишем зависимость
 реактивной мощности,
 выдаваемой генератором от
 угла δ (2).

Рис 3. Векторная диаграмма неявнополюсного СГ.

$$Q = \frac{EU}{x_c} \cos \delta - \frac{U^2}{x_c} \quad (2)$$

Этому выражению соответствует кривая, изображенная на рис. 4.

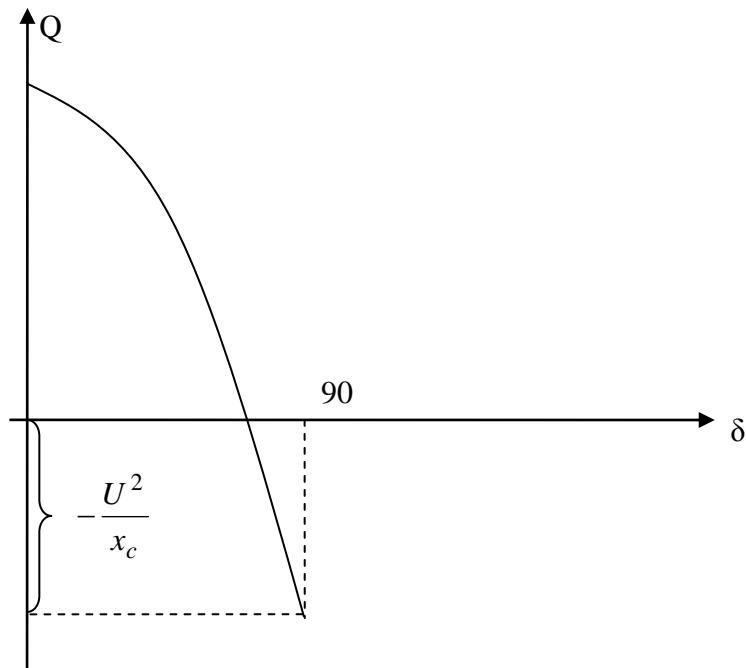
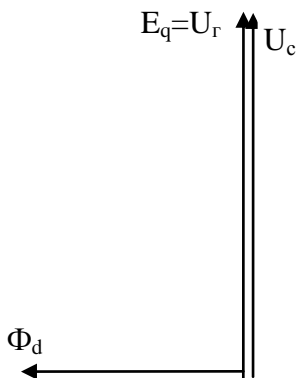


Рис. 4. Характеристика реактивной мощности неявнополусного СГ.

Рассмотрим включенный на параллельную работу синхронный генератор (без токовой нагрузки).



U – напряжение на выводах генератора, E_q – ЭДС генератора.

Ток в обмотке статора машины определяется выражением:

$$I = \frac{E - U}{jx_d};$$

т.е. если $E=U$, то $I=0$.

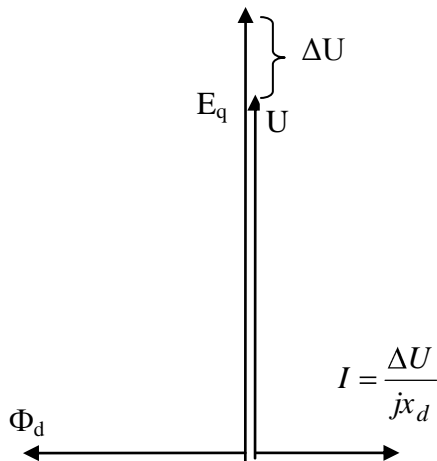
Т.е. генератор не принимает на себя никакой нагрузки.

Чтобы принять активную нагрузку необходимо увеличить угол δ .

Выясним, что будет происходить при изменении тока возбуждения.

При увеличении тока возбуждения увеличивается поток возбуждения Φ_d , и увеличивается ЭДС E_q , создаваемая потоком в обмотке статора.

Поскольку нарушается равенство и $E-U > 0$, появляется реактивный ток I , отстающий от напряжения на 90° .

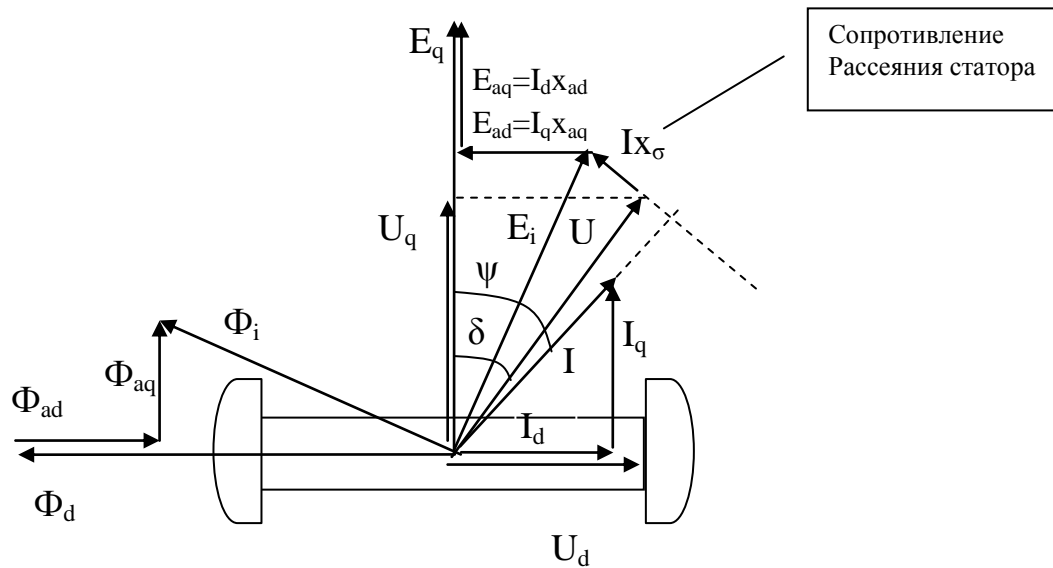


СГ будет отдавать в сеть чисто индуктивный ток и реактивную мощность. Если ток возбуждения уменьшить, то $\Delta U < 0$ и ток I будет опережать напряжение на 90° , машина будет потреблять из сети реактивную мощность.

Таким образом, изменение тока возбуждения СГ вызовет в ней только реактивные токи или изменение реактивной мощности. При $E > U$ синхронный генератор называется перевозбужденным, а при $E < U$ недозабужденной. При равенстве активной мощности нулю перевозбужденный СГ эквивалентен емкости (вырабатывает Q), а недозабужденный СГ – индуктивности (потребляет Q).

Тема 1.3. Характеристика мощности генератора с АРВ.

Построим векторную диаграмму явнополюсного СГ.



Из векторной диаграммы следуют соотношения:

$$U_d = E_{ad} + I_q x_\sigma = I_q x_{aq} + I_q x_\sigma = I_q (x_{aq} + x_\sigma) = I_q x_q \quad (1)$$

$$U_q = E_q - (E_{aq} + I_d x_\sigma) = E_q - (I_d x_{ad} + I_d x_\sigma) = E_q - I_d (x_{ad} + x_\sigma) = E_q - I_d x_d \quad (2)$$

Кроме того,

$$U_q = U \cos \delta; \quad (3)$$

$$U_d = U \sin \delta; \quad (4)$$

$$I_d = I \sin \psi; \quad (5)$$

$$I_q = I \cos \psi; \quad (6)$$

$$(5)$$

$$P = UI \cos \varphi = UI \cos (\psi - \delta) = UI \cos \psi \cos \delta + UI \sin \psi \sin \delta = U \cos \delta I \cos \psi + U \sin \delta I \sin \psi = I_q U \cos \delta + I_d U \sin \delta; \quad (7)$$

$$\text{Из (1) и (4)} \Rightarrow I_q = \frac{U_d}{x_q} = \frac{U \sin \delta}{x_q};$$

$$\text{Из (2) и (6)} \Rightarrow I_d = \frac{E_q - U_q}{x_d} = \frac{E_q - U \cos \delta}{x_d}$$

Подставим в (7)

$$P = \frac{U^2 \sin \delta \cos \delta}{x_q} + \frac{E_q U \sin \delta}{x_d} - \frac{U^2 \cos \delta \sin \delta}{x_d}$$

Учитывая, что $\sin \delta \cdot \cos \delta = 0.5 \sin 2\delta$, получим

$$P = \frac{U^2 \sin 2\delta}{2x_q} + \frac{E_q U \sin \delta}{x_d} - \frac{U^2 \sin 2\delta}{2x_d} = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_q x_d} \sin 2\delta$$

Итак

$$P = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_q x_d} \sin 2\delta$$

Характеристика мощности явнополюсного генератора, построенная при постоянстве ЭДС E_q , помимо основной синусоидальной составляющей $\frac{E_q U}{x_d} \sin \delta$ имеет также вторую составляющую в виде синусоиды двойной частоты, амплитуда которой пропорциональна разности индуктивных сопротивлений в продольной и поперечной осях машины и не зависит от ЭДС машины E_q .

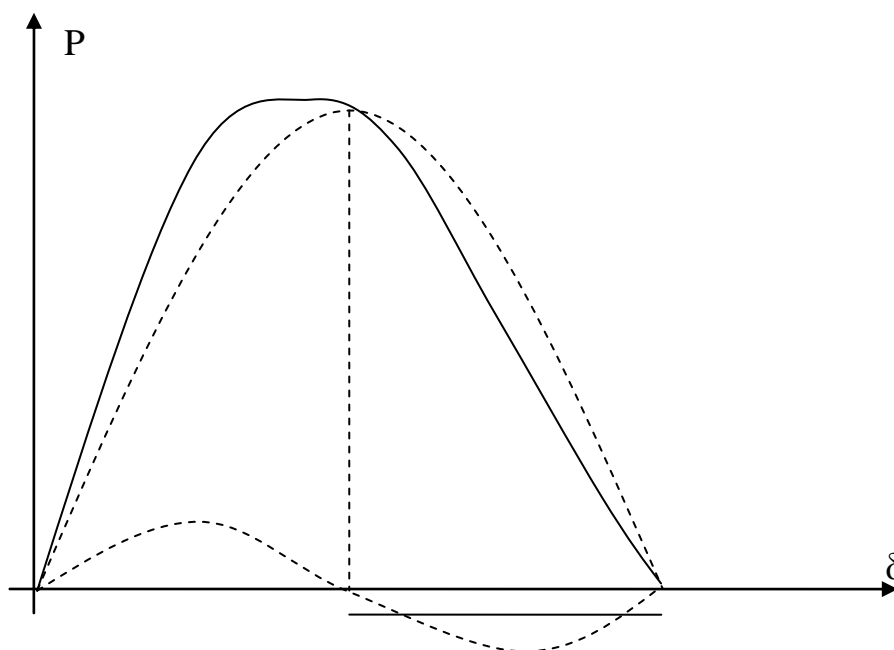


Рис. Характеристика мощности явнополюсного генератора

Вторая гармоника несколько смещает максимум характеристики мощности явнополюсной машины. И угол $\delta_{кр}$, при котором достигается максимум мощности, получается меньшим 90.

Амплитуда характеристики мощности P_m наоборот возрастает в сравнении с характеристикой неявнополюсного генератора. Однако это увеличение значительно лишь при небольших значениях E_q , когда амплитуда первой гармоники незначительна и соизмерима с амплитудой второй. В обычных же условиях, когда E_q достаточно высока, амплитуда второй гармоники не превышает 10-15% основной гармоники и ее влияние на максимум передаваемой мощности невелико.

Получим характеристику реактивной мощности:

$$Q = U I \sin \varphi = U I \sin(\psi - \delta) = U I \sin \psi \cos \delta - U I \cos \psi \sin \delta;$$

Из векторной диаграммы было получено:

$$I_d = I \sin \psi; \quad (5) \quad I_q = I \cos \psi; \quad (6)$$

Поэтому

$$Q = U \cos \delta I \sin \psi - U \sin \delta I \cos \psi = U \cos \delta I_d - U \sin \delta I_q = U (I_d \cos \delta - I_q \sin \delta);$$

$$\text{Из (1) и (4)} \Rightarrow I_q = \frac{U_d}{x_q} = \frac{U \sin \delta}{x_q};$$

$$\text{Из (2) и (6)} \Rightarrow I_d = \frac{E_q - U_q}{x_d} = \frac{E_q - U \cos \delta}{x_d}$$

$$Q = \frac{UE_q}{x_d} \cos\delta - \frac{U^2}{x_d} \cos^2\delta - \frac{U^2}{x_q} \sin^2\delta$$

Известно: $\cos^2\delta = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\cos 2\delta$; $\sin^2\delta = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\cos 2\delta$

$$Q = \frac{UE_q}{x_d} \cos\delta - \frac{U^2}{x_d} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2}\cos 2\delta \right) - \frac{U^2}{x_q} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\cos 2\delta \right)$$

$$Q = \frac{UE_q}{x_d} \cos\delta - \frac{U^2}{2x_d} - \frac{U^2}{2x_d} \cos 2\delta - \frac{U^2}{2x_q} + \frac{U^2}{2x_q} \cos 2\delta$$

$$Q = \frac{UE_q}{x_d} \cos\delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q + x_d}{x_d x_q} - \frac{U^2}{2x_d} \cos 2\delta + \frac{U^2}{2x_q} \cos 2\delta$$

$$Q = \frac{UE_q}{x_d} \cos\delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q + x_d}{x_d x_q} + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_q x_d} \cos 2\delta$$

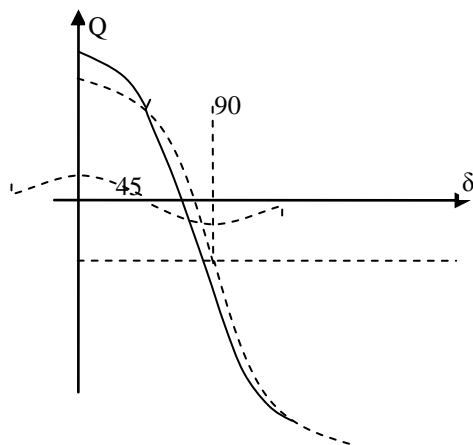
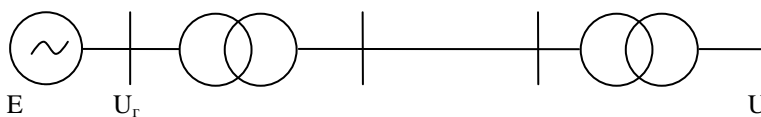


Рис. Характеристика реактивной мощности явнополюсного СГ

Характеристика мощности генератора с автоматическими регуляторами возбуждения

Рассмотренные ранее характеристики мощности построены при неизменности ЭДС генераторов. Если не регулировать ЭДС генераторов, то при увеличении передаваемой мощности происходит увеличение δ и снижение напряжения на шинах генераторов. Если же регулировать ЭДС, то напряжение можно поддерживать постоянным. Предел передаваемой мощности при этом резко возрастает.

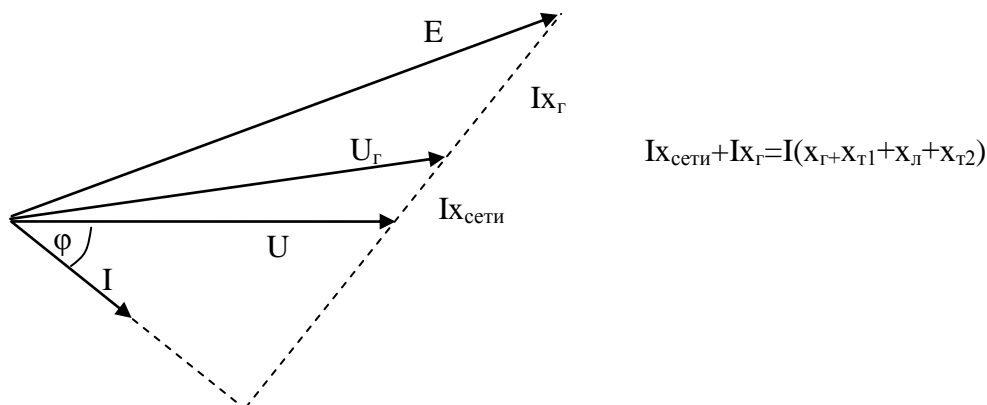
Рассмотрим схему электропередачи с индуктивными сопротивлениями системы $x_c = x_r + x_{r1} + x_l + x_{r2}$.



Значение напряжения на шинах генератора U_r может быть получено из векторной диаграммы.

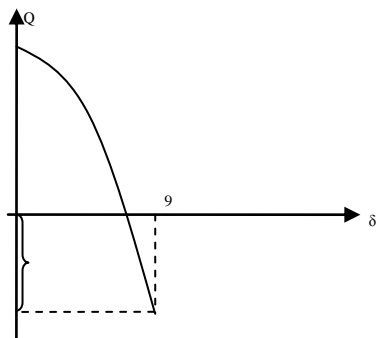
Вектор U_r делит вектор падения напряжения $I x_\Sigma$ на два отрезка $I x_{\text{сети}}$ и $I x_r$. Величины отрезков пропорциональны соответствующим сопротивлениям.

Рассмотрим, как изменится диаграмма при увеличении отдаваемой активной мощности. Пусть под

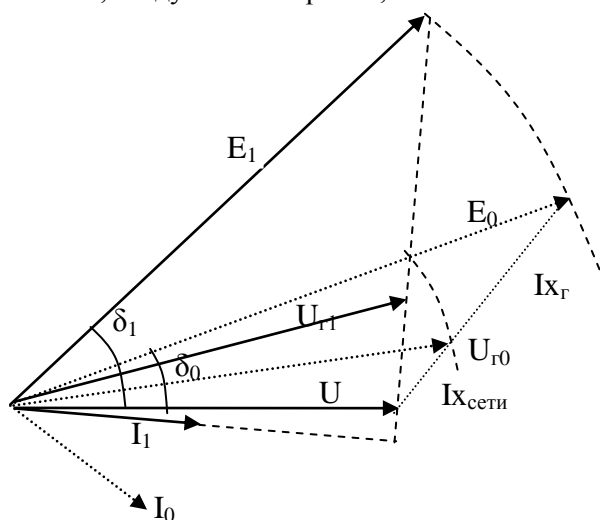


действием энергоносителя увеличилось значение δ . Это вызовет снижение реактивной мощности, т.к.

$$Q = \frac{EU}{x} \cos \delta - \frac{U^2}{x}$$

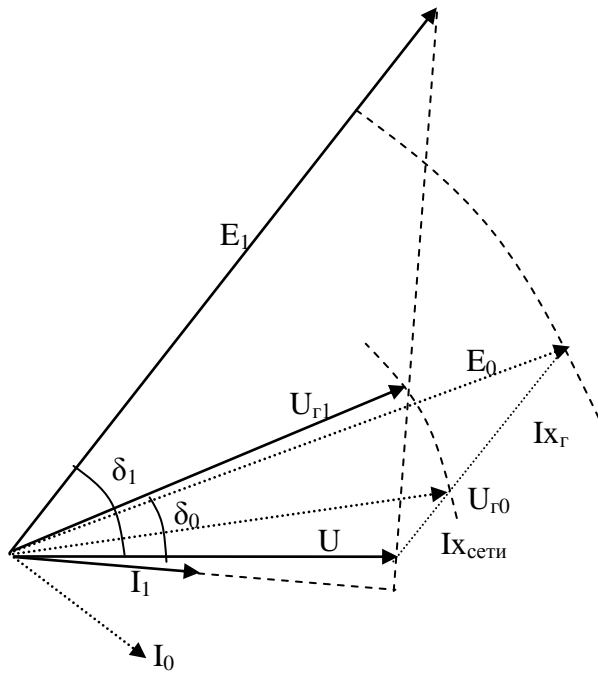


Следовательно $\cos \varphi$ увеличится, φ уменьшится. Вектор тока по модулю увеличится. При увеличении δ вектор E займет новое положение, показанное на диаграмме, по модулю вектор E не изменяется. Положение вектора напряжения генератора U_g в новом режиме можно найти, разделив в том же отношении отрезок Ix_{Σ} . Как вытекает из диаграммы вектор напряжения U_g при увеличении угла δ поворачивается, следуя за вектором E , и что особенно важно, при этом уменьшается.



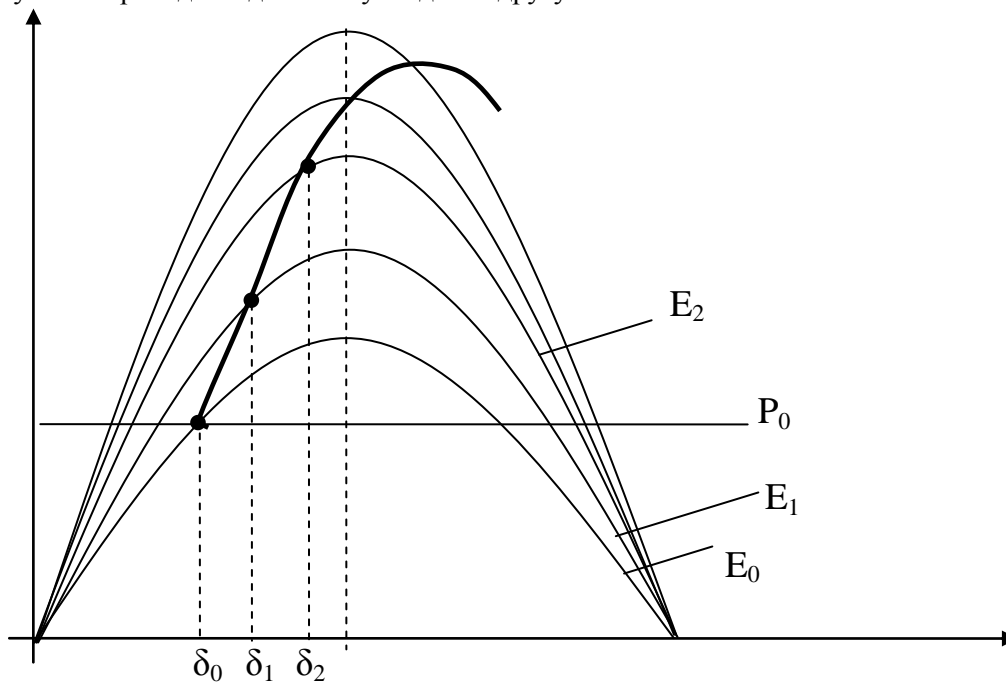
При наличии у генераторов автоматических регуляторов возбуждения контролирующих напряжение U_g , регуляторы, реагируя на понижение напряжения при возрастании угла δ , будут увеличивать ток возбуждения генераторов, а с ними ЭДС до тех пор, пока не восстановят прежнего значения напряжения.

Таким образом, исследуя установившиеся режимы работы генераторов, имеющих АРВ, при различных значениях угла δ следует исходить из постоянства напряжения на шинах генераторного напряжения. Значение же ЭДС генераторов в этих условиях будет изменяться, возрастая с увеличением угла δ .



Таким образом, если при неизменной ЭДС характеристика мощности генераторов в зависимости от угла δ представляла синусоиду, то при наличии регуляторов возбуждения эта характеристика будет иметь более сложный характер, отражая непрерывное изменение ЭДС генераторов в зависимости от угла δ .

Построив для различных значений ЭДС семейство синусоид, амплитуды которых пропорциональные ЭДС (см рис) характеристику мощности с учетом изменения ЭДС можно получить переходя с одной синусоиды на другую.



Даже при превышении $\delta = 90^\circ$ передаваемая мощность продолжает увеличиваться, что объясняется превышением E над снижением $\sin \delta$ в характеристике мощности генератора.

$$P = \frac{E \uparrow U}{x} \sin \delta \downarrow$$

Однако неустойчивость системы возникает ранее, при $\delta=90$. Объясняется это тем, что система при регулировании переходит на падающие участки синусоид. Возможность устойчивой работы по критерию $dP/d\delta$ исключена.

Таким образом, если генератор имеет АРВ, предел передаваемой мощности повышается.
Сравнительная оценка устойчивости систем без АРВ и с АРВ пропорционального и сильного действия.

АРВ в настоящее время применяется на всех электростанциях, генераторах, присоединенных к системам. С помощью АРВ решаются следующие задачи:

1. Повышение предела передаваемой мощности за счет управления величиной ЭДС генератора.
2. Улучшение качества режима системы за счет обеспечения более быстрого затухания малых колебаний.
3. Повышение предела динамической устойчивости за счет быстрого повышения тока возбуждения до потолочных значений (форсировка возбуждения).
4. Улучшение результирующей устойчивости
5. Более быстрое гашение больших колебаний.

Системы без АРВ характеризуются постоянством ЭДС E_q . Генератор вводится в схему замещения ЭДС E_q и x_d . Максимальная передаваемая мощность

$$P_{\max} = \frac{E_q U_c}{x_d + x_c}, E_q = \text{const.}$$

Различают два основных вида АРВ:

- а) Пропорционального действия
- б) Сильного действия

АРВ пропорционального действия.

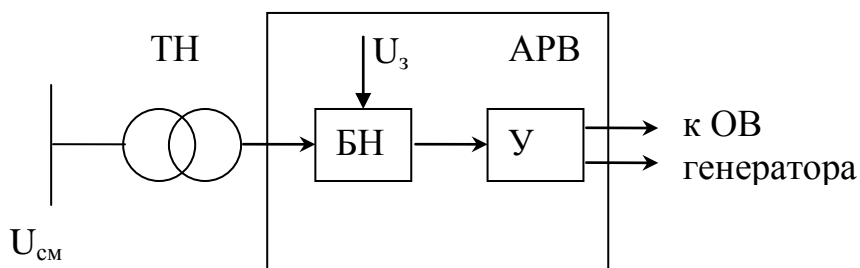


Рис. Упрощенная структурная схема АРВ

От трансформатора напряжения $ТН$ подается напряжение, пропорциональное напряжению на статоре $СМ$ ($U_{см}$) на вход блока напряжения $БМ$. Блок напряжения выявляет отклонение напряжения от заданной уставки $\Delta U = U_з - U_{см}$.

Полученная разность ΔU усиливается в усилителе $У$ и подается на обмотку возбуждения. Такой регулятор, реагирующий на отклонение напряжения, будет стремиться поддерживать напряжение на зажимах синхронной машины в соответствии с заданным значением $U_з$.

Если $U_{см} = U_з$, то напряжение на выходе $БН$ равно нулю и АРВ не меняет напряжения на $ОВ$. При снижении напряжения $U_{см}$ величина ΔU становится положительной, что приводит к увеличению тока в $ОВ$ и увеличению $U_{см}$.

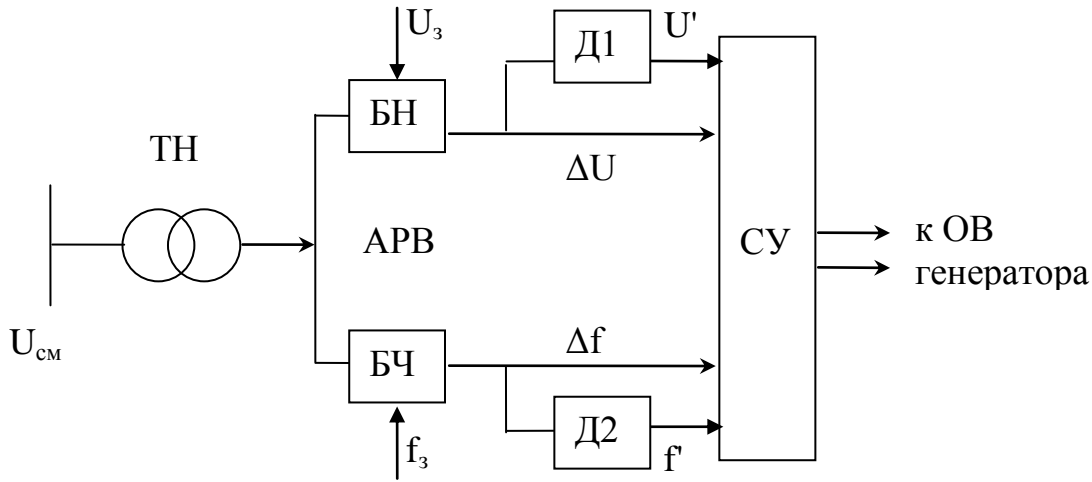
Такое регулирование называется статическим, при изменении режима работы $СМ$ не обеспечивается поддержание напряжения $U_{см}$, точно в соответствии с $U_з$.

Так как регулятор начинает действовать, когда уже появилось отклонение. Поэтому в $СМ$ с АРВ ПД напряжение поддерживается с определенной точностью, которая зависит от коэффициента усиления усилителя. Вместе с тем регулирование $U_{см}$ по отклонению напряжения приводит к поддержанию неизменным напряжения внутри обмотки $СМ$ за некоторым сопротивлением. Обычно у АРВ ПД выбирают такой коэффициент усиления, что $E_q' = \text{const}$. Поэтому в расчетах $СМ$ с АРВ ПД можно представить в виде ЭДС E_q' или E' с сопротивлением x_d' .

$$P_{\max} = \frac{E_q' U_c}{x_d' + x_c}$$

Максимум мощности несколько выше чем у генератора без АРВ.

Регуляторы сильного действия являются сложными системами. В отличие от регуляторов пропорционального действия, они реагируют не только на изменение величины, но и на скорость ее изменения. (Первая и вторая производная по напряжению). Дополнительно для улучшения качества регулирования вводятся сигналы по возмущающим воздействиям (ток статора, кос Φ , частота).



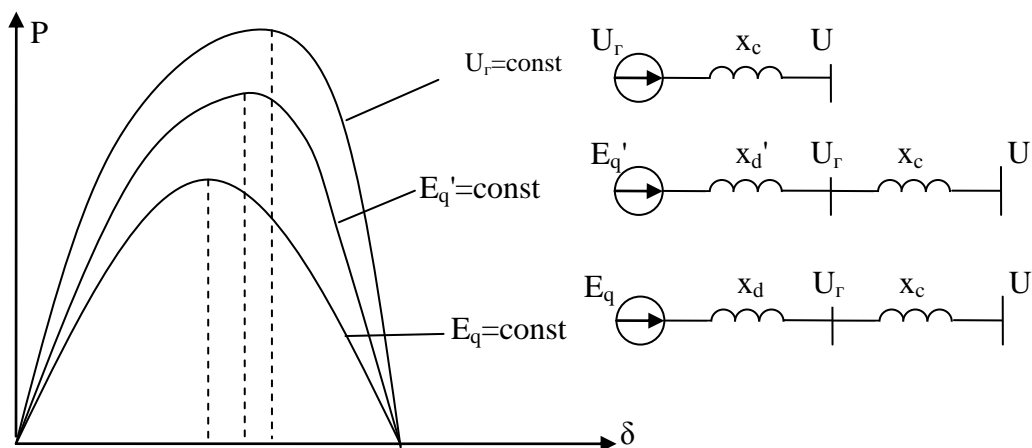
Напряжение статора СМ $U_{\text{СМ}}$ подводится от трансформатора напряжения ТН к блоку напряжения БН и к блоку частоты. Блок БН аналогичен блоку в АРВ ПД. Дифференцирующий элемент Д1 определяет скорость изменения напряжения U' . Блок БЧ выявляет отклонение частоты, а Д2 - скорость изменения частоты. Такая система позволяет с опережением выявлять характер возникшего переходного процесса и оказывать сильное воздействие на систему возбуждения СМ. Поэтому СМ с АРВ СД могут поддерживать практически постоянное напряжение на шинах СМ во всех режимах при малых возмущениях.

При расчетах генератора с АРВ сильного действия в схему замещения можно вводить генератор с параметрами U_r и $x_d=0$. x_d равен нулю, поскольку раз U_r постоянно, то нет смысла оценивать падение напряжения на генераторе.

$P_{\text{max}} = \frac{U_2 U_c}{x_c}$, где x_c сопротивление системы (трансформаторов, линий, без учета сопротивления генератора).

$$U_2 = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 x_c}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P_0 x_c}{U_c} \right)^2}$$

Итак, АРВ проводит своего рода коррекцию характеристик генератора. Поэтому при расчете статической устойчивости генератор в зависимости от наличия и вида АРВ в схему замещения вводится по-разному. Общий подход следующий: какие ЭДС или напряжение в исследуемой системе способен регулятор возбуждения поддерживать неизменными в переходных режимах – этими неизменными параметрами режима и представляется генератор в расчетах статической устойчивости.



Тема 1.4. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.

В сложной электрической системе (содержащей несколько электрических станций) мощность каждой станции, отдаваемая в систему, зависит от модулей и сдвигов фаз ЭДС всех генераторов системы. Для электрической системы, схема которой изображена на рис, выразим мощность, выдаваемую первой станцией в систему.

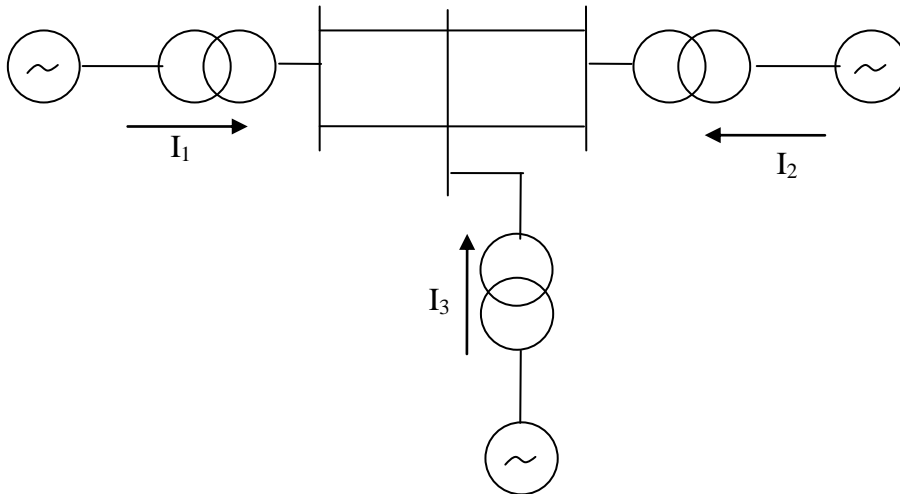


Рис. 1 Принципиальная схема системы

Вспользуемся принципом наложения. Ток, протекающий от первого генератора можно тогда рассматривать как сумму трех токов. Один из них I_{11} представляет собой ток, который протекал бы от 1-го генератора, если бы ЭДС остальных генераторов были равны нулю (Рис. 2а)

Вторая составляющая тока I_{12} представляет собой ток в генераторе 1, обусловленный ЭДС генератора 2, если в 1 и 3 генераторе ЭДС отсутствуют (рис 2б). Наконец, третья составляющая I_{13} равна току в обмотке генератора 1 при отсутствии ЭДС генераторов 1 и 2 (рис 2в).

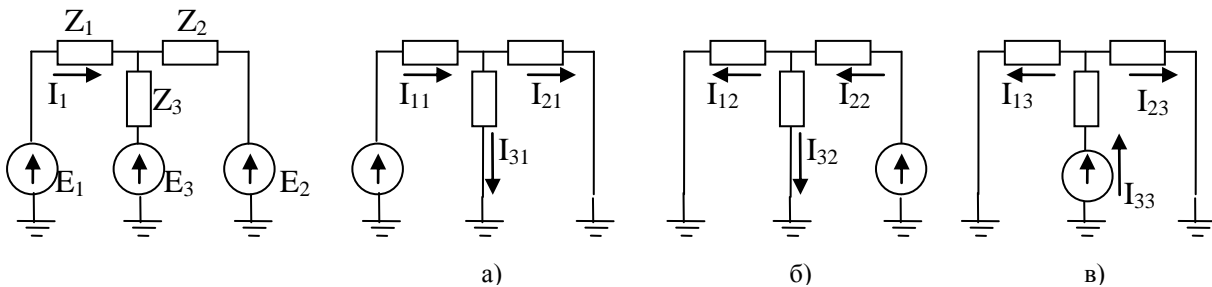


Рис 2 Схемы замещения для расчета по принципу наложения

Налагая токи и напряжения этих трех режимов друг на друга, получаем действительный режим работы системы, представленный на рис. 1.

Полный ток, протекающий от первого генератора равен:

$$I_1 = I_{11} - I_{12} - I_{13}. \quad (1)$$

Токи I_{11} , I_{12} , I_{13} пропорциональны соответствующим ЭДС (E_1 , E_2 , E_3). Коэффициенты пропорциональности определяются в зависимости от конфигурации сети и сопротивлений соответствующих ветвей. Так, например:

$$\begin{aligned} I_{11} &= E_1 Y_{11} \\ I_{12} &= E_2 Y_{12} \\ I_{13} &= E_3 Y_{13} \end{aligned} \quad (2)$$

Y_{11} – собственная проводимость цепи; Y_{12} , Y_{13} – взаимная проводимость цепи.

Определение собственных и взаимных проводимостей – отдельная задача, для решения которой могут использоваться метод единичных токов, метод преобразования сети и т.п.

Подставим (2) в (1).

$$I_1 = E_1 Y_{11} - E_2 Y_{12} - E_3 Y_{13}.$$

Известно, что комплексное значение мощности определяется умножением сопряженного комплекса тока на комплекс соответствующей ЭДС $S = \hat{I}E$.

$$E_1 \hat{I}_1 = E_1 (\hat{I}_{11} - \hat{I}_{12} - \hat{I}_{13}) = E_1 \hat{E}_1 \hat{Y}_{11} - E_1 \hat{E}_2 \hat{Y}_{12} - E_1 \hat{E}_3 \hat{Y}_{13}; \quad (3)$$

Если обозначить фазовые углы ЭДС E_1 , E_2 , E_3 , отсчитываемые от произвольной оси через δ_1 , δ_2 , δ_3 (рис 3),

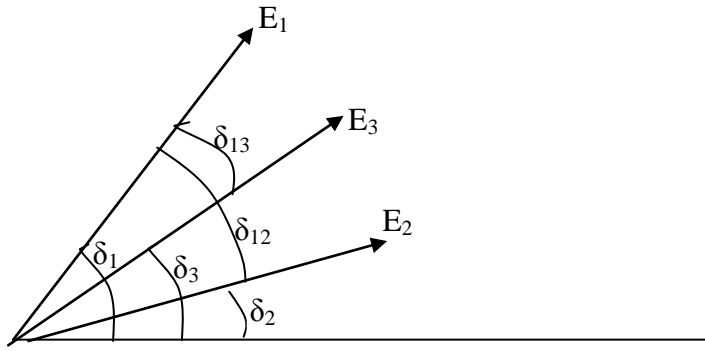


Рис 3. Взаимное расположение векторов ЭДС системы

а аргументы комплексных собственных и взаимных сопротивлений

$Z_{11} = \frac{1}{Y_{11}}$; $Z_{12} = \frac{1}{Y_{12}}$; $Z_{13} = \frac{1}{Y_{13}}$; через ψ_{11} ψ_{12} ψ_{13} , то выражение (3) можно записать в виде:

$$E_1 \hat{I}_1 = S = E_1 e^{j\delta_1} E_1 e^{-j\delta_1} Y_{11} e^{j\Psi_{11}} - E_1 e^{j\delta_1} E_2 e^{-j\delta_2} Y_{12} e^{j\Psi_{12}} - E_1 e^{j\delta_1} E_3 e^{-j\delta_3} Y_{13} e^{j\Psi_{13}} =$$

$$= E_1^2 Y_{11} e^{j\Psi_{11}} - E_1 E_2 Y_{12} e^{j(\delta_{12} + \Psi_{12})} - E_1 E_3 Y_{13} e^{j(\delta_{13} + \Psi_{13})};$$

где $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$; $\delta_{13} = \delta_1 - \delta_3$

Переходя к тригонометрической форме комплексных величин:

$$S = E_1^2 Y_{11} (\cos\Psi_{11} + j \sin\Psi_{11}) - E_1 E_2 Y_{12} [\cos(\delta_{12} + \Psi_{12}) + j \sin(\delta_{12} + \Psi_{12})] -$$

$$- E_1 E_3 Y_{13} [\cos(\delta_{13} + \Psi_{13}) + j \sin(\delta_{13} + \Psi_{13})]$$

Действительная часть этого выражения является отдаваемой активной мощностью первого генератора:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \cos\Psi_{11} - E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_{12} + \Psi_{12}) - E_1 E_3 Y_{13} \cos(\delta_{13} + \Psi_{13})$$

если вместо аргументов ψ ввести дополнительные углы $\alpha = 90 - \psi$, то выражение примет следующий вид:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin\alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13})$$

Полученное выражение представляет собой в окончательной форме зависимость мощности, отдаваемой генератором 1, от углов расхождения роторов всех генераторов системы.

Совершенно аналогичные выражения можно получить и для генераторов 2 и 3:

$$P_2 = E_2^2 Y_{22} \sin\alpha_{22} + E_2 E_1 Y_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + E_2 E_3 Y_{23} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23})$$

$$P_3 = E_3^2 Y_{33} \sin\alpha_{33} + E_3 E_1 Y_{31} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) + E_3 E_2 Y_{32} \sin(\delta_{32} - \alpha_{32})$$

Эти выражения могут быть обобщены для любого числа генераторов. Число слагаемых в уравнениях мощности всегда равно числу генераторов (станций) в системе, как это вытекает из принципа наложения.

Из полученных формул следует, что для расчета мощности, отдаваемой генератором в систему, необходимы ЭДС всех генераторов системы и их аргументы, а также комплексные значения собственных и взаимных проводимостей.

Максимальная и предельная нагрузки.

При анализе электромеханических переходных процессов иногда требуется математическое выражение для максимально возможной мощности.

Возвращаясь к неявнополюсным генераторам, отметим, что полученная выше синусоидальная зависимость активной мощности от угла

$$P = \frac{EU}{x_c} \sin\delta$$

справедлива для простейшей схемы электропередачи в виде чисто индуктивного сопротивления x_c , которое включает и индуктивное сопротивление генератора.

Рассмотрим зависимость активной мощности от угла δ , не накладывая ограничений на характер связи между генератором и приемником.

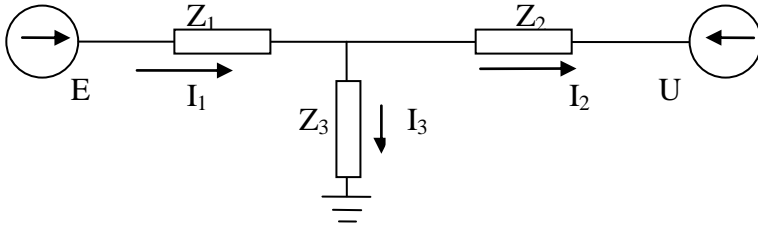
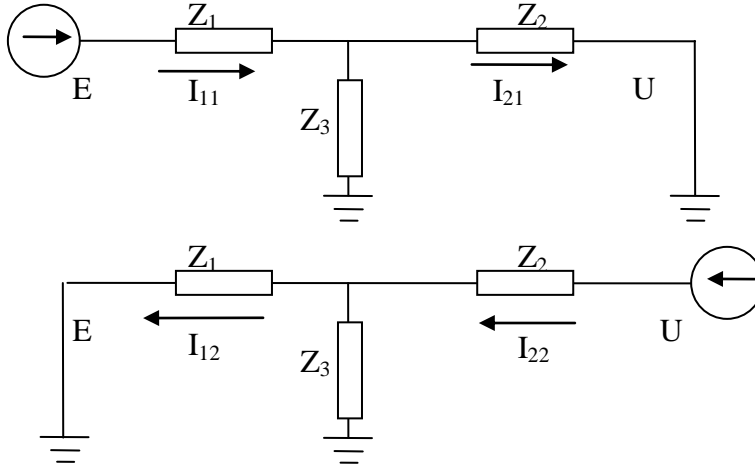


Рис 1. Схема электропередачи. E – ЭДС генератора, U – напряжение приемной системы, Z_3 – проводимость на землю передачи

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = E\hat{I}_1 \quad (1)$$

$$S_H = P_H + jQ_H = U\hat{I}_2$$

Применив принцип наложения можно получить выражения для токов:



$$I_1 = I_{11} - I_{12} = EY_{11} - UY_{12} \quad (2)$$

$$I_2 = -I_{22} + I_{21} = -UY_{22} + EY_{21}$$

Подставив (2) в (1) и преобразовав, получим

$$S_2 = E\hat{I}_1 = E(\hat{E}Y_{11} - \hat{U}Y_{12})$$

$$S_H = P_H + jQ_H = U\hat{I}_2 = U(-\hat{U}Y_{22} + \hat{E}Y_{21})$$

Принимая вектор напряжения за ось отсчета, получаем угол вектора U равным 0, а угол вектора E равным δ , В качестве аргументов собственных и взаимных сопротивлений примем φ_{11} , φ_{12} , φ_{21} , φ_{22} $\varphi_{11} = \arctg(x_{11}/r_{11})$ и т.д.

$$S_2 = E(\hat{E}Y_{11} - \hat{U}Y_{12}) = Ee^{j\delta} Ee^{-j\delta} Y_{11}e^{j\varphi_{11}} - UEe^{j\delta} Y_{12}e^{j\varphi_{12}} = E^2 Y_{11}e^{j\varphi_{11}} - UEY_{12}e^{j(\delta+\varphi_{12})}$$

$$S_H = U(-\hat{U}Y_{22} + \hat{E}Y_{21}) = -U^2 Y_{22}e^{j\varphi_{22}} + UEY_{12}e^{j(-\delta+\varphi_{12})}$$

Переходя к тригонометрической форме записи:

$$S_2 = E^2 Y_{11}[\cos \varphi_{11} + j \sin \varphi_{11}] - UEY_{12}[\cos(\delta + \varphi_{12}) + j \sin(\delta + \varphi_{12})]$$

$$S_H = -U^2 Y_{22}[\cos \varphi_{22} + j \sin \varphi_{22}] + UEY_{12}[\cos(-\delta + \varphi_{12}) + j \sin(-\delta + \varphi_{12})]$$

Разделяя действительные и мнимые части:

$$P_2 = E^2 Y_{11} \cos \varphi_{11} - UEY_{12} \cos(\delta + \varphi_{12})$$

$$Q_2 = E^2 Y_{11} \sin \varphi_{11} - UEY_{12} \sin(\delta + \varphi_{12})]$$

$$P_H = -U^2 Y_{22} \cos \varphi_{22} + UEY_{12} \cos(-\delta + \varphi_{12})$$

$$Q_H = -U^2 Y_{22} \sin \varphi_{22} + UEY_{12} \sin(-\delta + \varphi_{12})$$

Если вместо углов φ ввести дополняющие их до 90 градусов углы $\alpha = 90 - \varphi$, То выражения примут вид:

$$\begin{aligned}
 P_2 &= E^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + UEY_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}) \\
 Q_2 &= E^2 Y_{11} \cos \alpha_{11} - UEY_{12} \cos(\delta - \alpha_{12})
 \end{aligned}
 \tag{3,4}$$

$$\begin{aligned}
 P_H &= -U^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + UEY_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}) \\
 Q_H &= -U^2 Y_{22} \cos \alpha_{22} + UEY_{12} \cos(\delta + \alpha_{12})
 \end{aligned}$$

Итак, как вытекает из полученных выражений, зависимости и в самых общих условиях имеют синусоидальную зависимость. Однако синусоиды смещены, относительно оси абсцисс и ординат.

Если активные сопротивления отсутствуют, $\varphi=90$, а $\alpha=90-90=0$.

Если $\alpha=0$, то выражения принимают знакомый вид:

$$P_2 = UEY_{12} \sin(\delta) = \frac{UE}{x} \sin \delta$$

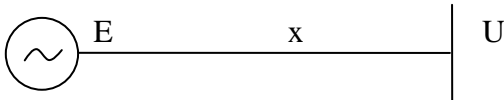
$$P_H = UEY_{12} \sin(\delta) = \frac{UE}{x} \sin \delta$$

При $\alpha=0$ $P_r=P_H$, т.е. потерь нет. Т.к. нет активных сопротивлений.

При наличии активных сопротивлений $\alpha < 0$, $P_r > P_H$

Итак,

1) Если не учитывать активные сопротивления:

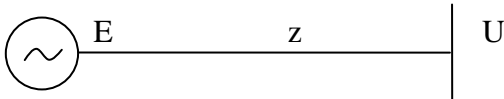


Мощность генерирующего и нагрузочного узла: $P = \frac{UE}{x} \sin \delta$

Максимальное значение при $\delta=90$, $P_m = \frac{UE}{x}$ -

максимальная мощность, которую можно передать от генератора с ЭДС E в приемную систему с напряжением U при сопротивлении связи x.

2) Если учитывать активные сопротивления:



Мощность генерирующего узла $P_2 = E^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + UEY_{12} \sin(\delta - \alpha_{12})$ (5)

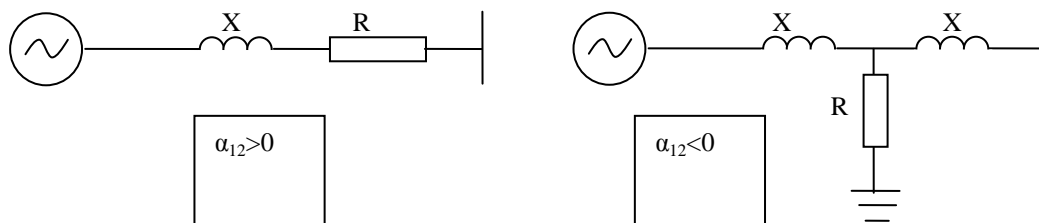
Мощность нагрузочного узла $P_H = -U^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + UEY_{12} \sin(\delta + \alpha_{12})$ (6)

Активная мощность, генерируемая источником, больше мощности, поступающей в приемную систему на величину потерь активной мощности.

Максимальная активная мощность генерирующего узла получается, в соответствии с (5) при $\sin(\delta - \alpha_{12})=1$, т.е. $\delta - \alpha_{12}=90$

Следовательно $\delta_{кр}=90+\alpha_{12}$

Угол α_{12} может принимать положительные или отрицательные значения в зависимости от схемы, так например:



Таким образом, можно констатировать, что под влиянием активных сопротивлений критический угол $\delta_{кр}$ отклоняется от 90° в ту или иную сторону на дополнительный угол взаимного комплексного сопротивления ветви α_{12} . Максимальная мощность в этом случае представляет собой сумму постоянной составляющей $P_2 = E^2 Y_{11} \sin \alpha_{11}$ и амплитуды синусоиды $UEY_{12} \sin(\delta - \alpha_{12})$

Полученные значения максимума передаваемой мощности связаны со свойствами передачи переменного тока и не связаны с режимами оборудования, их температурными ограничениями и т.п.

Для оценки указанных факторов, ограничений вводится понятие предельной нагрузки по каким-либо условиям. Например, предельная нагрузка по условию нагрева, по короне и т.п.

Тема 1.5. Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний

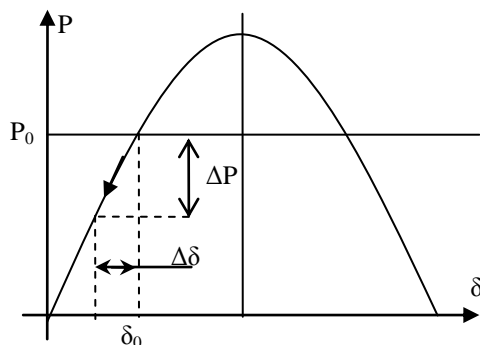


Рис. 1. К определению уравнения движения ротора СГ

Пусть в результате небольшого возмущения изменился угол δ на величину $\Delta\delta < 0$. При этом мощность генератора уменьшится на величину ΔP .

Мощность турбины P_0 в первый момент времени остается неизменной и появляется избыток мощности ΔP , обусловленный разностью мощностей турбины и генератора.

Избыток мощности ΔP сообщает ротору некоторое ускорение α . Значение этого ускорения пропорционально избыточной мощности ΔP и обратно пропорционально постоянной инерции T_j

$$\alpha = \frac{\Delta P}{T_j} \quad (1)$$

где T_j - постоянная инерции. $T_j = J \frac{\omega_0^2}{S_{ном}}$.

Чем больше постоянная инерции, тем медленнее растет скорость ротора под действием избыточной мощности.

Ускорение α в этом уравнении представляет собой вторую производную угла δ по времени, т.е.

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

Что же касается величины ΔP , то она представляет собой разность между мощностью турбины и мощностью, отдаваемой генератором в сеть,

$$\Delta P = P_0 - P_m \sin \delta \quad (3)$$

Таким образом, выражение (1) с учетом (2) и (3), можно записать в следующем виде:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta$$

Решение этого уравнения в форме $\delta=f(t)$ дает картину изменения угла во времени и позволяет установить, остается ли машина в синхронизме или под действием возрастающих колебаний угла δ выходит из синхронизма. Необходимо определить затухающий или возрастающий характер носит изменение δ во времени.

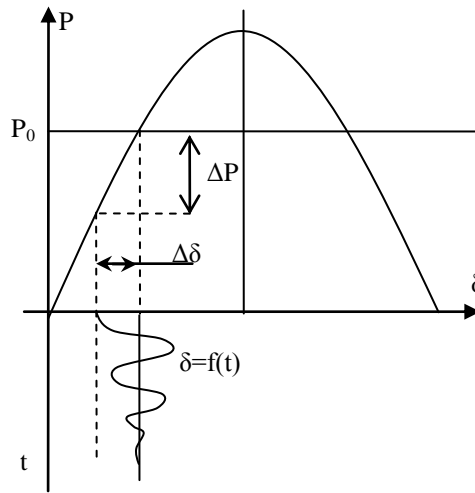


Рис. 2. К анализу изменения угла δ во времени. Сохранение устойчивости.

Демпферные обмотки и учет демпфирования

Демпферные обмотки синхронного генератора расположены на полюсах

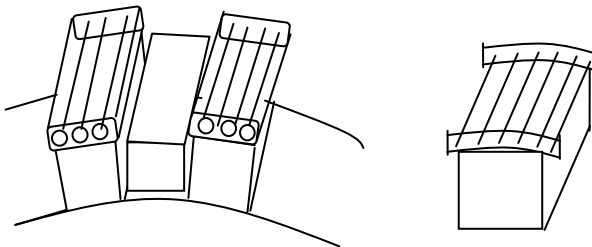


Рис. Демпферная обмотка

Влияние демпферных обмоток на устойчивость довольно многообразно.

1. При КЗ ток в обмотке статора увеличивается, магнитный поток реакции якоря также увеличивается. Увеличивающийся поток индуцирует в демпферной обмотке ЭДС. Поскольку демпферная обмотка замкнута начинают протекать токи. Эти токи создают собственное магнитное поле демпферной обмотки и компенсирует действие реакции якоря.

2. В то же время созданное магнитное поле демпферной обмотки при вращении ротора пересекает обмотку статора, наводя там ЭДС. Изменение ЭДС машины оказывает некоторое положительное влияние на характеристику мощности машины.

3. Токи в демпферной обмотке возникают не только при внезапном нарушении режима работы генератора (например, при КЗ), но и при любых изменениях частоты вращения ротора машины.

За Если частота вращения генератора равна синхронной, демпферная обмотка вращается со скоростью магнитного поля статора, токов нет.

Зб Если частота вращения генератора отклоняется от синхронной, то стержни демпферной обмотки начинают пересекать магнитный поток реакции якоря. В демпферных обмотках наводится ЭДС, начинают протекать токи. Процесс равносильен тому, что мощность генератора увеличивается на величину $P_d v$.

Т.е.

$$P_2 = \frac{EU}{x_c} \sin \delta + P_d v$$

P_d – демпферный коэффициент, v – скорость изменения δ .

Это обстоятельство весьма существенно для втягивания машины в синхронизм и восстановления нормальной работы при нарушениях устойчивости. Рассмотрим это подробнее.

Получим уравнение движения ротора с учетом демпферных обмоток:

Итак, $P_d v = P_d \frac{d\delta}{dt}$

Ранее было получено уравнение движения ротора без учета демпферных обмоток

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P \quad \text{или} \quad T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta$$

С учетом влияния демпферных обмоток уравнение примет вид

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta - P_d \frac{d\delta}{dt}$$

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + P_d \frac{d\delta}{dt} + P_m \sin \delta = P_0$$

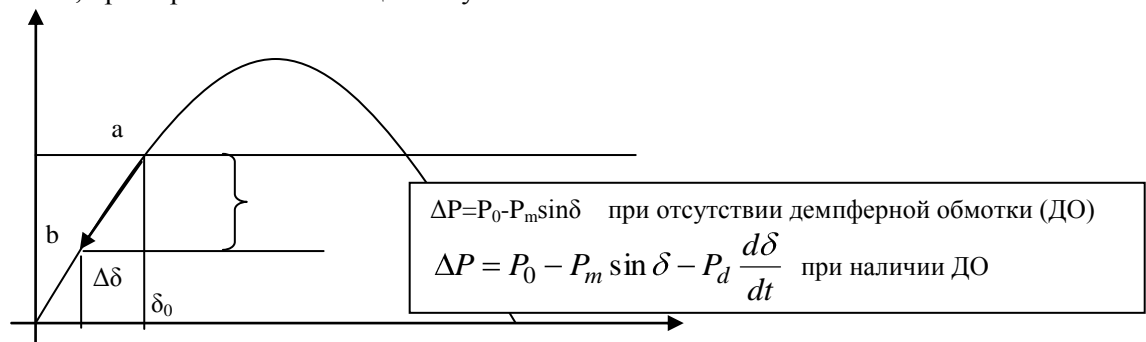
Сумма мощностей $P_d \frac{d\delta}{dt} + P_m \sin \delta$

представляет собой суммарную электрическую мощность, развиваемую генератором при качаниях. Она складывается из синхронной скорости $P_m \sin \delta$ и асинхронной в демпферных обмотках.

Когда скорость неизменна и равна синхронной:

$$P_m \sin \delta = P_0$$

Когда ротор ускоряется производная $\frac{d\delta}{dt} > 0$, следовательно, электрическая мощность увеличивается, при торможении – мощность уменьшается.



Рассмотрим рис. После резкого малого возмущения режима система оказалась в точке b. Возникает ускоряющий момент, пропорциональный разности мощностей $\Delta P = P_0 - P_r$.

1. При отсутствии демпферной обмотки ускоряющий момент больше, т.е. размах колебаний больше. Колебания дольше затухают.

2. При наличии ДО размах колебаний меньше. Колебания быстро затухают.

Таким образом ДО выступает успокоителем колебаний.

Метод малых колебаний в случае работы станции на шины бесконечной мощности

Главные положения метода малых колебаний сводятся в основном к следующему. Основой исследования устойчивости является уравнение (1). Т.е. исследуют характер изменений δ при малых возмущениях.

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta \quad (1)$$

Но анализ усложняется тем, что правая часть (1) имеет нелинейный синусоидальный характер, поэтому аналитическое решение уравнения достаточно сложно.

Однако, при малых отклонениях от положения равновесия оказывается возможным линеаризовать правую часть дифференциального уравнения и, таким образом, упростить аналитическое решение.

При этом для суждения об устойчивости нет необходимости находить решение дифференциальных уравнений. Система признается неустойчивой, если свободные колебания носят нарастающий характер. В противном случае система статически устойчива.

О том, какой характер носят колебания можно определить с помощью простых соотношений между коэффициентами характеристического уравнения без необходимости решать последнее. Этим и исчерпывается исследование устойчивости.

Для иллюстрации метода обратимся к простейшему случаю работы станции на шины бесконечной мощности. Ранее был установлен критерий статической устойчивости $\frac{dP}{d\delta} > 0$.

Покажем, что к тому же условию приводит и метод малых колебаний.

При изменении угла δ на величину $\Delta \delta$ мощность генератора изменяется по закону $P = P_m \sin \delta$, мощность же турбины остается постоянной и равной P_0 . Появление избыточной мощности

$$\Delta P = P_0 - P_m \sin \delta$$

приводит к качаниям ротора, протекающим согласно уравнению (1):

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta,$$

При малых колебаниях ротора (что и необходимо для определения существования статической устойчивости) уравнение (1) можно упростить.

Разлагая функцию $\Delta P = P_0 - P_m \sin \delta$ в ряд Тейлора в области около δ_0 , получаем:

Ряд Тейлора:

$$f(x) = f(a) + (x-a)f'(a) + \frac{(x-a)^2}{2!} f''(a) + \frac{(x-a)^3}{3!} f'''(a) + \dots + \frac{(x-a)^n}{n!} f^{(n)}(\xi),$$

$$\xi = a + \theta(x-a), 0 < \theta < 1$$

Для рассматриваемого случая $x=\delta$, $a=\delta_0$, $x-a=\delta-\delta_0=\Delta\delta$:

Итак, получим:

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_0 - P_m \sin \delta = \\ &= P_0 - P_m \sin \delta_0 - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta - \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2 P}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta^2 - \dots \end{aligned}$$

Учитывая, что $P_m \sin \delta_0 = P_0 \Rightarrow$

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_0 - P_m \sin \delta = \\ &= - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta - \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2 P}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta\delta^2 - \dots \end{aligned}$$

где $\Delta\delta = \delta - \delta_0$ - малое отклонение угла от его исходного значения.

При малых значениях $\Delta\delta$ степенями $\Delta\delta$ выше первой можно пренебречь, что равносильно спрямлению характеристики мощности в области δ_0 на рис.3

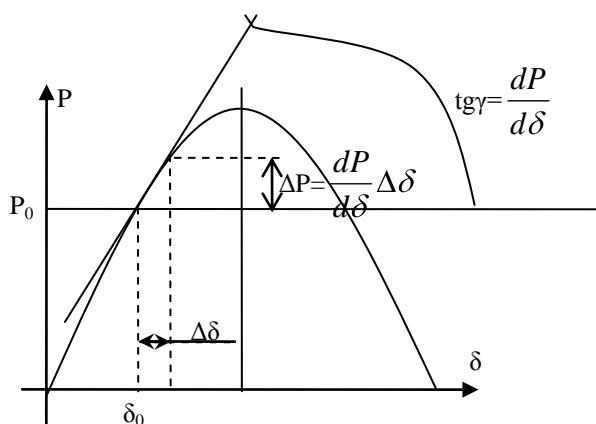


Рис 3. Спрямление характеристики мощности при анализе малых колебаний системы

Итак,

$$\Delta P = P_0 - P_m \sin \delta = -\Delta\delta \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0}$$

Так как $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$, где δ_0 постоянная величина, то

$$\text{Выражение } T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta$$

примет вид: $T_j \frac{d^2 (\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = -\frac{dP}{d\delta} \Delta\delta$. Разделим на T_j и перенесем все в левую часть

$$\frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta = 0$$

Решение данного дифференциального уравнения дает изменение угла $\Delta\delta$ во времени при малом возмущении исходного режима системы.

Решение уравнения имеет вид:

$$\Delta\delta = k_1 e^{p_1 t} + k_2 e^{p_2 t}$$

где p_1 и p_2 – корни характеристического уравнения

$$p^2 \Delta\delta + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta = 0,$$

$$p^2 + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} = 0$$

которые равны

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}$$

Корни получаются чисто мнимыми (если $\frac{dP}{d\delta} > 0$) либо чисто вещественными (если $\frac{dP}{d\delta} < 0$). В

последнем случае один вещественный корень положительный, другой отрицательный.

1) В случае мнимых корней

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

$$\Delta\delta = k_1 e^{j\omega t} + k_2 e^{-j\omega t} = C_1 \sin \omega t + C_2 \cos \omega t = C \sin(\omega t + \varphi)$$

Т.е. изменение угла происходит по закону незатухающих синусоидальных колебаний около $\delta = \delta_0$.

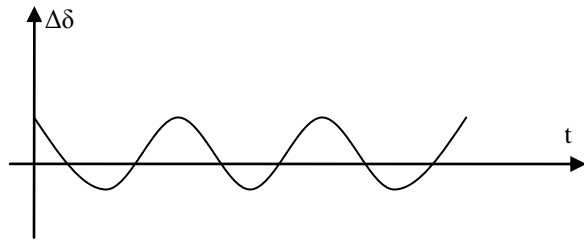


Рис 4. Свободные колебания угла

При учете потерь характер колебаний становится затухающим. Через некоторое время после нарушения исходного состояния установится первоначальный режим. Система в этом случае устойчива.

2) Если же корни характеристического уравнения вещественные и разные

$$p_{1,2} = \pm j \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}} = \pm \mu,$$

то изменение угла имеет аperiodический характер

$$\Delta\delta = k_1 e^{\mu t} + k_2 e^{-\mu t}$$

Наличие положительного вещественного корня приводит к нарастанию $\Delta\delta$, угол непрерывно возрастает, и система оказывается неустойчивой. Рис 5.

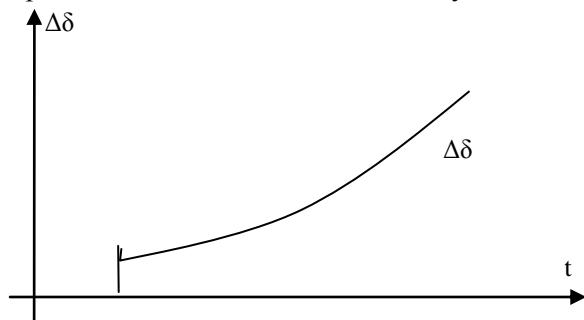


Рис 5 Аperiodическое изменение угла при нарушении устойчивости

Итак, вещественные корни имеют место при условии $\frac{dP}{d\delta} < 0$, что соответствует режиму статической неустойчивости.

Если же $\frac{dP}{d\delta} > 0$, то корни чисто мнимые и система устойчива.

Таким образом, необходимым и достаточным условием устойчивости является неравенство $\frac{dP}{d\delta} > 0$, что и было установлено ранее.

Итак, метод малых колебаний предполагает линеаризацию уравнения движения ротора генератора, получение характеристического уравнения и анализ корней этого уравнения.

Анализ корней характеристического уравнения переходного процесса, вид переходного процесса при различных корнях.

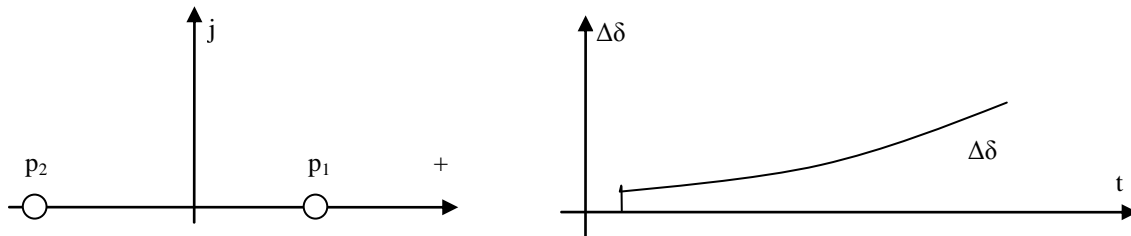
Дифференциальное уравнение, описывающее изменение $\Delta\delta$ во времени:

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta = 0$$

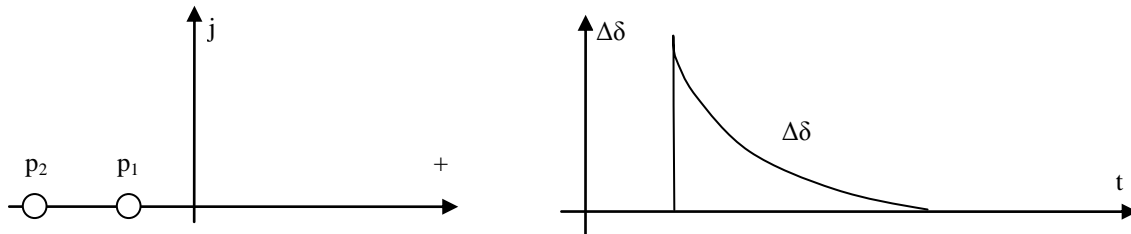
Характеристическое уравнение:

$$p^2 + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} = 0$$

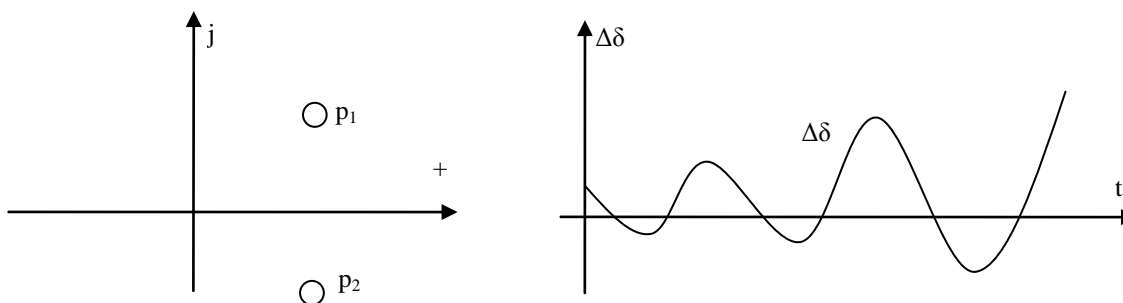
1. Если корни характеристического уравнения действительные, и среди корней имеется хоть один положительный, будет наблюдаться непрерывный экспоненциальный рост $\Delta\delta$



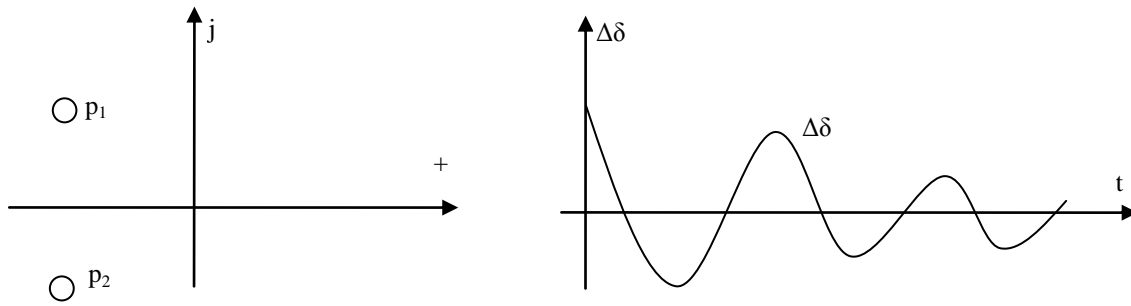
2. При отрицательных действительных корнях переходный процесс будет затухающим аperiodическим:



3. Если у комплексно-сопряженных корней вещественные части будут положительными, то переходный процесс будет иметь колебательный характер с увеличивающейся по экспоненте амплитудой.



4. Если корни комплексно-сопряженные с отрицательной вещественной частью, то переходный процесс будет иметь колебательный затухающий характер



Тема 1.6. Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.

При анализе статической устойчивости любой сложной системы может быть получен полином вида:

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_n = 0$$

Устойчивость системы, как было установлено ранее, определяется знаком вещественной части корней характеристического уравнения. Поэтому естественным методом оценки устойчивости можно считать непосредственное решение уравнение относительно неизвестного p . Однако такой подход связан со значительными трудностями, которые определяются высоким порядком уравнения.

Поэтому непосредственное решение характеристического уравнение не нашло до настоящего времени широкого применения в расчетах устойчивости. Решение задачи обычно выполняется с помощью методов, которые позволяют без решения характеристического уравнения по тем или иным признакам судить о наличии или отсутствии у этого уравнения корней с положительной вещественной частью. Соответствующие признаки обычно называют критериями устойчивости.

Если корни характеристического уравнения отметить точками на комплексной плоскости, которую называют плоскостью корней, то при отсутствии корней с положительной вещественной частью все точки будут располагаться на левой полуплоскости. Поэтому говорят, что критерии устойчивости определяют условия, при которых все корни характеристического уравнения находятся на левой полуплоскости корней.

Без доказательств приведем несколько критериев устойчивости, получивших наибольшее практическое применение в практике анализа режимов электрических систем.

Критерий Гурвица. Алгебраический критерий Гурвица широко используется в ТАУ, а также во многих исследованиях, посвященных проблеме статической устойчивости.

По Гурвицу алгебраическое уравнение n -ой степени с постоянными коэффициентами имеет корни с отрицательными вещественными частями, если удовлетворяются следующие два условия:

1. Все коэффициенты уравнения положительны, т.е. $a_0 > 0, a_1 > 0, \dots, a_n > 0$;
2. Положительны все определители $\Delta_1, \Delta_2, \Delta_n$, составленные по определенной форме (определители Гурвица) из коэффициентов исследуемого уравнения.

Определители Гурвица имеют следующий вид:

$$\Delta_1 = A_1;$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 \\ A_0 & A_2 \end{vmatrix}; \quad \Delta_3 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 \\ A_0 & A_2 & A_4 \\ 0 & A_1 & A_3 \end{vmatrix}; \quad \Delta_4 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 & A_7 \\ A_0 & A_2 & A_4 & A_6 \\ 0 & A_1 & A_3 & A_5 \\ 0 & A_0 & A_2 & A_4 \end{vmatrix}$$

Схема, по которой составляются эти определители, легко просматривается при сопоставлении последовательности приведенных четырех определителей. Отметим, что эта схема предусматривает замену нулями элементов, индекс которых превосходит порядок уравнения n .

Так, для характеристического уравнения 4-го порядка

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 = 0$$

Δ_1 как в предыдущем примере = A_1

Δ_2 как в предыдущем примере

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & 0 \\ A_0 & A_2 & A_4 \\ 0 & A_1 & A_3 \end{vmatrix}; \quad \Delta_4 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & 0 & 0 \\ A_0 & A_2 & A_4 & 0 \\ 0 & A_1 & A_3 & 0 \\ 0 & A_0 & A_2 & A_4 \end{vmatrix}$$

Необходимо отметить, что условия 1 и 2 не независимы. В случае положительности коэффициентов a_i для положительности всех определителей Гурвица достаточно проверить знаки всех нечетных определителей $\Delta_1, \Delta_3, \Delta_5 \dots$

Такой критерий устойчивости носит название критерия Лъенара-Шипара.

Критерий Рауса

Пусть получено характеристическое уравнение $a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_n = 0$

Из коэффициентов этого уравнения составляем таблицу специальной формы, приведенную ниже. Элементами первой строки этой таблицы служат коэффициенты с четными индексами (начиная с нулевого), элементы второй строки – с нечетными индексами. Элементы третьей строки получаются из элементов первой вычитанием из нее второй строки, умноженной на a_0/a_1 , и сдвигом на один столбец влево. Элементы каждой следующей строки образуются таким же способом из двух предыдущих строк.

№ строки	Номер столбца			
	1	2	3	4
1	a_0	a_2	a_4	a_6
2	a_1	a_3	a_5	a_7
3	$a_{31} = a_2 - a_3 \left(\frac{a_0}{a_1} \right)$	$a_{32} = a_4 - a_5 \left(\frac{a_0}{a_1} \right)$	$a_{33} = a_6 - a_7 \left(\frac{a_0}{a_1} \right)$...
4	$a_{41} = a_3 - a_{32} \left(\frac{a_1}{a_{31}} \right)$	$a_{42} = a_5 - a_{33} \left(\frac{a_1}{a_{31}} \right)$	$a_{42} = a_7 - a_{34} \left(\frac{a_1}{a_{31}} \right)$...
5	$a_{51} = a_{32} - a_{42} \left(\frac{a_{31}}{a_{41}} \right)$

Составленная по приведенной форме таблица носит название таблицы Рауса. Критерий устойчивости Рауса формируется следующим образом: для того чтобы действительная часть всех корней характеристического уравнения была отрицательной, необходимо и достаточно, чтобы все элементы первого столбца таблицы Рауса были отличны от нуля и имели один и тот же знак.

Критерий Михайлова.

Пусть получено характеристическое уравнение $a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_n = 0$

Запишем его в форме $f(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_n$

Где $f(p)$ – характеристический полином. Положив $p = j\omega$, представим характеристический полином в виде суммы вещественной и мнимой частей:

$$f(p) = u(\omega) + jv(\omega)$$

Если задаться серией значений ω в пределах от 0 до $+\infty$, то каждому из них будет соответствовать некоторое значение полинома, которое на комплексной плоскости определяет точку. Геометрическое место этих точек образует кривую, которая называется годографом характеристического многочлена. В качестве примера можно привести годограф, построенный для многочлена 3-го порядка.

$$p^3 + 2p^2 + 2p + 3 = 0$$

$$f(p) = p^3 + 2p^2 + 2p + 3$$

$$f(j\omega) = (j\omega)^3 + 2(j\omega)^2 + 2(j\omega) + 3$$

$$f(j\omega) = -j\omega^3 - 2\omega^2 + j2\omega + 3$$

$$f(j\omega) = u + jv = -2\omega^2 + 3 - j\omega^3 + j2\omega$$

ω	0	1	1,22	1,41	4	∞
$U=-2\omega^2+3$	3	1	0.0232	-0.97	-5	$-\infty$
$jv=-j\omega^3+j2\omega$	0	1	0.62	0.016	-4	$-\infty$

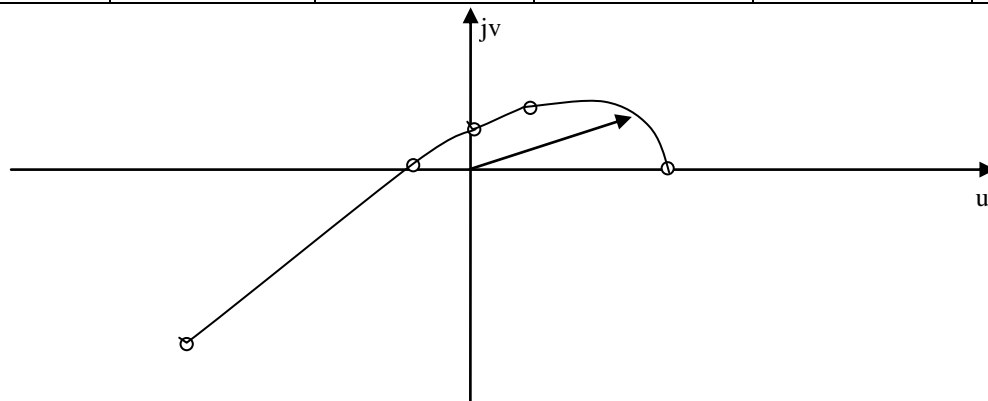


Рис. Годограф Михайлова для исследуемой системы

Назовем характеристическим вектор, конец которого при изменении ω скользит по годографу характеристического многочлена, а начало находится в начале координат комплексной плоскости. Тогда критерий устойчивости Михайлова можно сформулировать следующим образом: для того чтобы характеристическое уравнение имело только корни с отрицательной вещественной частью, необходимо и достаточно, чтобы характеристический вектор при изменении ω от 0 до $+\infty$ монотонно поворачивался против часовой стрелки на угол $\frac{\pi n}{2}$, где n – степень характеристического уравнения.

При этом модуль характеристического вектора при всех значениях ω должен быть отличен от нуля.

Критерий Михайлова с успехом применяется для оценки устойчивости как относительно простых систем с невысокой степенью характеристического уравнения, так и сложных автоматизированных систем. В первом случае без большого труда оценку устойчивости можно получить при ручном расчете. Оценка устойчивости сложных систем требует применения ЭВМ, для которых в настоящее время разработаны соответствующие программы.

Характеристический вектор проходит последовательно три квадранта, не обращаясь в ноль и стремясь к бесконечности в третьем квадранте.

Вектор поворачивается на угол $\frac{\pi 3}{2}$, $n=3$, следовательно, исследуемая система устойчива.

Тема 1.7. Методика анализа статической устойчивости

Анализ устойчивости проводится в соответствии с методическими указаниями по определению устойчивости энергосистем [13]. В этих указаниях вводится понятие перетоков в сечениях, т.е. таких сетевых элементах, которые соединяют (связывают) две любые части системы. Разрыв таких связей делит систему на две изолированные части.

При эксплуатации перетоки в сечениях при установившихся режимах подразделяют на нормальные и вынужденные.

Наибольший допустимый нормальный переток называется максимально допустимым перетоком. Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, экономии энергоресурсов, а также при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС.

При проектировании перетоки мощности в сечениях подразделяются на нормальные и утяжеленные. Утяжеленные перетоки допускаются при отсутствии необходимых резервов мощности, недостаточной маневренности оборудования тепловых и атомных станций или неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сетей.

Исходя из требований к устойчивости, схемы ЭЭС подразделяются на нормальные и ремонтные. В нормальных схемах все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе. В ремонтных схемах из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации - также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении.

Запас статической устойчивости режима качественно определяется близостью к режиму, соответствующему границе области, в которой появляется апериодическое или колебательное нарушение устойчивости. Запас количественно характеризуется коэффициентами запаса K_p по потокам активной мощности в сечениях P системы и по напряжению в узлах нагрузки K_u приведенными ниже.

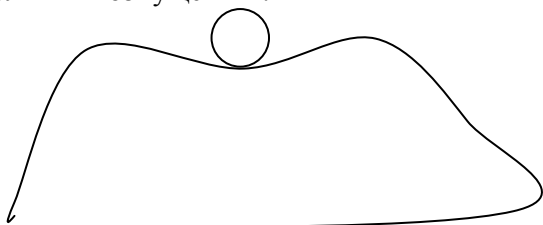
Переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса	
	по активной мощности	по напряжению
Нормальный	0.20	0.15
Утяжеленный	0.20	0.15
Вынужденный	0.08	0.10
Послеаварийный	0.08	0.10

Запас устойчивости определяется последовательными утяжелениями режима энергосистемы. Утяжеление режима и расчет предельного перетока в сечении производятся в предположении отключения любых устройств, которые препятствуют достижению предельного перетока в данном сечении (автоматическое ограничение перетока, противоаварийная автоматика и т.п.). Предельные перетоки определяются с учетом перегрузок всего оборудования, допустимых в течение 20 минут.

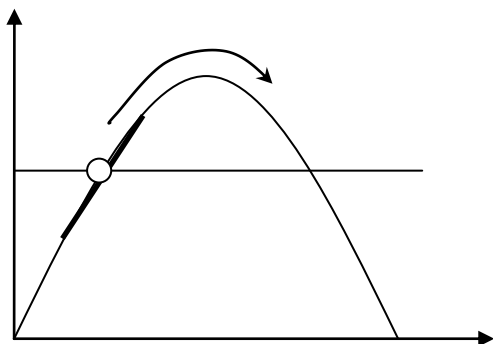
РАЗДЕЛ 2 ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 2.1. Понятие о динамической устойчивости системы

Система, будучи устойчивой при малых возмущениях, может оказаться неустойчивой при больших возмущениях.



Работая при малых возмущениях в зоне устойчивой работы (на рис точка а) система при резком возмущении может оказаться в зоне неустойчивой работы – генераторы могут выйти из синхронизма, что приведет к аварии.



Анализ динамической устойчивости систем в значительной степени отличается от анализа статической устойчивости.

Всякое внезапное нарушение рабочего режима электрической системы, состоящей из электростанций, линий электропередачи и нагрузок, вызывает качания синхронных машин. При неблагоприятных условиях размах колебаний может получиться настолько большим, что отдельные машины или целые электростанции выпадут из синхронизма.

Причина возникновения качаний заключается в следующем. Как правило, аварии в системах передачи сопровождаются внезапным изменением мощности, отдаваемой в сеть электростанциями. Регуляторы турбин обладают значительной инерцией и могут реагировать на изменение мощности с запаздыванием. В результате равновесие между отдаваемой генераторами мощностью и мощностью, развиваемой турбиной нарушается. На валу машин возникают избыточные моменты, вызывающие изменение скорости и относительное перемещение роторов. Дальнейший характер возникших колебаний зависит от ряда факторов.

Качания синхронных машин могут возникнуть также в следующих случаях: при внезапном скачке нагрузки, при отключении линии или трансформатора, при отключении генератора и при КЗ.

Из этих видов аварии наиболее опасным является КЗ, с которым необходимо считаться в первую очередь.

Наибольшие затруднения в отношении устойчивости при трехфазном КЗ. Вследствие резкого снижения напряжения при трехфазном КЗ связь между генераторными станциями настолько ослабевает, что устойчивость системы часто нарушается.

При однофазном и двухфазном КЗ снижение напряжения получается меньше и генераторы находятся в более благоприятных условиях, чем в случае трехфазного КЗ.

При анализе динамической устойчивости выявляется способность системы сохранять устойчивость при больших возмущениях.

Если после какого-либо возмущения взаимные углы роторов примут определенные значения (их колебания затухнут около каких-либо новых значений), то считается, что динамическая устойчивость сохраняется. Если хотя бы у одного генератора ротор начинает проворачиваться относительно поля статора, то это признак нарушения динамической устойчивости. В общем случае о динамической устойчивости системы можно судить по зависимости $\delta=f(t)$,

полученной в результате совместного решения уравнений движения роторов генераторов. Но существует более простой и наглядный метод, основанный на энергетическом подходе к анализу динамической устойчивости, который называется методом площадей.

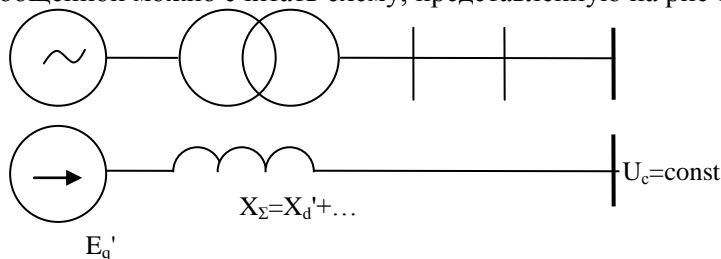
Вообще для анализа динамической устойчивости могут применяться более точные и более упрощенные методы. Будем рассматривать упрощенные, основанные на следующих допущениях.

- 1) при больших возмущениях система имеет малые колебания напряжения (рассматриваемая система еще не вышла из синхронизма)
- 2) Неучет аperiodической составляющей тока статора.
- 3) Неучет периодической составляющей тока ротора.
- 4) Использование схем замещения.

В упрощенных динамических расчетах принято ЭДС генераторов учитывать их переходными составляющими, т.е. вместо E_q использовать E_q' , считая, что это значение в процессе не изменяется.

В качестве x_d используется x_d'

Обобщенной можно считать схему, представленную на рис-ке



Построим динамическую характеристику. Ранее была получена зависимость активной мощности от δ через параметры переходного режима.

$$P_{E_q'} = \frac{E_q' U}{x_d'} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d' - x_d}{x_d' x_d} \sin 2\delta$$

Тема 2.2. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.

Рассмотрим простейший случай, когда генератор G работает через двухцепную линию на шины бесконечной мощности (рис 1).

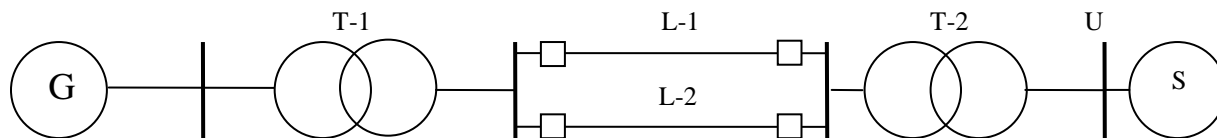


Рис. 1. К анализу динамической устойчивости. Принципиальная схема

Схема замещения системы в нормальном режиме показана на рис. 2а

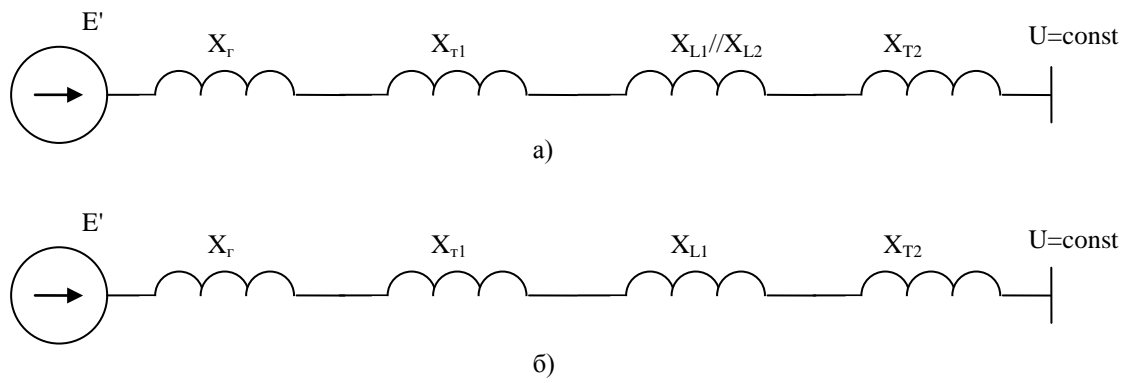


Рис 2. Схема замещения а) в нормальном режиме б) в послеаварийном режиме

Характеристика мощности, соответствующая нормальному режиму, может быть получена из выражения

$$P = \frac{E'_q U}{X_\Sigma} \sin \delta \quad (1)$$

где $X_\Sigma = X'_d + X_{m1} + \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} + X_{m2}$

Зависимость $P=f(\delta)$ представлена на рис. 3 (кривая 1). Мощность, выдаваемая генератором в систему, равна мощности турбины и обозначена P_0 , угол генератора δ_0 .

Предположим, линия L2 внезапно отключается. Рассмотрим работу генератора после ее отключения. Схема замещения системы после отключения линии показана на рис. 2б. Суммарное сопротивление послеаварийного режима увеличивается $X_{\Sigma(\text{послеав})} = X'_d + X_{m1} + X_{L1} + X_{m2}$.

Это вызовет уменьшение максимума характеристики мощности послеаварийного режима (поскольку

из (1) $P_{\max} = \frac{E' U}{X_\Sigma}$, а X_Σ в знаменателе и увеличивается). Характеристика мощности генератора для

послеаварийного режима представлена на рис 3 (кривая 2).

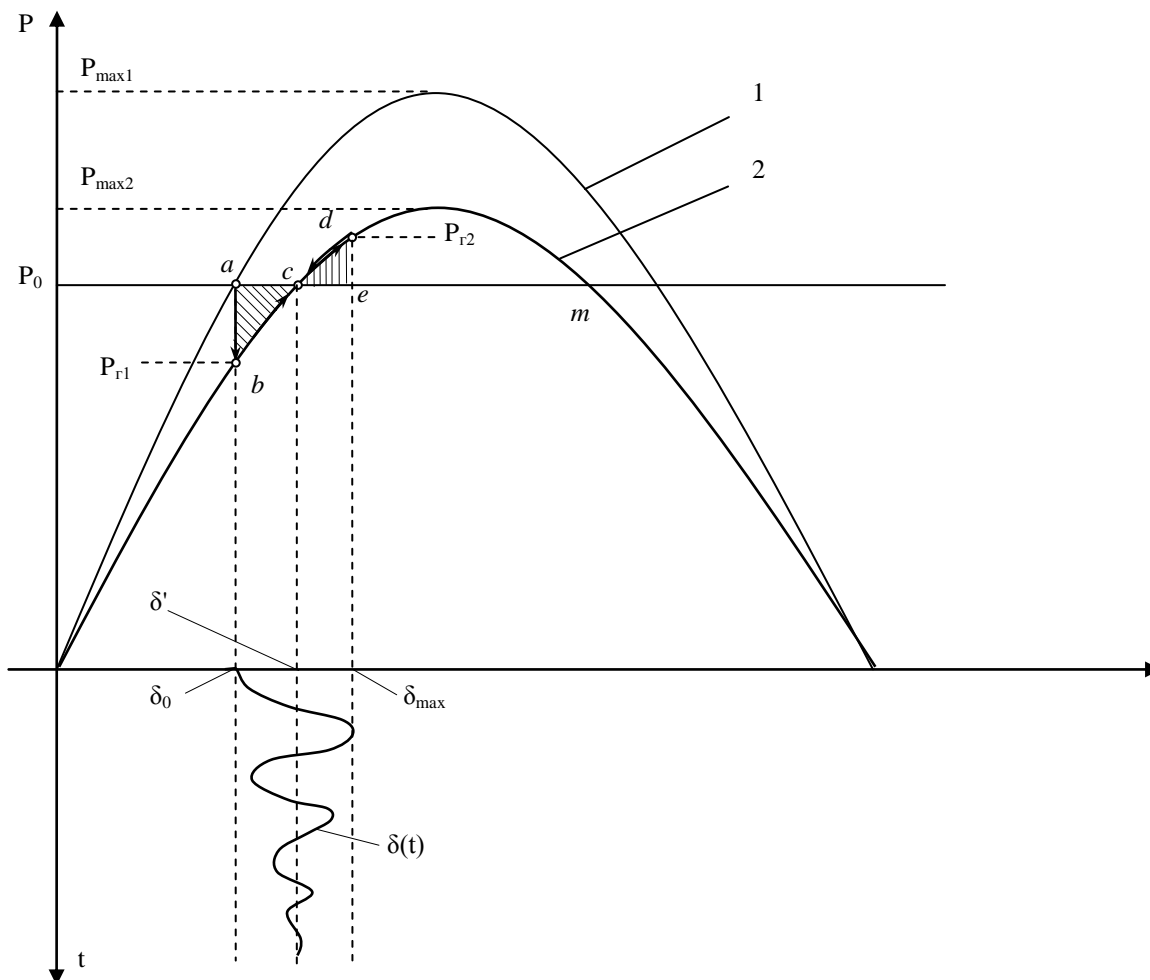


Рис 3. Характеристики мощности нормального и послеаварийного режимов

После внезапного отключения линии L2 происходит переход рабочей точки с характеристики 1 на характеристику 2. Из-за инерции ротора угол δ не может мгновенно измениться, поэтому рабочая точка перемещается из точки a в точку b .

Мощность турбины P_0 превышает мощность генератора P_{r1} . Возникает избыточный момент на валу, соединяющем турбину и генератор. Этот избыточный момент определяется разностью этих мощностей. (Чем больше $\Delta = P_0 - P_{r1} > 0$, тем больше момент). Под влиянием избыточного момента ротор генератора начинает ускоряться, двигаясь в сторону больших углов δ (к точке c). Это движение накладывается на вращение ротора с синхронной скоростью, и результирующая скорость вращения ротора будет

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega, \quad (2)$$

где ω_0 – синхронная скорость вращения
 $\Delta\omega$ – относительная скорость (прирост скорости).

В результате ускорения ротора рабочая точка начинает движение по характеристике 2. Мощность генератора возрастает (вместе с увеличением δ), а избыточный момент убывает, поскольку $\Delta = P_0 - P_{r1}$ уменьшается. В точке c избыточный момент становится равным нулю.

Но в точке c движение не прекращается. По инерции ротор проходит эту точку и продолжает движение. Избыточный момент при этом меняет знак и начинает тормозить ротор. В точке d ротор под действием тормозного момента прекращает разгон. Угол δ в этой точке достигает своего максимального значения δ_{\max} . Но и в точке d относительное движение ротора не прекращается. Так как на валу агрегата действует тормозной избыточный момент, обусловленный разностью ($\Delta = P_0 - P_{r2} < 0$). Ротор начинает движение в сторону точки c . Точку c ротор проходит по инерции, около точки b ротор снова начинает движение к точке c и снова проходит ее. Колебания угла $\delta(t)$ показаны на рис. 3. Затухание колебаний объясняется потерями энергии при относительном движении ротора.

Избыточный момент связан с избытком мощности выражением:

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega},$$

где ω – результирующая скорость вращения ротора (см. формулу 2).

В период движения, когда на ротор действует ускоряющий момент, кинетическая энергия, запасенная ротором, будет определяться по формуле:

$$A_{\text{уск}} = \int_{\delta_0}^{\delta'} \Delta P d\delta = f_{abc}$$

где f_{abc} – площадь заштрихованной фигуры abc на рис 3.

Изменение кинетической энергии в период торможения вычисляется:

$$A_{\text{торм}} = \int_{\delta'}^{\delta_{\max}} \Delta P d\delta = f_{cde}$$

Площади f_{abc} и f_{cde} пропорциональны кинетической энергии ускорения и торможения, называются площадями ускорения и торможения.

В период торможения ротор возвращает запасенную им ранее избыточную кинетическую энергию. Когда вся запасенная ротором избыточная энергия будет израсходована, ротор останавливается в своем относительном движении и достигнутый им при этом угол δ_{\max} является максимальным углом отклонения ротора машины. Таким образом, для определения угла δ_{\max} проверяется равенство $A_{\text{уск}}=A_{\text{торм}}$, или что то же самое

$$f_{abc}=f_{cde} \quad (3)$$

Уравнение (3) показывает, что при максимальном угле отклонения δ_{\max} площадь торможения должна быть равна площади ускорения и, следовательно, задача сводится к тому, чтобы найти положение точки d, удовлетворяющее этому условию, что может быть сделано графически.

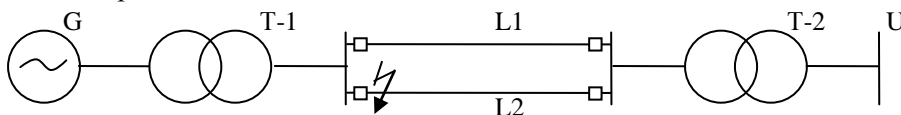
Максимально возможная площадь торможения на рис. 3 очевидно равна площади f_{cdm} . Если бы эта площадь оказалась меньше площади ускорения f_{abc} , то система вышла бы из синхронизма.

Определив f_{cdm} , можно оценить запас динамической устойчивости. Коэффициент запаса вычисляется по выражению

$$K_3 = \frac{f_{cdm} - f_{abc}}{f_{abc}} 100\%$$

Динамическая устойчивость при КЗ на линии

Наиболее распространенным видом возмущений, приводящим к необходимости анализа динамической устойчивости, является короткое замыкание. Рассмотрим общий случай несимметричного КЗ в начале линии L2.

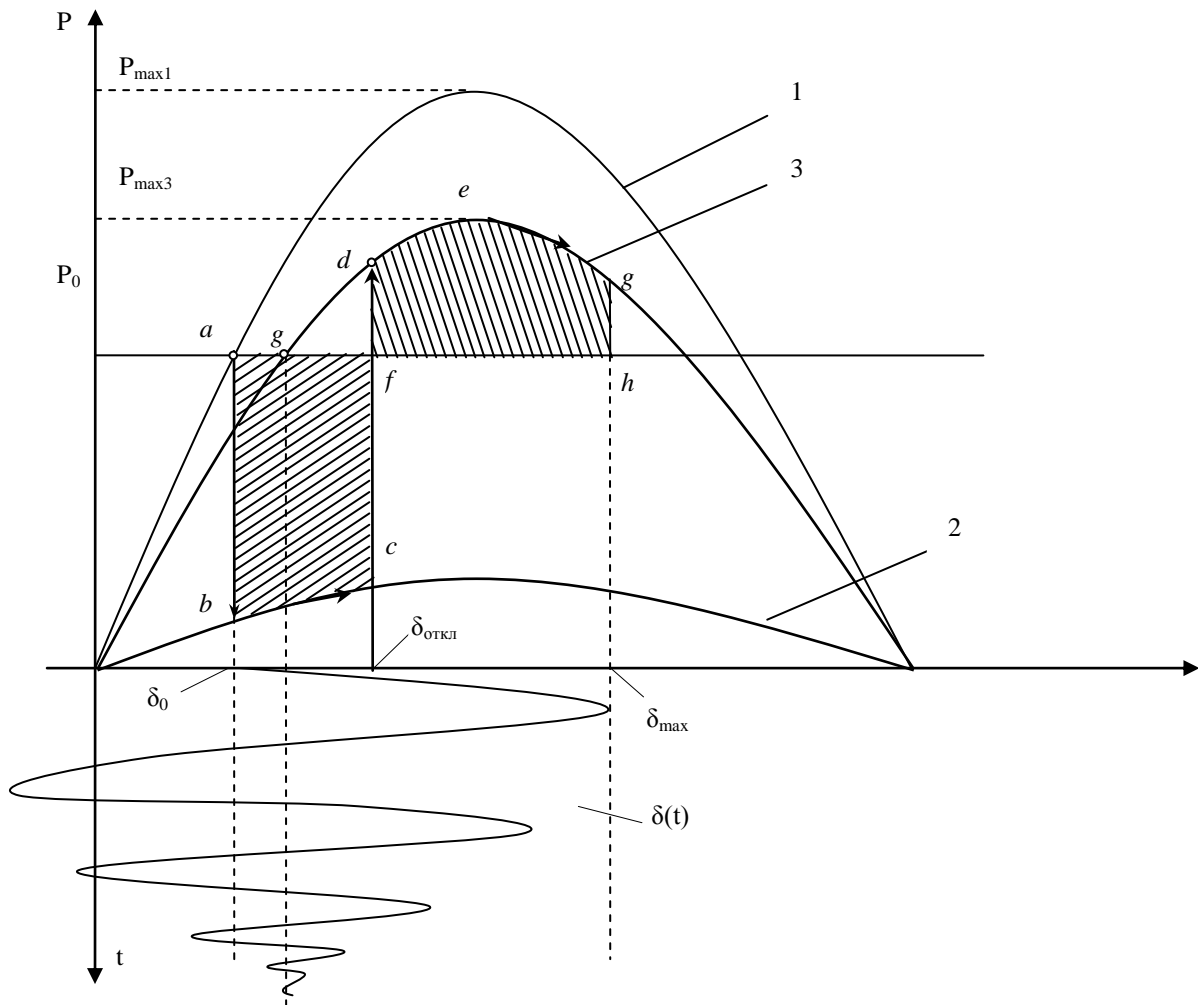


Через время $t_{\text{откл}}=t_3+t_{\text{выкл}}$ линия L2 отключается и устанавливается послеаварийный режим (в случае динамической устойчивости).

t_3 – время срабатывания защиты; $t_{\text{выкл}}$ – время срабатывания выключателя.

Рассмотрим характеристики трех режимов.

Характеристика 1 соответствует нормальному режиму, 2 – режиму несимметричного КЗ, 3 – послеаварийному режиму.



В момент КЗ из-за изменения параметров схемы происходит переход с характеристики мощности 1 на характеристику 2. Так как ротор обладает определенной инерцией, то угол δ мгновенно измениться не может и отдаваемая генератором мощность уменьшается до значения P_b . Мощность турбины при этом не изменяется ввиду запаздывания ее регуляторов. На валу турбина-генератор возникает ускоряющий момент, пропорциональный $\Delta P = P_0 - P_b$.

Под влиянием этого момента ротор генератора начинает ускоряться, угол δ начинает увеличиваться. Качественно процесс протекает аналогично рассмотренному ранее случаю отключению линии. Линия отключается в момент $t_{откл}$ при значении $\delta = \delta_{откл}$, что вызывает переход на характеристику 3. При этом избыточный момент меняет знак, становится тормозным. Ротор, тормозясь, продолжает движение в сторону увеличения угла из-за накопленной в процессе ускорения кинетической энергии, пропорциональной f_{abcf} . Это движение будет продолжаться до тех пор, пока площадь торможения f_{deghf} не станет равной площади ускорения. В точке g скорость ротора становится синхронной. Но движение ротора не прекращается, так как на него действует тормозной избыточный момент, определяемый $\Delta P = P_g - P_0$

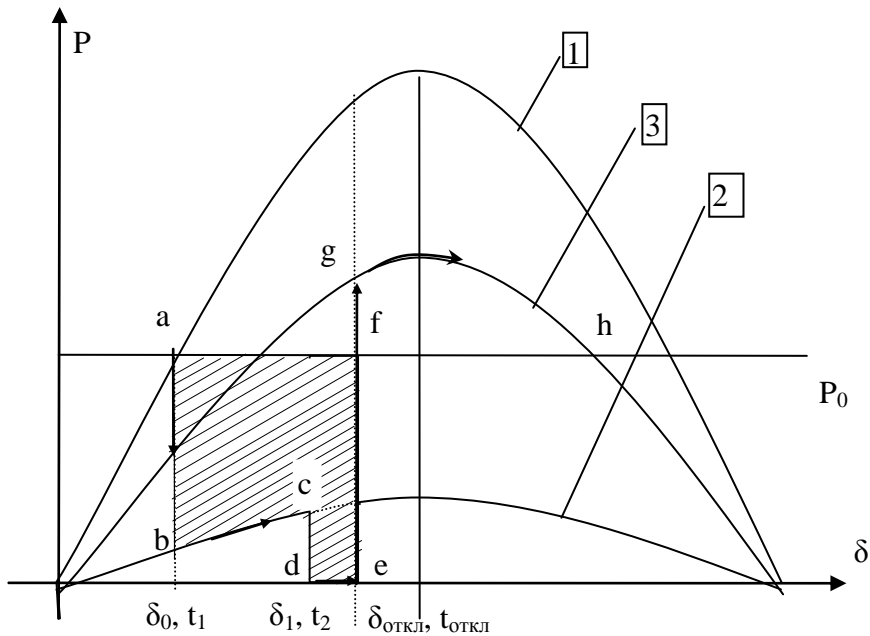
Ротор начинает движение в обратную сторону. Его скорость максимальна в точке g.

Из-за потерь, колебания ротора будут затухать около нового положения равновесия послеаварийного режима – точке g.

Рассмотрим другой случай. Предположим возникает несимметричное КЗ в момент времени t_1 , в момент времени t_2 оно переходит в трехфазное и в момент $t_{откл}$ линия отключается.

Рис.

В момент времени t_1 возникает несимметричное КЗ. Мощность, отдаваемая генератором, уменьшается до P_b . Под действием ускоряющего момента ротор генератора ускоряется, угол δ увеличивается. В момент времени t_2 при $\delta = \delta_1$ происходит трехфазное КЗ. Отдаваемая генератором мощность снижается до нуля. Под действием полного ускоряющего момента, равного моменту турбины, ротор продолжает ускоряться.



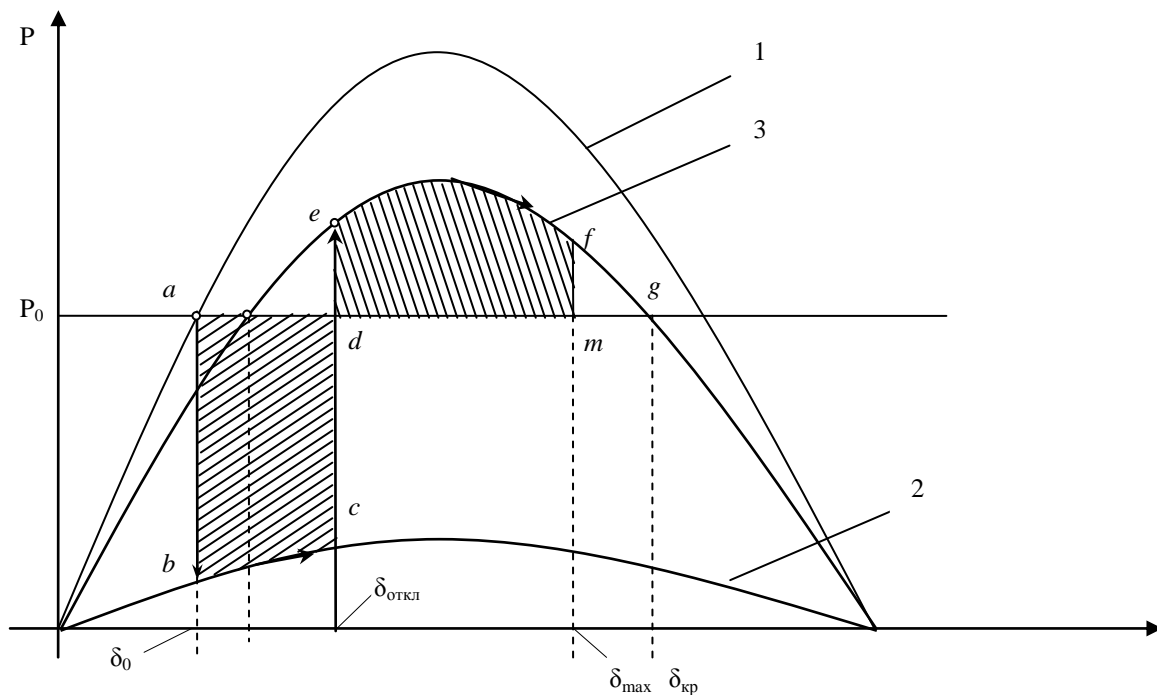
В момент времени $t_{откл}$ после отключения поврежденной линии мощность, отдаваемая генератором, повышается до значения P_g характеристики 3. Угол δ продолжает увеличиваться, поскольку накоплена кинетическая энергия ускорения, пропорциональная f_{abcd} . Но уже действует тормозной момент. Увеличение угла δ продолжается до точки h. После дальнейшего увеличения угла δ вновь возникает ускоряющий момент, угол δ продолжит увеличиваться до 180° и далее. Генератор выпадет из синхронизма.

Тема 2.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.

Вернемся к рассмотренному ранее случаю.

Из рис. можно найти предельное значение угла отключения КЗ, при котором устойчивая работа системы сохраняется. Оно определяется равенством площади ускорения f_{abcd} и максимальной возможной площади торможения f_{defgm} . Приравняв к нулю сумму этих площадей, получаем аналитическое выражение для предельного угла отключения КЗ:

$$f_{abcd} = f_{defgm} = \int_{\delta_0}^{\delta_{откл.пр}} (P_0 - P_{\max 2} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{откл.пр}}^{\delta_{кр}} (P_0 - P_{\max 3} \sin \delta) d\delta = 0$$



Раскроем определенный интеграл

$$P_0 \delta \left| \frac{\delta_{откл.пр}}{\delta_0} + P_{\max 2} \cos \delta \left| \frac{\delta_{откл.пр}}{\delta_0} + P_0 \delta \left| \frac{\delta_{кр}}{\delta_{откл.пр}} + P_{\max 3} \cos \delta \left| \frac{\delta_{кр}}{\delta_{откл.пр}} = \right. \right. \right.$$

$$P_0(\delta_{откл.пр} - \delta_0) + P_{\max 2}(\cos \delta_{откл.пр} - \cos \delta_0) + P_0(\delta_{кр} - \delta_{откл.пр}) + P_{\max 3}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{откл.пр}) = 0$$

Выразим $\cos \delta_{откл.пр}$

$$P_0 \delta_{откл.пр} - P_0 \delta_0 + P_{\max 2} \cos \delta_{откл.пр} - P_{\max 2} \cos \delta_0 + P_0 \delta_{кр} - P_0 \delta_{откл.пр} + P_{\max 3} \cos \delta_{кр} - P_{\max 3} \cos \delta_{откл.пр} = 0$$

$$-P_0 \delta_0 + P_{\max 2} \cos \delta_{откл.пр} - P_{\max 2} \cos \delta_0 + P_0 \delta_{кр} + P_{\max 3} \cos \delta_{кр} - P_{\max 3} \cos \delta_{откл.пр} = 0$$

$$P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{кр} - P_{\max 2} \cos \delta_0 + \cos \delta_{откл.пр} (P_{\max 2} - P_{\max 3}) = 0$$

$$\cos \delta_{откл.пр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{кр} - P_{\max 2} \cos \delta_0}{(P_{\max 3} - P_{\max 2})}$$

Кроме того, можно определить $\delta_{кр}$ из пересечения P_0 и $P_{\max 3} \sin \delta$.

$$P_0 = P_{\max 3} \sin \delta$$

$$\sin \delta = \frac{P_0}{P_{\max 3}}$$

$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{\max 3}}$$

Углы выражены в радианах.

Однако для практических целей знания угла $\delta_{откл.пр}$ недостаточно. При выборе выключателей и расчете релейной защиты необходимо знать не угол, а период времени, в течение которого ротор успевае достигнуть этого угла, т.е. предельно допустимое время отключения КЗ.

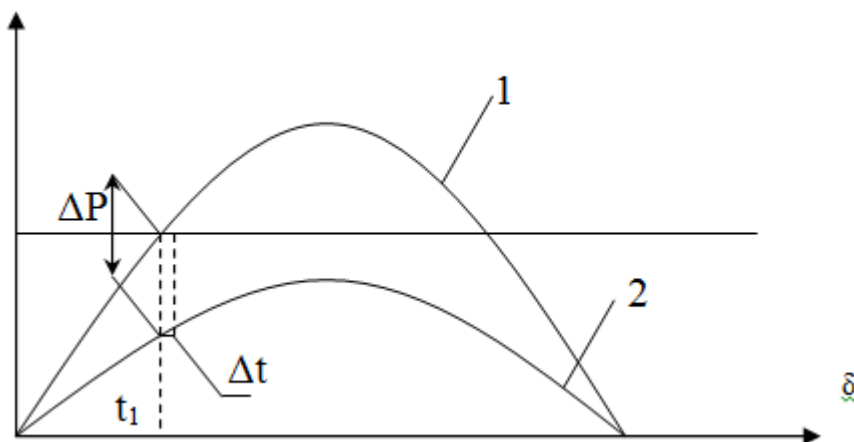
Тема 2.4. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов

Уравнение движения ротора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \sin \delta$$

Общим способом решения нелинейных дифференциальных уравнений являются хорошо разработанные в математике методы численного интегрирования (Эйлера, Рунге-Кутга, Адамса и др). Одним из них является метод последовательных интервалов, часто используемый в практике инженерных расчетов.

Идея метода заключается в следующем: время рассматриваемого переходного процесса разбивается на малые интервалы времени Δt , для каждого из них последовательно определяется приращение угла $\Delta \delta$. При этом интервал времени выбирается настолько малым, что на его протяжении можно считать постоянным избыточный момент ΔP , действующий на ротор машины.



В этом случае ускорение $\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j} = \text{const}$

Следовательно, при принятых допущениях изменение угла будет происходить по закону равномерно-ускоренного движения.

$$\text{По аналогии с } S = V_0 t + \frac{at^2}{2}$$

$$\text{Изменение угла к концу первого интервала: } \Delta \delta = \Delta \omega_1 \Delta t + \frac{\alpha_1 t^2}{2} \quad (1)$$

где $\Delta \omega_1$ - относительная скорость в начале первого интервала;

α_1 – относительное ускорение в начале первого интервала.

В момент t_1 скорость остается синхронной, поэтому $\Delta\omega_1=0$, а ускорение α_1 вычисляется по формуле:

$$\alpha_1 = \frac{\Delta P_1}{T_j^*} = \frac{P_0 - P_{m2} \sin \delta}{T_j^*}$$

T_j необходимо привести к относительным единицам, поскольку параметр приведен к номинальной мощности генератора.

$$T_j^* = T_j \frac{S_{ном.г}}{S_{баз}}$$

В соответствии с (1)

$$\Delta\delta_1 = 0 + \frac{1}{2} \alpha_1 t^2 = \frac{1}{2} \frac{\Delta P_1}{T_j^*} \Delta t^2$$

Угол выражен в радианах, ΔP , T_j в о.е., значит Δt^2 также требует подстановки в радианах. На практике удобнее использовать углы в градусах, а время в секундах. В таком случае необходимо изменить формулу:

$$\Delta\delta_1 = \frac{1}{2} 360f \frac{\Delta P_1}{T_j^*} \Delta t^2$$

$$\Delta\delta_1 = \frac{1}{2} K \Delta P_1$$

$K = 360f \frac{\Delta t^2}{T_j^*}$ – постоянный коэффициент.

Значение угла к концу первого интервала будет:

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1$$

К началу второго интервала относительная скорость ротора:

$$\Delta\omega_2 = \frac{1}{2} (\alpha_1 + \alpha_2) \Delta t$$

Определим значение угла к концу второго интервала:

$$\Delta\delta_2 = \Delta\omega_2 \Delta t + \frac{\alpha_2 t^2}{2}$$

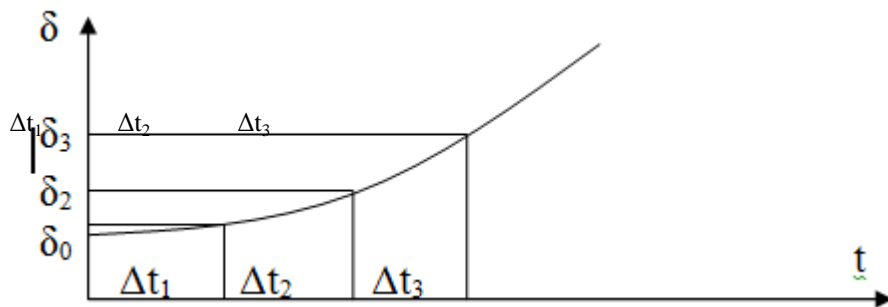
$$\Delta\delta_2 = \frac{1}{2} (\alpha_1 + \alpha_2) \Delta t^2 + \frac{\alpha_2 \Delta t^2}{2} = \frac{1}{2} \alpha_1 \Delta t^2 + \alpha_2 \Delta t^2 = \Delta\delta_1 + \frac{\Delta P_2}{T_j^*} \Delta t^2 =$$

$$= \Delta\delta_1 + \Delta P_2 K$$

Аналогичным образом можно рассчитать изменение угла в третьем и последующих интервалах:

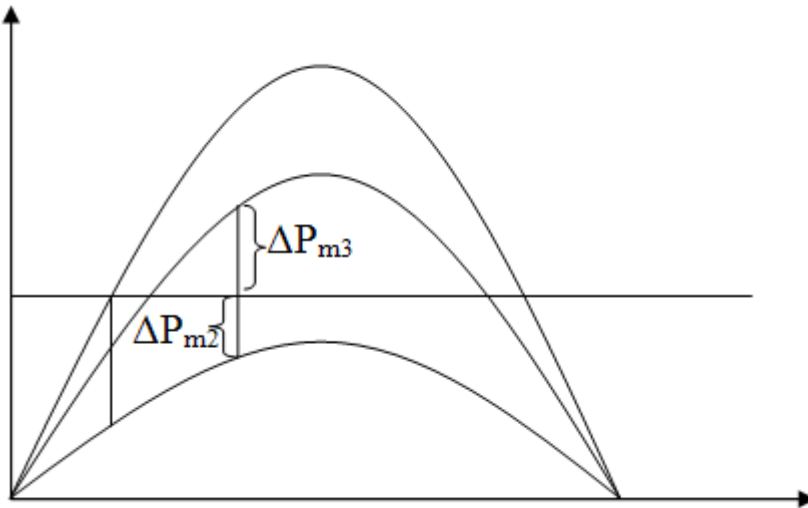
$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + \Delta P_n K \quad (2)$$

Где ΔP_n небаланс мощности на валу машины в начале n-го интервала.



Если в начале некоторого m интервала происходит резкое изменение режима системы, вызванное, например, отключением ЛЭП, то небаланс мощности, составляющий ΔP_{m2} изменяется до ΔP_{m3} . В этом случае изменение угла на m -м интервале определится следующим образом:

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + \frac{1}{2} K (\Delta P_{m2} + \Delta P_{m3})$$



Затем снова используют выражение (2). Таким образом, получая зависимость δ от t становится ясно устойчива система или нет – уменьшаться ли угол до какого-то значения или увеличивается до бесконечности.

РАЗДЕЛ 3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Тема 3.1. Баланс мощности энергосистемы

При возникновении аварийных ситуаций, сопровождающихся дефицитом активной мощности в энергосистеме, появляются монотонные или колебательные изменения частоты, приводящие к ее неустойчивости (процесс, называемый лавиной частоты). Под лавиной частоты понимается явление лавинообразного снижения частоты в энергосистеме, вызываемое нарастающим дефицитом активной мощности.

Основными причинами аварийного дефицита активной мощности в энергосистеме являются:

1. Отключение части генерирующих источников
2. Отделение части системы с дефицитом генерирующей мощности из-за аварийного отключения ЛЭП
3. Нарушение статической или динамической устойчивости электростанций с последующим отключением ЛЭП и генераторов.

Появление лавины частоты в энергосистеме во многом зависит от:

- наличия резервов активной мощности;
- действия автоматических регуляторов скорости турбин;
- поведения собственных нужд электростанций.

Появление неустойчивости частоты опасно тем, что она сопровождается весьма быстрым уменьшением частоты энергосистемы до нуля. Поэтому такие аварии приводят к полному нарушению функционирования всей энергосистемы или части, в которой возник аварийный дефицит мощности. Последствия таких аварий катастрофические, так как вызывают полное расстройство производственных, транспортных, социально-бытовых функций населения, обслуживаемого данной энергосистемой.

Рассмотрим процессы при возникновении аварийных дефицитов мощности.

При изменении частоты в энергосистеме изменяется и мощность потребителей. У одной группы приемников потребляемая мощность не зависит от частоты (осветительная, бытовая, печи), у другой зависит (АД, вентиляторы, насосы и т.п.).

При возникновении дефицита ($P_r < P_n$) – частота уменьшится. Это вызовет снижение потребляемой мощности, и увеличение мощности генерации под действием регуляторов скорости. Наступит баланс мощности, но при значении частоты меньше номинального.

Наиболее опасно снижение частоты для электроприемников, обеспечивающих технологический процесс на самих электростанциях: механизмы подготовки и подачи топлива, питания котлов водой, вентиляторы. Производительность механизмов собственных нужд снижается с частотой. Следствием этого является снижение механической мощности турбины и электрической мощности генераторов. При больших дефицитах мощности, вызывающих глубокое снижение частоты возникает лавинообразный процесс снижения частоты, приводящий к полному нарушению устойчивости системы. Такой процесс завершается полной остановкой электростанций и отключением всех потребителей дефицитной части системы. Восстановление работы погашенной электростанции

требует подачи на каждую из них электроэнергии от непогашенной части энергосистемы, что является при большом числе полностью остановленных электростанций весьма трудоемкой задачей и занимает несколько часов.

Предотвращение понижения частоты до критических значений возможно в случае:

1. Наличия и мобилизации достаточно большого вращающегося резерва мощности.
2. Отключения некоторой части нагрузки.

Процесс аварийного снижения частоты протекает весьма быстро, и диспетчер энергосистемы, как правило, не успевает вмешаться в ход его развития и отключить потребителей. Поэтому для предотвращения и ограничения развития аварий со снижением частоты в энергосистемах применяется комплекс средств противоаварийной автоматики.

Одним из них является АЧР. Основное назначение АЧР – отключением части менее ответственных потребителей сохранить в работе электрические станции и обеспечить питание наиболее ответственных потребителей.

Тема 3.2. Частотные статические характеристики энергосистемы

Изменение мощности, потребляемой нагрузкой с изменением напряжения и частоты при небольших их отклонениях, может быть представлено в следующем виде:

$$\Delta P = (\partial P / \partial U) \Delta U + (\partial P / \partial f) \Delta f;$$

$$\Delta Q = (\partial Q / \partial U) \Delta U + (\partial Q / \partial f) \Delta f.$$

Частотные статические характеристики энергосистемы 319

Здесь величины dP/dU , dQ/dU , dP/df и dQ/df называются регулируемыми эффектами нагрузки по напряжению и частоте. Регулирующий эффект нагрузки характеризуется коэффициентами K_n , определяемыми как

$$K_{n,f,U} = [\Delta P(\Delta Q)]\% / [\Delta f(\Delta U)]\%.$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает, на сколько процентов уменьшается потребление нагрузкой активной или реактивной мощности на каждый процент снижения частоты или напряжения.

При линеаризации вблизи номинального напряжения коэффициент регулирующего эффекта комплексной нагрузки по напряжению в относительных единицах составляет (1,5+3,5) для Q и (0,3+0,75) для P. Коэффициент регулирующего эффекта по частоте (при линеаризации вблизи номинальной частоты) в относительных единицах составляют (1+6) для Q и (1,5+3) для P.

Обычно для отдельных видов нагрузки диапазон изменения коэффициентов регулирующих эффектов больше, чем для комплексной нагрузки.

Величина, характеризующая изменение мощности электропотребления (нагрузки) при изменении частоты на 1 Гц называется крутизной частотной характеристики электропотребления $K_{\text{потр}}$, МВт/Гц:

$$K_{\text{потр}} = \Delta P_{\text{потр},f} / \Delta f.$$

Мощность электропотребления после изменения частоты может быть определена следующим образом:

$$\Sigma P_{\text{потр},f} = \Sigma P_{\text{потр}} + K_{\text{потр}} \Delta f.$$

Частотная характеристика энергопотребления представлена на рис.

При подключении отдельных потребителей частотная характеристика смещается вверх на величину $\Delta P_{\text{потр}}$ (характеристика 2).

Частотная статическая характеристика генерации

При постоянном нарушении баланса устойчивая работа системы обеспечивается естественным саморегулированием потребителей электроэнергии и регуляторами турбоагрегатов электростанций.

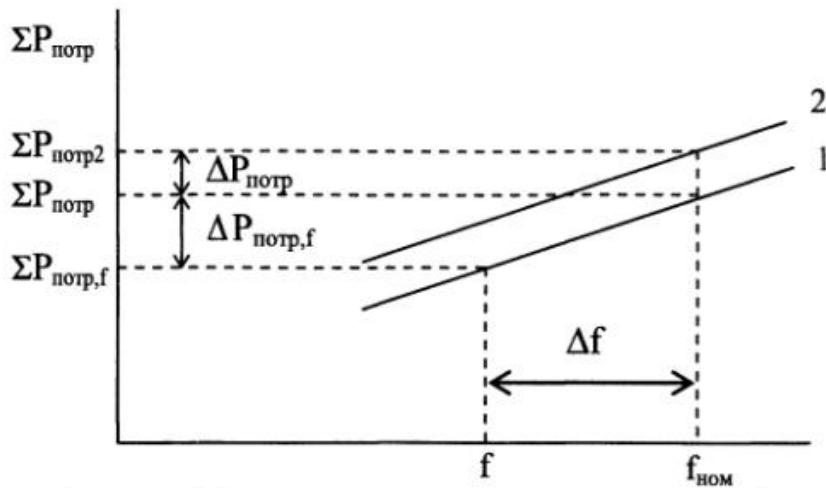


Рис. Частотная характеристика энергопотребления и ее изменение при подключении дополнительных потребителей

Турбоагрегаты как гидравлических, так и тепловых (в том числе атомных) электростанций снабжены автоматическими регуляторами скорости вращения ротора (АРС). Вращающий момент турбоагрегата определяется расходом энергоносителя (пара, воды), который, в свою очередь, зависит от положения регулирующего органа (регулирующие клапаны парового турбоагрегата, направляющий аппарат гидравлической турбины). Угловая частота вращения ротора турбоагрегата неизменна, если вращающий момент турбины соответствует электрической мощности генератора. При нарушении такого соответствия изменяется скорость вращения ротора, и регулятор увеличивает расход энергоносителя при скорости вращения ниже номинальной и уменьшает при ее повышении.

Кроме скорости вращения ротора турбоагрегата, величина дополнительного расхода зависит от статизма турбоагрегата, определяемого следующим выражением:

$$S_{\%} = (\Delta f / \Delta P_{\text{ген},f}) (P_{\text{ген, ном}} / f_{\text{ном}}) 100\%.$$

Крутизна частотной характеристики турбоагрегата выражается следующим образом:

$$K_{\text{ген}} = \Delta P_{\text{ген},f} / \Delta f, \text{ МВт/Гц.}$$

В соответствии с ПТЭ статизм турбоагрегата должен находиться в пределах $(4,5 \pm 0,5)\%$, что соответствует, например, крутизне частотной характеристики турбогенератора 500 МВт, равной $K_{\text{ген}} = (200+250) \text{ МВт/Гц.}$

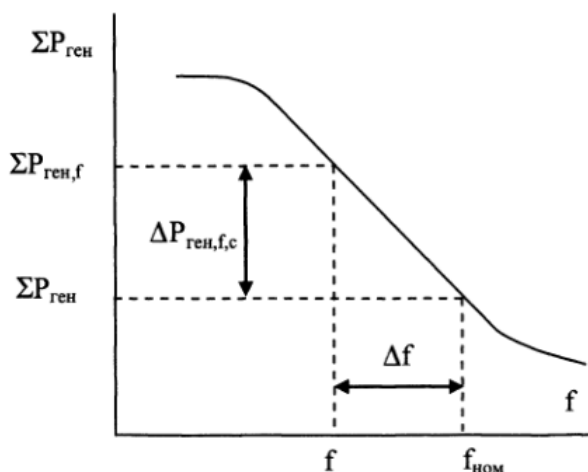


Рис. Частотная характеристика генерирующей энергосистемы

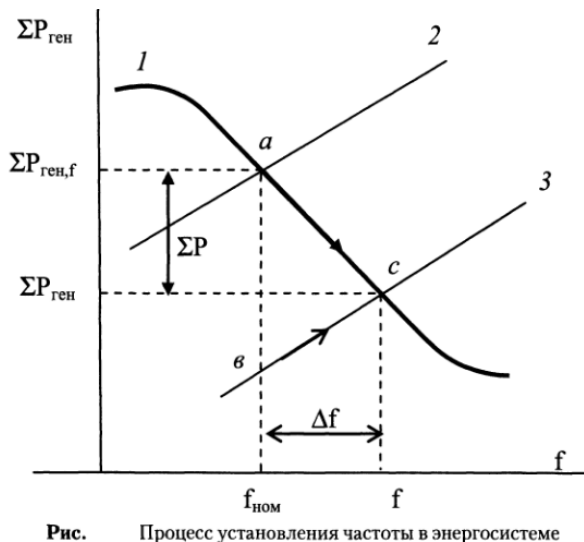


Рис. Процесс установления частоты в энергосистеме

Тема 3.3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности

Регулирование частоты и перетоков мощности энергообъединения осуществляется совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования и действием диспетчеров операционных зон.

Существуют астатическое и статическое регулирование частоты. При астатическом регулировании при появлении отклонения частоты регулятор частоты изменяет мощность регулирующих электростанций до тех пор, пока существует отклонение частоты. Критерий астатического регулирования: $\Delta f = 0$. При статическом регулировании не происходит полного восстановления частоты. После завершения мобилизации первичного резерва мощности (примерно через 30 сек после резкого изменения частоты) устанавливается квазистатическое значение частоты. Частота стабилизируется и удерживается первичным регулированием до начала ее восстановления вторичным регулированием.

Первичное регулирование

Под первичным регулированием частоты понимается процесс изменения активной мощности электростанций регуляторами скорости турбин и мощности нагрузки вследствие саморегулирования при возникновении небаланса мощности. Первичное регулирование является статическим, оно заканчивается установлением квазистатического баланса мощности при новом квазистатическом значении частоты.

В ЕЭС России осуществляется общее и нормированное первичное регулирование.

Общее первичное регулирование - это первичное регулирование, обеспечиваемое изменением активной мощности всех электростанций энергосистемы с помощью регуляторов скорости турбин, при поддержке их системами регулирования производительности котлов (или реакторов АЭС).

Общий первичный резерв не нормируется и не планируется, но электростанции должны обеспечить выдачу первичной мощности в пределах имеющегося в данных условиях диапазона автоматического регулирования турбины и котла, устойчиво удерживать требуемую мощность до нормализации частоты.

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) - это первичное регулирование, в котором изменение активной мощности осуществляется выделенными для этой цели электростанциями и которое призвано обеспечить гарантированный уровень качества первичного регулирования. Как правило, энергоблоки, участвующие в НПРЧ, модернизируются в соответствии со следующими требованиями:

- зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать ± 10 мГц;
- точность местных измерений частоты, используемых в первичных регуляторах частоты, должна быть не хуже ± 10 мГц;
- зона нечувствительности всего контура первичного регулирования, обусловленная неточностью местного измерения частоты и нечувствительностью первичного регулятора частоты, не должна превышать ± 20 мГц;
- статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного резерва при отклонении частоты $\pm 0,200$ Гц.

Вторичное регулирование

Вторичное регулирование - это процесс использования вторичного резерва мощности для компенсации возникшего небаланса активной мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления как частоты, так и использованных резервов первичного регулирования.

Различают следующие виды вторичного регулирования:

региональное - процесс выявления и устранения возникшего в энергосистеме небаланса мощности. Небаланс определяется как отклонение суммарного внешнего перетока от заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока энергосистемы;

зональное - совместное вторичное регулирование, осуществляемое в зоне двух и более смежных энергосистем на основе особого соглашения о взаимодействии при осуществлении регионального и зонального регулирования;

общее в энергообъединении - это осуществление одной из энергосистем функций регулирования общего параметра (частоты, суммарного внешнего перетока по интерфейсу) взамен регионального вторичного регулирования на основе отдельного соглашения.

Вторичное регулирование осуществляется автоматически, либо, в период отсутствия автоматических систем регулирования в отдельных энергосистемах, оперативно вручную. Вторичное регулирование начинает действовать одновременно с первичным, но проявляется через несколько минут по мере развертывания вторичного резерва.

Третичное регулирование

Третичным регулированием называется оперативное изменение мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания.

Для третичного регулирования используют пуск - останов гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС, эпизодическое изменение мощности энергоблоков ТЭС и АЭС, перевод агрегатов ГАЭС в насосный или генераторный режим и т.п. В третичном регулировании могут участвовать также потребители-регуляторы.

Величина максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования по командам диспетчера на загрузку или разгрузку называется резервом третичного регулирования на загрузку и резервом третичного регулирования на разгрузку. Особо выделяется «минутный резерв» как часть третичного резерва, которая может быть реализована в течение нескольких минут. «Минутный резерв» используется для быстрого предотвращения или локализации аварийных режимов работы.

Тема 3.4. Требования к качеству регулирования частоты. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности

Требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности определены стандартом*.

Частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц. При этом средствами вторичного регулирования частоты должно, как правило, обеспечиваться:

- поддержание средней частоты за любые 0,5 часа суток в пределах $50 + 0,01$ Гц в целях преимущественного удержания текущей частоты в пределах полосы регулирования $50 \pm 0,02$ Гц для предотвращения излишнего запуска нормированного первичного регулирования частоты в нормальных условиях,
- совместно с нормированным первичным регулированием частоты удержание текущей частоты в пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности областей регулирования за время не более 15 мин;
- удержание перетоков в сечениях транзитной сети ЕЭС, требующих ограничения максимально допустимыми значениями, в допустимых пределах средствами вторичного регулирования режима. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 мин либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) за время не более 20 мин.

На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для ЕЭС суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

- мобилизация заданного резерва при отклонении частоты до $0,2$ Гц через 15 сек наполовину и через 30 сек полностью;
- последующее устойчивое удержание пропорциональной текущему отклонению частоты доли заданного первичного резерва вплоть до восстановления нормальной частоты.

Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности

Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) призвано обеспечивать постоянное поддержание баланса мощности в энергосистеме. Задача системы АРЧМ - выполнение ряда функций по ведению режимов объединенных энергосистем:

- регулирование частоты (АРЧ);
- регулирование суммарной обменной мощности (сальдо перетоков) по границам области регулирования.

Как правило, эти функции объединяются и реализуются по критерию системных характеристик.

Когда коэффициент передачи регулятора по частоте задается численно равным крутизне частотной характеристики, ошибка регулирования равна как по значению, так и по знаку небаланса мощности в «своей» области регулирования.

Цель регулирования - сведение к нулю ошибки регулирования (небаланса мощности) соответствующим изменением мощности «своих» электростанций. В результате такого регулирования при отсутствии небаланса мощности в других областях регулирования частота и перетоки возвращаются к заданным значениям.

При возникновении небаланса мощности в «чужой» области регулирования, в результате общего изменения частоты и действия первичного регулирования изменяется обменная мощность и данной области регулирования. Однако ошибка регулирования регулятора остается практически нулевой, поскольку составляющая отклонения частоты компенсируется отклонением сальдо перетоков. Эта компенсация тем полнее, чем ближе коэффициент передачи по частоте к фактической крутизне частотной характеристики области регулирования. При этом регулятор в действие не вступает. Следовательно, описанный регулятор обладает свойством селективности, т.е. способностью выделять и устранять небалансы мощности в собственной области регулирования.

Системные устройства АРЧМ относятся к вторичным регуляторам, реагирующим на параметры режима энергосистемы, в отличие от первичных регуляторов - автоматических регуляторов частоты вращения турбоагрегатов, контролирующих и регулирующих частоту вращения турбоагрегатов. К системным устройствам АРЧМ относятся:

- автоматические регуляторы частоты, АРЧ;
- автоматические регуляторы перетока, АРП;
- комплексные автоматические регуляторы перетока и частоты, АРПЧ;
- автоматические ограничители перетока, АОП.

Система АРЧМ ЕЭС России построена по иерархическому принципу и объединяет следующие уровни:

- 1) центральная координирующая система (ЦКС АРЧМ);
- 2) территориальные централизованные системы объединенных энергосистем (ЦС АРЧМ);
- 3) региональные централизованные системы энергосистем, входящих в ОЭС (ЦС АРЧМ ОЭС); терминалы АРЧМ на выделенных энергоблоках и электростанциях вторичного регулирования.

Эти уровни совпадают с уровнями диспетчерского управления.

ЦКС АРЧМ осуществляет регулирование частоты в энергообъединении или регулирование обменной мощности по заданным межгосударственным связям ЕЭС/ОЭС с коррекцией по частоте. На ЦКС АРЧМ возложены, также функции автоматического ограничения перетоков по межгосударственным связям ЕЭС/ОЭС, а также автоматического ограничения перетоков по транзитным связям ЕЭС России, находящимся в управлении СО ЕЭС.

ЦС АРЧМ территориальных и региональных областей регулирования обязаны осуществлять следующие функции:

- автоматическое регулирование обменной мощности по заданному сечению области регулирования с частотной коррекцией с возможностью перехода на регулирование частоты;
- автоматическое ограничение перетоков по заданным транзитным связям своей операционной зоны;
- получение от ЦКС АРЧМ управляющих воздействий и их ретрансляцию на подведомственные электростанции, энергоблоки с контролем пропускной способности транзитных связей.

Терминалы АРЧМ устанавливаются на специально подготовленных автоматизированных электростанциях, удовлетворяющих требованиям стандарта по регулированию частоты и оборудованных каналами телеуправления для подключения к ЦС АРЧМ диспетчерского центра.

Каналы телеуправления должны обеспечивать передачу заданий вторичного регулирования на электростанцию и данных мониторинга АРЧМ в диспетчерский центр.

РАЗДЕЛ 4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тема 4.1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.

Конструктивное улучшение параметров основных элементов ЭЭС.

Снижение синхронного сопротивления СГ;

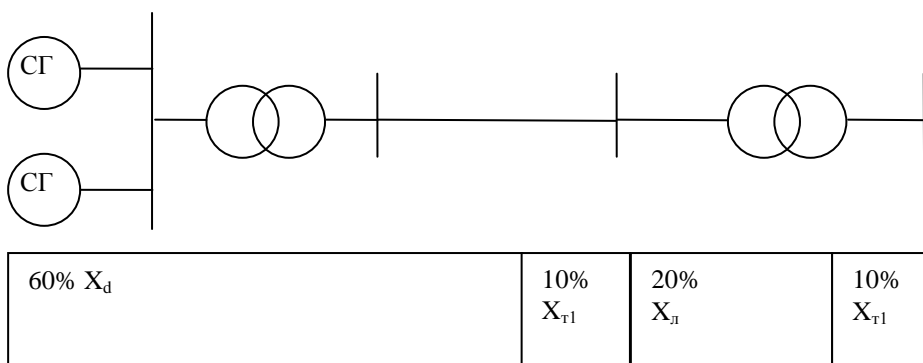
Синхронное сопротивление электрических машин имеет преобладающее значение в суммарном сопротивлении системы электроснабжения.

рис

Влияние уменьшения сопротивления электрических машин на статическую устойчивость очевидно из выражения предельной передаваемой мощности:

$$P_{np} = \frac{E_q U}{x_d + x_{m1} + x_l + x_{m2}} \quad (1)$$

Синхронное сопротивление электрической машины можно уменьшить в основном за счет реактивного сопротивления рассеяния реакции якоря. Практически это можно сделать путем увеличения воздушного зазора в машине. Однако при этом приходится увеличивать ток и количество витков ОВ. Это приводит к увеличению размеров и удорожанию СГ.



При уменьшения x_d в два раза увеличивается стоимость машины на 30%.

увеличение постоянной механической инерции электрических машин;

Постоянная инерции существенно влияет на динамическую устойчивость. Чем больше T_j («тяжелее» машина), тем медленнее изменяется скорость ее ротора под действием избыточного момента. Это увеличивает предельно допустимое время существования аварийного режима, повышая устойчивость системы. Для повышения T_j на вал машины устанавливают специальные устройства – маховики (тяжелое колесо с массивным ободом)

Увеличение T_j вдвое приводит к удорожанию на 20%

использование демпферных обмоток в СГ;

повышение напряжения и снижение индуктивного сопротивления электропередачи;

Влияние x_l на статическую устойчивость видно из выражения (1).

$$x_l = x_0 l \frac{S_\sigma}{U_{ср.ном}^2}$$

С увеличение длины снижается предел передаваемой мощности, увеличивается стоимость линии. Поэтому проблема устойчивости является одним из основных факторов, ограничивающих дальность передачи энергии переменным током.

В настоящее время для уменьшения реактивного сопротивления линий применяется расщепление ее фазы на несколько проводов. Однако основная цель расщепления проводов все же – снижение потерь на корону.

Пропускная способность системы электропередачи в большой мере зависит от напряжения линии. Повышение номинального напряжения линии будет приводить к увеличению пропускной способности системы электропередачи.

применение линий и вставок постоянного тока;

Для передачи энергии и объединения энергосистем используются линии не только переменного, но и постоянного тока. Функционально схема такой линии, осуществляющей связь между двумя ЭЭС, приведена на рис.

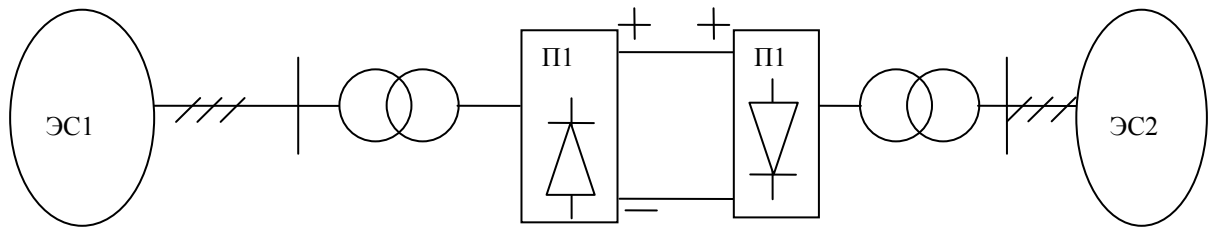


Рис. Функциональная схема ЛЭП постоянного тока

В современных энергосистемах генерация электрической энергии, ее распределение и потребление осуществляется на переменном токе. Поэтому ЛЭП постоянного тока используются лишь для транспорта электроэнергии из одной системы в другую.

Для осуществления передачи электроэнергии постоянным током энергию переменного тока, вырабатываемую генераторами передающей системы, преобразуют в энергию постоянного тока. На приемном конце она вновь преобразуется в энергию переменного тока и поступает в энергосистему.

Преобразование осуществляется с помощью реверсивных выпрямителя П1 и инвертора П2.

Процесс передачи электроэнергии по линии постоянного тока (ЛПТ) имеет принципиально иной характер по сравнению с передачей переменного тока. Передача не связана с волновыми электромагнитными процессами и линия обладает только активным сопротивлением. Поэтому предел мощности, передаваемой по линии постоянного тока, определяется лишь нагревом ее проводов и перепадом напряжений. Благодаря этому пропускная способность ЛПТ значительно выше чем линии переменного тока равной длины и того же класса напряжения.

Применяемые в преобразователях П1, П2 вентили обладают свойствами управляемости. Возможность быстродействующего управления значением передаваемой мощности по ЛПТ позволяет рассматривать ее как гибкое управляемое звено энергосистемы, способствующее повышению ее устойчивости.

Быстродействующие выключатели и защита.

Увеличение скорости отключения КЗ является одним из основных мероприятий по повышению устойчивости электроэнергетических систем. Уменьшение длительности КЗ позволяет уменьшить разрушение оборудования, вызываемое током КЗ.

Влияние времени отключения трехфазного КЗ на коэффициент запаса динамической устойчивости было рассмотрено ранее. Увеличение длительности КЗ приводит к увеличению площади ускорения и соответствующему уменьшению площади торможения, что приводит к снижению $K_{дл}$ и нарушению динамической устойчивости.

Время отключения КЗ складывается из времени, необходимого для работы защиты и собственного времени срабатывания выключателя (по 0,05 с). В расчетах принимается 0,1 с.

Дополнительные средства повышения устойчивости.

Дополнительные, поскольку могут устанавливаться дополнительно в ходе эксплуатации энергосистем.

2.1. Продольная емкостная компенсация.

Устойчивость энергосистем может быть значительно увеличена путем последовательного включения в линию устройств продольной емкостной компенсации (УПК), выполненных в виде конденсаторных батарей.

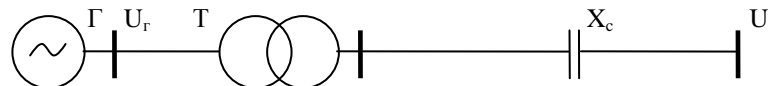


Рис. Схема электрической системы с УПК

Эквивалентное сопротивление с учетом УПК:

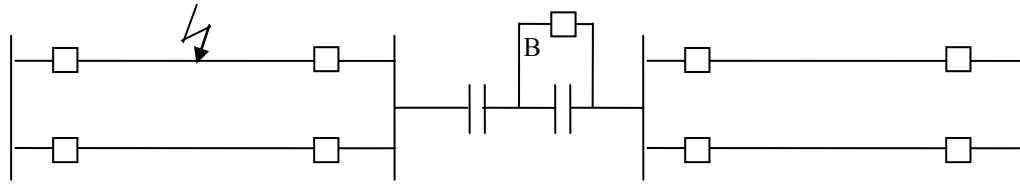
$$X_{эЛ} = X_{Л} - X_c = X_{Л}(1 - K_c)$$

Где $K_c = X_c / X_{Л}$ – степень компенсации.

Уменьшение $X_{Л}$ приводит к увеличению $P_{пр}$ в соответствии с [1].

Однако увеличение степени компенсации может привести к значительному увеличению токов КЗ, усложнению защиты линий. Исходя из этих условий, степень компенсации индуктивности линий не должна превышать 50-70%.

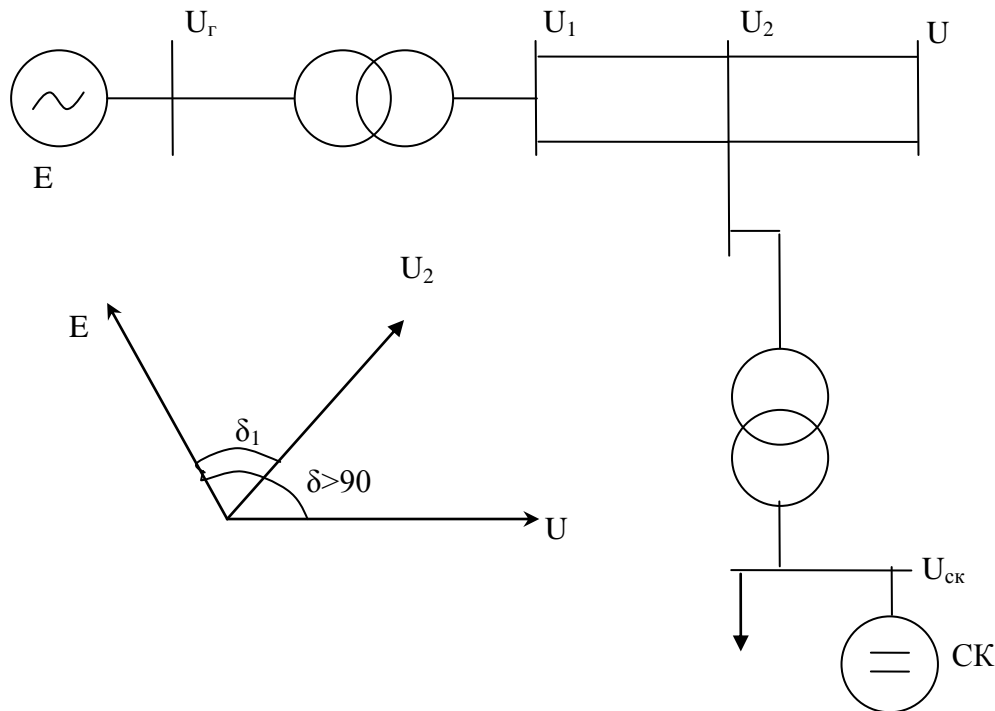
Для повышения устойчивости систем электропередачи с УПК используется режим форсировки компенсации. Это значит, что в аварийных режимах автоматически уменьшается общее индуктивное сопротивление линий, например отключением выключателя В на рис



При отключении «В» в работу включается дополнительная батарея конденсаторов, X_c увеличивается.

Установка синхронных компенсаторов и управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях.

Устойчивость систем электропередачи может быть значительно повышена путем установки на промежуточных подстанциях синхронных компенсаторов.



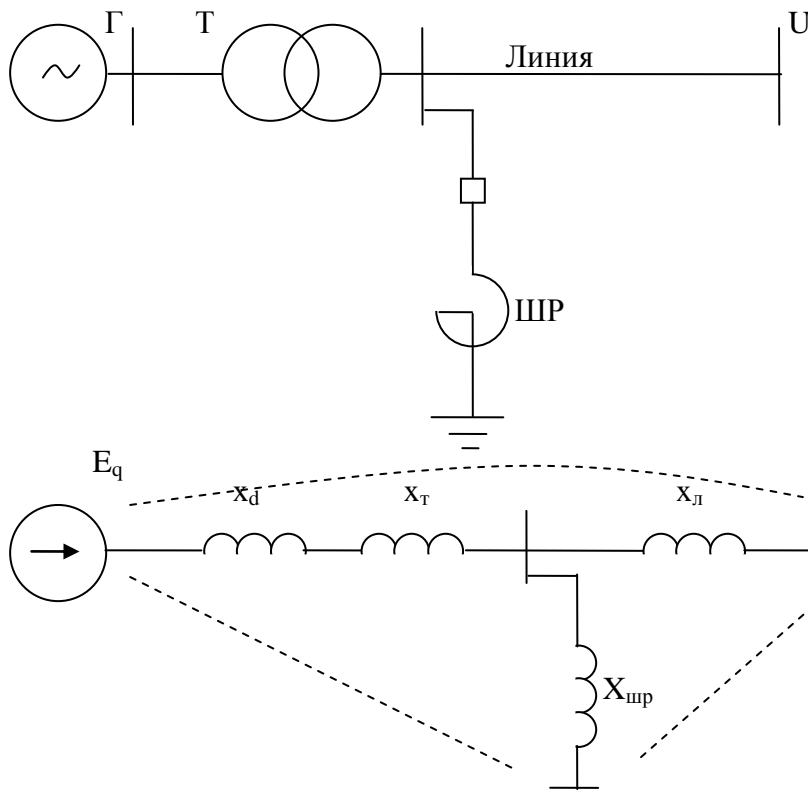
Применение синхронных компенсаторов на промежуточной подстанции, причем снабженных АВР СД, обеспечивает поддержание напряжения в месте присоединения к линии независимо от режима электропередачи. С помощью СК $U_2 = \text{const}$. Практически это означает, что в линии появляются шины неизменного напряжения, разделяющие систему на две или более независимые части. В таких схемах устойчивость каждого из участков определяется независимо от другого. При этом пропускная способность и устойчивость системы значительно увеличивается, так как устойчивость работы обеспечивается при углах δ больше 90° . (Без СК необходимо, чтобы $\delta < 90^\circ$, с СК параллельная работа сохраняется при $\delta_1 < 90^\circ$, а δ может быть и больше).

Необходимая мощность СК с АВР СД для поддержания напряжения составляет 60-80% от передаваемой по линии мощности.

В настоящее время разработаны другие управляемые источники реактивной мощности, способные заменить СК. К ним относятся быстродействующие управляемые тиристорные ИРМ, содержащие конденсаторы. Изменяя с помощью тиристоров ток, протекающий через конденсаторы, изменяют и мощность, генерируемую установкой. Отсутствие вращающихся частей и быстродействие.

Применение шунтирующих и токоограничивающих реакторов

В режимах минимальных нагрузок протяженные линии высокого напряжения генерируют значительную зарядную мощность Q_B . Для ее потребления на шины генераторного или высокого напряжения подключают шунтирующие реакторы. Наличие шунтирующего реактора приводит к увеличению взаимного сопротивления между электростанцией и приемной системой, что при отсутствии АВР отрицательно сказывается на устойчивости.



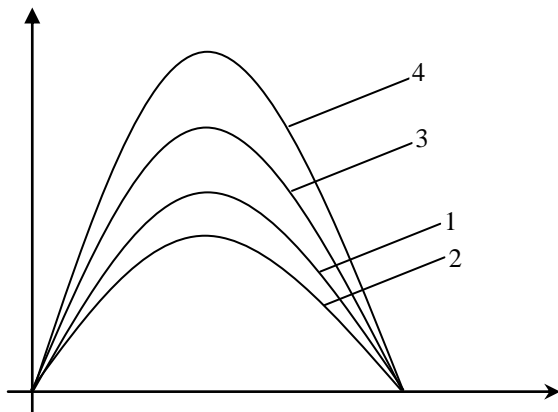
До включения ШР $X_{d\Sigma} = x_d + x_m + x_l$

После включения ШР:

$$X_{\Sigma_{шр}} = x_d + x_m + x_l + \frac{(x_d + x_m)x_l}{x_{шр}} = X_{d\Sigma} + \frac{(x_d + x_m)x_l}{x_{шр}}$$

Поскольку суммарное индуктивное сопротивление с ШР больше, амплитуда характеристики мощности уменьшается. Это приводит к ухудшению как статической, так и динамической устойчивости. При включении ШР снижается напряжение на шинах генератора.

Для снижения негативного влияния увеличивают ток возбуждения E_q генератора, повышая напряжение. При этом отрицательное влияние от увеличения сопротивления на характеристику значительно меньше, чем увеличение ЭДС. В результате получаются следующие характеристики.



1 – исходная без ШР. 2 – при включении ШР 3 – при включении ШР и увеличении тока возбуждения 4 – при отключении ШР в аварийном режиме.

Для повышения динамической устойчивости может применяться отключение части или всех шунтирующих реакторов в аварийном или послеаварийном режиме. При отключении реакторов – сопротивление уменьшится, амплитуда характеристики увеличится, площадка торможения увеличится.

Однако при восстановлении нормального режима ШР необходимо быстро включить обратно, для уменьшения перенапряжения из-за Q_B линий.

Тема 4.2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.

Повысить статическую и динамическую устойчивость можно, не изменяя параметров элементов системы и не вводя дополнительных элементов. Целенаправленное изменение параметров режима системы, обеспечение необходимых резервов мощности могут существенно увеличить запасы устойчивости.

Резервы активной мощности на электрических станциях улучшают как статическую, так и динамическую устойчивость. Существуют несколько видов резервов. Повышению уровня устойчивости может способствовать только вращающийся аварийный резерв, вводимый при выпадении из синхронизма генераторов, отключении мощных энергоблоков или линий электропередач.

Величина минимально необходимого резерва определяется вероятностью наиболее тяжелых аварий и зависит от схемы системы, способа регулирования возбуждения и т.п. Ввод резерва может осуществляться путем

- автоматического пуска резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС;
- перевода агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме СК, в активный режим;
- перевода агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим;
- автоматического пуска резервных газотурбинных установок;
- использования имеющихся резервов мощности гидро- и турбогенераторов.

Загрузка агрегатов должна осуществляться воздействием через их системы управления на открытие направляющего аппарата гидротурбины и регулирующих клапанов паровой турбины при соответствующем увеличении паропроизводительности котла.

Резервы реактивной мощности, которые могут быть получены за счет недогрузки генераторов в исходном режиме реактивной мощностью, приводят к ухудшению устойчивости: генератор работает с пониженным током возбуждения и большими начальными углами.

Снижение частоты в системе происходит из-за нарушения баланса по активной мощности, т.е. когда активная мощность нагрузки становится больше активной мощности, выдаваемой генераторами. Значительный дефицит активной мощности (с глубоким, ниже 49,0 Гц снижением частоты) создает угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы потребителей, возникновения лавины частоты.

Например, снижение частоты на 3-5 Гц приводит к тому, что питательные насосы электростанций почти полностью прекращают подачу воды в котел. Вследствие снижения производительности механизмов собственных нужд резко уменьшается располагаемая мощность электростанций, что вызывает дальнейшее снижение частоты и возникновение лавинообразного процесса - лавины частоты. Современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) реализует функцию АОСЧ по обеспечению:

- прекращения процесса аварийного снижения частоты (и напряжения как следствия снижения частоты) и подъем ее до уровня, при котором энергосистема может работать длительное время;
- частичного или полного восстановления питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

АЧР отключает часть нагрузки ЭЭС, повышая как ее устойчивость, так и устойчивость отдельных узлов нагрузки, предотвращая лавину частоты.

При подключении промышленных предприятий к системе АЧР приходится учитывать необходимость обеспечения бесперебойности технологических процессов при перерывах в питании.

Жесткость сети существенно влияет на устойчивость. Жесткость сети зависит от относительных сопротивлений, связывающих узловые точки системы. Чем сильнее зафиксированы значения напряжений узлов по величине и фазе, чем теснее эти узлы связаны между собой, тем больше жесткость сети. Повышение жесткости сети улучшает статическую устойчивость, а также послеаварийные режимы системы. Но в жесткой схеме повышаются уровни токов КЗ.

Деление энергосистемы на несинхронно работающие части применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты, перегрузки оборудования, повышения эффективности действия отдельных видов ПА.

Действие частотной делительной автоматики (ЧДА) или системы АОСН на выделение электростанции или районов со сбалансированной нагрузкой выполняется для предотвращения:

- нарушений технологических процессов у потребителей, чувствительных к изменению частоты и напряжения;
- лавины напряжения;
- потери собственных нужд электростанций или отдельных генераторов при ненормативных аварийных ситуациях.

Деление энергосистемы действием системы АЛАР производится для прекращения или локализации асинхронного режима. Оно производится отключением линий с запретом АПВ, трансформаторов или разделением шин электростанций и подстанций в одном из заранее подготовленных сечений.

Во всех случаях при делении существенное значение имеет небаланс мощности, создаваемый им в разделенных частях энергосистемы. В каждой ЭЭС заранее устанавливаются точки или сечения, в которых деление может быть произведено безболезненно. Деление системы приводит к ее ослаблению, поэтому может быть рекомендовано только тогда, когда оно является единственным способом сохранения динамической устойчивости.

Форсировка устройств продольной компенсации линий электропередачи (ФК УПК), включение/отключение шунтирующих реакторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости. ФК УПК реализуется посредством расшунтирования конденсаторных батарей. Эффект действия ФК УПК заключается в увеличении емкостного реактанса в продольной проводимости связи и уменьшении эквивалентной индуктивной проводимости связи, что приводит к повышению предельных передаваемых мощностей и устойчивости.

Отключение шунтирующих реакторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости и ограничения снижения напряжения. Эффект действия отключения шунтирующих реакторов заключается в снижении эквивалентного реактанса связи при отключении реактора и в повышении предельных величин передаваемых мощностей и устойчивости. Отключение реактора при сниженном уровне напряжения изменяет баланс реактивной мощности и приводит к повышению напряжения.

Тема 4.3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления

Быстрое протекание переходных режимов исключает возможность их предотвращения и ликвидации действиями оперативного персонала диспетчерских служб. Возникает необходимость непрерывного автоматического контроля режима работы линий электропередач, передаваемая мощность которых может внезапно и быстро возрасти, опасных перегрузок параллельных линий и другого оборудования, выявления моментов отключения электропередач или нарушения устойчивости и определения характера возникшего при этом асинхронного режима.

Предотвращение, локализация и ликвидация нарушений нормального режима возлагается на специальные автоматические устройства, получившие название противоаварийной автоматики (ПА). ПА - это совокупность устройств противоаварийного управления (автоматик), предназначенных для выполнения в пределах своего района управления (энергоузла, энергорайона, энергосистемы, энергообъединения) следующих функций:

- предотвращения нарушений устойчивости (АПНУ);
- ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- ограничения снижений частоты (АОСЧ);
- ограничения повышений частоты (АОПЧ);
- ограничения снижений напряжения (АОСН);
- ограничения повышений напряжения (АОПН);
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования (АОПО).

Противоаварийная автоматика для предотвращения нарушения устойчивости выявляет возникновение опасных перегрузок или набросов мощности, внезапные отключения линий электропередач, возникновение неполнофазных режимов и др. Во всех случаях, когда возникшее нарушение нормального режима угрожает нарушением устойчивости, устройства АПНУ производят быструю дозированную разгрузку электропередачи и межсистемных связей. Для разгрузки используют, как правило, следующие основные виды управляющих воздействий (УВ):

- разгрузка тепловых и гидротурбин;
- отключение генераторов (ОГ), которое осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей. При выборе ОГ следует иметь в виду, что ОГ на ГЭС, ГАЭС предпочтительнее, чем на ТЭС;
- отключение нагрузки.

Автоматическая ликвидация асинхронных режимов осуществляется совокупностью локальных устройств ликвидации АР, каждое из которых может действовать в одном или нескольких сечениях, в которых возможно возникновение асинхронного режима.

4.3. Лабораторные работы

Учебным планом не предусмотрено.

4.4. Практические занятия

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование тем практических занятий</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)</i>
1	1.	Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения	8	разбор конкретных ситуаций (2 часа)
2	2.	Анализ динамической устойчивости простейшей системы при коротком замыкании на линии	6	-
3	2.	Определение предельного угла отключения короткого замыкания	4	-
4	2.	Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов. Определение предельного времени отключения короткого замыкания	4	разбор конкретных ситуаций (1 час)
5	2.	Определение предельного времени перерыва электроснабжения асинхронных и синхронных двигателей	4	разбор конкретных ситуаций (1 час)
6	4.	Анализ мероприятий, основанных на улучшении параметров элементов электрических систем	8	разбор конкретных ситуаций (1 час)
ИТОГО			34	5

4.5. Контрольные мероприятия: курсовой проект (курсовая работа), контрольная работа, РГР, реферат

Учебным планом не предусмотрено.

5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

<i>№, наименование разделов дисциплины</i>	<i>Компетенции</i>	<i>Кол-во часов</i>	<i>Компетенции</i>		Σ <i>комп.</i>	$t_{ср}$, час	<i>Вид учебных занятий</i>	<i>Оценка результатов</i>
			<i>ОПК</i>	<i>ПК</i>				
			3	6				
1	2	3	4	5	6	7	8	
1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем		38	+	+	2	19	Лк, ПЗ, СРС	Экзамен
2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем		40	+	+	2	20	Лк, ПЗ, СРС	Экзамен
3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах		16	+	+	2	8	Лк, СРС	Экзамен
4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем		23	+	+	2	11,5	Лк, ПЗ, СРС	Экзамен
<i>всего часов</i>		117	58,5	58,5	2	58,5		

6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Дойников, А.Н. Определение коэффициентов запаса апериодической устойчивости : методические указания / А.Н. Дойников, А.Н. Домаренко. – Братск : БрГТУ, 2002. – 35 с.
2. Дойников, А.Н. Переходные процессы. Апериодическая устойчивость простейших электрических систем: методические указания / А. Н. Дойников. - Братск: БрГТУ, 2002.- 56 с.
3. Кычаков, В. П. Математическое описание и математическое моделирование переходных процессов в электрических системах. Вычислительные методы анализа : учебное пособие / В.П. Кычаков. - Иркутск : ИрГТУ, 2008. - 288 с.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

№	Наименование издания	Вид занятия (Лк, ЛР, ПЗ, кр)	Количество экземпляров в библиотеке, шт.	Обеспеченность, (экз./ чел.)
1	2	3	4	5
Основная литература				
1.	Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И. П. Крючков [и др.]. – Москва : МЭИ, 2008. – 416 с.	Лк	80	1
2.	Шабад, В. К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах : учебное пособие / В. К. Шабад. - Москва : Академия, 2013. - 192 с.	Лк, кр	10	0,5
3.	Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510	Лк, ПЗ	1 (ЭУ)	1
Дополнительная литература				
4.	Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : учебник для вузов / В. А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1985. – 536 с.	Лк	95	1
5.	Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.	ПЗ	5	0,25
6.	Дойников, А. Н. Многомерные и многосвязные системы. Управление качеством переходных процессов : учебное пособие / А. Н. Дойников, И. В. Игнатъев, О. К. Крумин . - Братск : БрГУ, 2009. - 200 с., 2009. –200 с.	Лк	65	1

8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО - ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Электронный каталог библиотеки БрГУ http://irbis.brstu.ru/CGI/irbis64r_15/cgiirbis_64.exe?LNG=&C21COM=F&I21DBN=BOOK&P21DBN=BOOK&S21CNR=&Z21ID=.
2. Электронная библиотека БрГУ <http://ecat.brstu.ru/catalog>.
3. Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека online» <http://biblioclub.ru>.
4. Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань» <http://e.lanbook.com>.
5. Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам" <http://window.edu.ru>.
6. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU <http://elibrary.ru>.
7. Университетская информационная система РОССИЯ (УИС РОССИЯ) <https://uisrussia.msu.ru/>.
8. Национальная электронная библиотека НЭБ <http://xn--90ax2c.xn--p1ai/how-to-search/>.

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению практических работ

Практическое занятие № 1

Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод Д-разбиения.

Цель работы: Получить навыки анализа устойчивости с применением критериев Гурвица, Рауса, Михайлова

Задание:

1. Изучить принципы анализа корней характеристического полинома
2. Изучить основные этапы оценки устойчивости с применением критериев Гурвица, Рауса, Михайлова

Вид занятий в интерактивной форме: выполнить задание и разобрать конкретный пример.

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Характеристический полином
4. Анализ устойчивости методами Гурвица, Рауса, Михайлова
5. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Провести самостоятельное изучение критерия Лъенара-Шипара.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Основные этапы оценки устойчивости критерием Рауса
2. Основные этапы оценки устойчивости критерием Гурвица
3. Основные этапы оценки устойчивости критерием Михайлова
4. Основные этапы оценки устойчивости критерием Льенара-Шипара
5. Анализ корней характеристического полинома на комплексной плоскости

Практическое занятие № 2.

Анализ динамической устойчивости простейшей системы при коротком замыкании на линии.

Цель работы: Получить навыки оценки динамической устойчивости методом площадей простейшей электрической системы при коротком замыкании на линии.

Задание:

1. Изучить основные этапы метода площадей
2. Изучить основные этапы метода последовательных интервалов
2. Провести анализ динамической устойчивости простейшей системы при коротком замыкании на линии.

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Принципиальная схема электрической системы
4. Схема замещения нормального, аварийного, послеаварийного режима
5. Угловые характеристики мощности для трех режимов.
6. Характеристика переходного процесса $\delta(t)$ до отключения короткого замыкания.
7. Оценка динамической устойчивости методом площадей.
8. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Изучить основные этапы анализа динамической устойчивости при отключении одной цепи двухцепной линии электропередачи

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом и втором разделах данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Анализ динамической устойчивости при отключении одной цепи двухцепной линии электропередачи.
2. Анализ динамической устойчивости при коротком замыкании на линии.
3. Этапы метода последовательных интервалов.
4. Определение площади ускорения, торможения.
5. Максимальная площадь торможения.

Практическое занятие № 3.

Определение предельного угла отключения короткого замыкания.

Цель работы: Получить навыки оценки предельного угла отключения короткого замыкания для сохранения динамической устойчивости.

Задание:

1. Изучить влияние различных факторов на формирование площади ускорения
2. Провести оценку предельного угла отключения короткого замыкания.

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Принципиальная схема электрической системы
4. Схема замещения нормального, аварийного, послеаварийного режима
5. Угловые характеристики мощности для трех режимов.
6. Расчет предельного угла отключения короткого замыкания.
7. Выделенные площадки ускорения и торможения относительного угла $\delta_{откл.пр}$.
8. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Изучить факторы, влияющие на величину предельного угла отключения короткого замыкания

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом и втором разделах данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Факторы, влияющие на величину предельного угла отключения короткого замыкания
2. Методика определения предельного угла отключения короткого замыкания.
3. Определение угла $\delta_{кр}$.

Практическое занятие № 4.

Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов. Определение предельного времени отключения короткого замыкания.

Цель работы: Получить навыки оценки предельного времени отключения короткого замыкания для сохранения динамической устойчивости.

Задание:

1. Изучить влияние постоянной инерции на время переходного процесса
2. Провести оценку предельного времени отключения короткого замыкания.

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Принципиальная схема электрической системы
4. Схема замещения нормального, аварийного, послеаварийного режима
5. Угловые характеристики мощности для трех режимов.
6. Расчет предельного угла отключения короткого замыкания.
7. Выделенные площадки ускорения и торможения относительного угла $\delta_{откл.пр.}$
8. Оценка методом последовательных интервалов времени переходного процесса.
9. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Изучить факторы, влияющие на величину предельного времени отключения короткого замыкания

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом и втором разделах данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воронников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Факторы, влияющие на величину предельного времени отключения короткого замыкания.
2. Основные этапы метода последовательных интервалов.
3. Постоянная инерции турбины и генератора.

Практическое занятие № 5.

Определение предельного времени перерыва электроснабжения асинхронных и синхронных двигателей

Цель работы: изучить методики оценки времени, на которое допустим перерыв электроснабжения для сохранения устойчивости асинхронных и синхронных двигателей.

Задание:

1. Изучить влияние уровня напряжения на работу синхронных и асинхронных двигателей.
2. Провести оценку предельного времени перерыва электроснабжения синхронных и асинхронных двигателей.

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Принципиальная схема электрической системы
4. Схема замещения
5. Характеристика асинхронного двигателя и механизма
6. Характеристика синхронного двигателя и механизма
7. Оценка предельного времени перерыва электроснабжения двигателей
8. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Изучить принципы действия автоматического включения резерва

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом и втором разделах данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Действие автоматики включения резерва
2. Влияние уровня напряжения на устойчивость асинхронных и синхронных двигателей
3. Влияние уровня напряжения на устойчивость синхронных двигателей
4. Методика оценки предельного времени перерыва электроснабжения двигателей

Практическое занятие № 6.

Анализ мероприятий, основанных на улучшении параметров элементов электрических систем.

Цель работы: изучить основные мероприятия, направленные на повышение статической и динамической устойчивости

Задание:

1. Изучить основные факторы, влияющие на статическую и динамическую устойчивость.
2. Провести оценку эффективности мероприятий по повышению устойчивости

Форма отчетности:

Отчет может быть сформирован в письменном виде или в текстовом редакторе на персональном компьютере. Отчет должен быть выполнен на листах формата А4.

В отчете должны присутствовать:

1. Задание
2. Цель работы
3. Принципиальная схема электрической системы
4. Схема замещения
5. Оценка статической и динамической устойчивости до введения мероприятий
6. Варианты мероприятий по повышению устойчивости.
7. Оценка статической и динамической устойчивости после применения мероприятий
8. Вывод

Задания для самостоятельной работы:

Изучить мероприятия по повышению устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления, а также режимные мероприятия.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практической работе

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом, втором и пятом разделах данной дисциплины.

Основная литература

1. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие / А. Ф. Шаталов, И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко и др. - Ставрополь : АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014.- 140 с. [Электронный ресурс]. – URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=277510

Дополнительная литература

2. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие для вузов / Ю. А. Куликов. - Новосибирск : НГТУ, 2003. - 283 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Мероприятия по повышению устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления
2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости
3. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем

10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Пакет прикладных программ Microsoft (Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft PowerPoint, Microsoft Visio и др.)
2. ОС WINDOWS
3. Среда разработки и использования электронных обучающих ресурсов iLogos
4. Программные комплексы OPTIMUM , OptiLine , OSGM.

11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

<i>Вид занятия</i>	<i>Наименование аудитории</i>	<i>Перечень основного оборудования</i>	<i>№ ЛР или ПЗ</i>
1	2	3	4
Лк	Дисплейный класс	Учебная мебель. Интерактивная доска	1-17
ПЗ	Дисплейный класс	Учебная мебель. Интерактивная доска	1-17
СР	Читальный зал №3	Учебная мебель. Оборудование 15- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF); принтер HP LaserJet P3005	

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
ОПК-3	способность решать задачи анализа и расчета характеристик электрических цепей	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	1.1. Основные понятия и определения.	Экзаменационные вопросы 1-14
			1.2. Характеристика мощности простейшей электрической системы.	
			1.3. Характеристика мощности генератора с АРВ.	
			1.4. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	
			1.5. Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний.	
			1.6. Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	
			1.7. Методика анализа статической устойчивости.	
		2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	2.1. Понятие о динамической устойчивости системы.	Экзаменационные вопросы 15-21
		2.2. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.		
		2.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.		
2.4. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.				
3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	3.1. Баланс мощности энергосистемы	Экзаменационные вопросы 22-25		
	3.2. Частотные статические характеристики энергосистемы			

			3.3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности	
			3.4. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной	
		4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	4.1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	Экзаменационные вопросы 26-28
			4.2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	
			4.3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления	
ПК-6	способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	1.1. Основные понятия и определения.	Экзаменационные вопросы 1-14
			1.2. Характеристика мощности простейшей электрической системы.	
			1.3. Характеристика мощности генератора с АРВ.	
			1.4. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	
			1.5. Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний.	
			1.6. Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	
			1.7. Методика анализа статической устойчивости.	
		2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	2.1. Понятие о динамической устойчивости системы.	Экзаменационные вопросы 15-21
			2.2. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	
			2.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.	

			2.4. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.	
		3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	3.1. Баланс мощности энергосистемы	Экзаменационные вопросы 22-25
			3.2. Частотные статические характеристики энергосистемы	
			3.3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности	
		4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	3.4. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной	
			4.1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	Экзаменационные вопросы 26-28
			4.2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	
		4.3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления		

2. Экзаменационные вопросы

№ п/п	Компетенции		Экзаменационные вопросы	№ и наименование раздела
	Код	Определение		
1	2	3	4	5
1.	ОПК-3	способность решать задачи анализа и расчета характеристик электрических цепей	1. Основные понятия и определения. 2. Допущения, принимаемые при анализе электромеханических переходных процессов. 3. Характеристика мощности простейшей электрической системы. 4. Физический смысл угла δ . 5. Анализ статической устойчивости простейшей системы. Критерий устойчивости. 6. Характеристика активной и реактивной мощности явнополюсного генератора. 7. Характеристика активной мощности генератора с АРВ. 8. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой. 9. Уравнение движения ротора. 10. Метод малых колебаний. 11. Критерий Гурвица для оценки	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем

			<p>статической устойчивости. 12.Критерий Рауса для оценки статической устойчивости. 13.Критерий Михайлова для оценки статической устойчивости. 14. Методические указания по анализу статической устойчивости</p>	
			<p>15. Понятие о динамической устойчивости системы. Основные допущения при анализе динамической устойчивости. 16. Определение сопротивления связи с системой при коротких замыканиях 17. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом. 18. Динамическая устойчивость при коротком замыкании на линии. 19. Определение предельного угла отключения короткого замыкания. 20. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов. 21. Определение предельного времени отключения короткого замыкания.</p>	2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем
			<p>22. Баланс мощности энергосистемы. 23.Частотные статические характеристики энергосистемы. 24. Виды регулирования частоты и перетоков мощности. 25. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности.</p>	3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах
			<p>26. Мероприятия ,основанные на улучшении параметров элементов электрических систем. 27. Режимные мероприятия по повышению устойчивости. 28. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.</p>	4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем
1.	ПК-6	<p>способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной</p>	<p>1. Основные понятия и определения. 2. Допущения, принимаемые при анализе электромеханических переходных процессов. 3. Характеристика мощности простейшей электрической системы. 4. Физический смысл угла δ. 5. Анализ статической устойчивости простейшей системы. Критерий устойчивости. 6. Характеристика активной и реактивной мощности явнополюсного генератора. 7. Характеристика активной мощности генератора с АРВ. 8. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой. 9. Уравнение движения ротора.</p>	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем

		<p>техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием</p>	<p>10. Метод малых колебаний. 11. Критерий Гурвица для оценки статической устойчивости. 12. Критерий Рауса для оценки статической устойчивости. 13. Критерий Михайлова для оценки статической устойчивости. 14. Методические указания по анализу статической устойчивости</p>	
			<p>15. Понятие о динамической устойчивости системы. Основные допущения при анализе динамической устойчивости. 16. Определение сопротивления связи с системой при коротких замыканиях 17. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом. 18. Динамическая устойчивость при коротком замыкании на линии. 19. Определение предельного угла отключения короткого замыкания. 20. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов. 21. Определение предельного времени отключения короткого замыкания.</p>	<p>2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем</p>
			<p>22. Баланс мощности энергосистемы. 23. Частотные статические характеристики энергосистемы. 24. Виды регулирования частоты и перетоков мощности. 25. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности.</p>	<p>3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах</p>
			<p>26. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем. 27. Режимные мероприятия по повышению устойчивости. 2. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.</p>	<p>4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем</p>

3. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

Показатели	Оценка	Критерии
<p>Знать (ОПК-3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-математические основы исследования переходных процессов в электроэнергетических системах; <p>(ПК-6):</p> <ul style="list-style-type: none"> - режимы и принципы работы электроэнергетических систем, критерии статической и динамической устойчивости <p>Уметь (ОПК-3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - использовать основные методы анализа и моделирования электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах. <p>(ПК-6):</p> <ul style="list-style-type: none"> - применять методы исследования статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем. <p>Владеть (ОПК-3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - навыками теоретического и экспериментального исследования при решении задач развития электроэнергетических систем <p>(ПК-6):</p> <ul style="list-style-type: none"> - навыками оценки параметров электромеханических переходных режимов, выработки организационных и технических мероприятий, направленные на повышение устойчивости электроэнергетических систем. 	отлично	<p>Обучающийся глубоко и прочно усвоил программный материал и демонстрирует:</p> <ul style="list-style-type: none"> - всестороннее знание программного материала; - умение правильного применения основных положений программного материала; - владеет всеми навыками, полученными в ходе изучения программного материала.
	хорошо	<p>Обучающийся демонстрирует:</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаточно полное знание программного материала; - применение с несущественными ошибками основных положений программного материала.
	удовлетворительно	<p>Обучающийся демонстрирует частичное знание программного материала и допускает ошибки в ответе.</p>
	неудовлетворительно	<p>Обучающийся допустил существенные ошибки при ответе на вопросы, на дополнительные вопросы давал неправильные ответы; все вышеуказанные разделы не усвоены.</p>

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности

Дисциплина Переходные процессы в электроэнергетических системах направлена формирование знаний о физических явлениях в переходных режимах, методах количественного расчета устойчивости электрических систем, мероприятиях и установках, с помощью которых можно управлять переходными режимами.

Изучение дисциплины Переходные процессы в электроэнергетических системах предусматривает:

- лекции,
- практические занятия,

– экзамен.

В процессе изучения дисциплины рекомендуется на первом этапе обратить на причины возникновения электромеханических переходных процессов, основные физические процессы при возникновении дефицита или избытка мощности, принципы использования практических критериев статической устойчивости и метода площадей для анализа динамической устойчивости.

В процессе проведения практических занятий происходит закрепление навыков применения методов анализа переходных процессов, оценки основных параметров аварийного режима, оценки запаса статической и динамической устойчивости, выработки мероприятий по повышению устойчивости электрических систем.

Работа с литературой является важнейшим элементом в получении знаний по дисциплине. Прежде всего, необходимо воспользоваться списком рекомендуемой по данной дисциплине литературы. Дополнительные сведения по изучаемым темам можно найти в Интернете.

АННОТАЦИЯ
рабочей программы дисциплины
Переходные процессы в электроэнергетических системах

1. Цель и задачи дисциплины

Целью изучения дисциплины является формирование знаний о динамических свойствах электроэнергетических систем, об основных электромеханических процессах, критериях и методах расчета статической и динамической устойчивости.

Задачей изучения дисциплины является формирование умений построения математических моделей для исследования устойчивости электроэнергетических систем, проведения анализа процессов, происходящих в нормальных и аварийных схемно-режимных ситуациях электроэнергетических систем.

2. Структура дисциплины

2.1. Распределение трудоемкости по отдельным видам учебных занятий, включая самостоятельную работу: Лк 34 часа; ПЗ 34 часа; СР 49 часов.

Общая трудоемкость дисциплины составляет 144 часа, 4 зачетные единицы.

2.2. Основные разделы дисциплины:

- 1 – Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем.
- 2 – Динамическая устойчивость электроэнергетических систем.
- 3 – Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах.
- 4 – Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем.

3. Планируемые результаты обучения (перечень компетенций)

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

ОПК-3 - способность решать задачи анализа и расчета характеристик электрических цепей;

ПК-6 - способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием.

4. Вид промежуточной аттестации: экзамен.

*Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе
на 201__-201__ учебный год*

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие дополнения:

2. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие изменения:

Протокол заседания кафедры № _____ от « ____ » _____ 201__ г.,
(разработчик)

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

(Ф.И.О.)

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО
КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
ОПК-3	способность решать задачи анализа и расчета характеристик электрических цепей	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	1.1. Основные понятия и определения.	Собеседование
			1.2. Характеристика мощности простейшей электрической системы.	
			1.3. Характеристика мощности генератора с АРВ.	
			1.4. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	
			1.5. Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний.	
			1.6. Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	
			1.7. Методика анализа статической устойчивости.	
		2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	2.1. Понятие о динамической устойчивости системы.	Собеседование
			2.2. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	
			2.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.	
2.4. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.				
3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	3.1. Баланс мощности энергосистемы	Собеседование		
	3.2. Частотные статические характеристики энергосистемы			

			3.3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности	
			3.4. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной	
		4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	4.1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	Собеседование
			4.2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	
			4.3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления	
ПК-6	способность производить расчеты и проектирование отдельных блоков и устройств систем автоматизации и управления и выбирать стандартные средства автоматики, измерительной и вычислительной техники для проектирования систем автоматизации и управления в соответствии с техническим заданием	1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем	1.1. Основные понятия и определения.	Собеседование
			1.2. Характеристика мощности простейшей электрической системы.	
			1.3. Характеристика мощности генератора с АРВ.	
			1.4. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.	
			1.5. Уравнение движения ротора. Метод малых колебаний.	
			1.6. Критерий Гурвица, Рауса, Михайлова для оценки статической устойчивости. Метод D-разбиения.	
			1.7. Методика анализа статической устойчивости.	
		2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	2.1. Понятие о динамической устойчивости системы.	Собеседование
			2.2. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.	
			2.3. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.	

		2.4. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.	
	3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах	3.1. Баланс мощности энергосистемы	Собеседование
		3.2. Частотные статические характеристики энергосистемы	
		3.3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности	
		3.4. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной	
	4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем	4.1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.	Собеседование
		4.2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.	
		4.3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления	

Вопросы для собеседования

Раздел 1. Общие сведения об устойчивости. Статическая устойчивость электроэнергетических систем

1. Основные понятия и определения.
2. Допущения, принимаемые при анализе электромеханических переходных процессов.
3. Характеристика мощности простейшей электрической системы.
4. Физический смысл угла δ .
5. Анализ статической устойчивости простейшей системы. Критерий устойчивости.
6. Характеристика активной и реактивной мощности явнополюсного генератора.
7. Характеристика активной мощности генератора с АРВ.
8. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.
9. Уравнение движения ротора.
10. Метод малых колебаний.
11. Критерий Гурвица для оценки статической устойчивости.
12. Критерий Рауса для оценки статической устойчивости.
13. Критерий Михайлова для оценки статической устойчивости.
14. Методические указания по анализу статической устойчивости

Раздел 2. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем

1. Понятие о динамической устойчивости системы. Основные допущения при анализе динамической устойчивости.
2. Определение сопротивления связи с системой при коротких замыканиях
3. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.

4. Динамическая устойчивость при коротком замыкании на линии.
5. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.
6. Численное решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.
7. Определение предельного времени отключения короткого замыкания.

Раздел 3. Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистемах

1. Баланс мощности энергосистемы.
2. Частотные статические характеристики энергосистемы.
3. Виды регулирования частоты и перетоков мощности.
4. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности.

Раздел 4. Мероприятия по повышению устойчивости электроэнергетических систем

1. Мероприятия, основанные на улучшении параметров элементов электрических систем.
2. Режимные мероприятия по повышению устойчивости.
3. Повышение устойчивости средствами автоматического противоаварийного управления.