

Кафедра «Электрические системы»

УСТОЙЧИВОСТЬ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Лабораторный практикум по дисциплинам  
«Устойчивость электроэнергетических систем»,  
«Переходные процессы в электроэнергетических системах»

*Учебное электронное издание*

**М и н с к 2 0 1 9**

УДК 623.311(075.8)

**А в т о р ы :**

*Е.В. Калентионок, А.А. Волков*

**Р е ц е н з е н т :**

*В.А. Булат*, доцент кафедры «Электрические станции» БНТУ, кандидат технических наук

В лабораторном практикуме приведены краткие теоретические положения и даны практические рекомендации выполнения лабораторных работ по определению устойчивости электроэнергетических систем на ЭВМ. Рассматриваются вопросы статической и динамической устойчивости, а также устойчивости нагрузки при сложной связи генераторов электростанций с приемной системой.

Учебное издание предназначено для студентов дневной и заочной форм получения образования по специальностям 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение», 1-43 01 09 «Релейная защита и автоматика».

Белорусский национальный технический университет  
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.(017)292-65-82 факс (017)292-91-37  
E-mail: emd@bntu.by  
<http://www.bntu.by/ef-es.html>  
Регистрационный № БНТУ/ЭФ

© Калентионок Е.В., Волков А.А., 2019  
© Волков А.А., компьютерный дизайн, 2019  
© БНТУ, 2019

## Содержание

Лабораторная работа 1. Составление схемы замещения электроэнергетической системы и простейшая оценка её устойчивости .....	4
Лабораторная работа 2. Построение угловых характеристик мощности и определение предела передаваемой мощности системы при наличии АРВ на генераторах электрической станции .....	30
Лабораторная работа 3. Определение предельного времени отключения короткого замыкания .....	48
Лабораторная работа 4. Влияние места короткого замыкания на динамическую устойчивость.....	52
Лабораторная работа 5. Оценка влияния местной нагрузки на статическую устойчивость системы .....	61
Лабораторная работа 6. Оценка влияния параметров линии электропередачи на статическую устойчивость системы .....	71
Лабораторная работа 7. Оценка влияния постоянной механической инерции электрических машин на динамическую устойчивость.....	85
Лабораторная работа 8. Влияние аварийного управления мощностью турбин на динамическую устойчивость .....	92
Лабораторная работа 9. Оценка эффективности применения электрического торможения генераторов для повышения динамической устойчивости .....	100
Лабораторная работа 10. Использование отключения части генераторов электрической станции для сохранения динамической устойчивости.....	108
Лабораторная работа 11. Самозапуск асинхронных двигателей.....	118
Лабораторная работа 12. Самозапуск синхронных двигателей.....	131
Литература .....	142

# Лабораторная работа 1

## СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ПРОСТЕЙШАЯ ОЦЕНКА ЕЁ УСТОЙЧИВОСТИ

### 1.1 Цель работы

В связи с тем, что вопросы устойчивости электрических систем имеют свою специфику в части их постановки и решения на электронно-вычислительной машине (ЭВМ), целью данной работы является приобретение практических навыков подготовки схем для исследования устойчивости электрических систем на ЭВМ, а так же выполнение простейшей оценки устойчивости на примере энергосистемы.

### 1.2 Постановка задачи

В качестве объекта исследования принимается схема энергосистемы, представленная на рисунке 1.1.

Варианты задания формируются на основе таблицы 1.1. В соответствии с выбранным вариантом принимаются данные по электрооборудованию, представленные в таблицах 1.2 – 1.8.

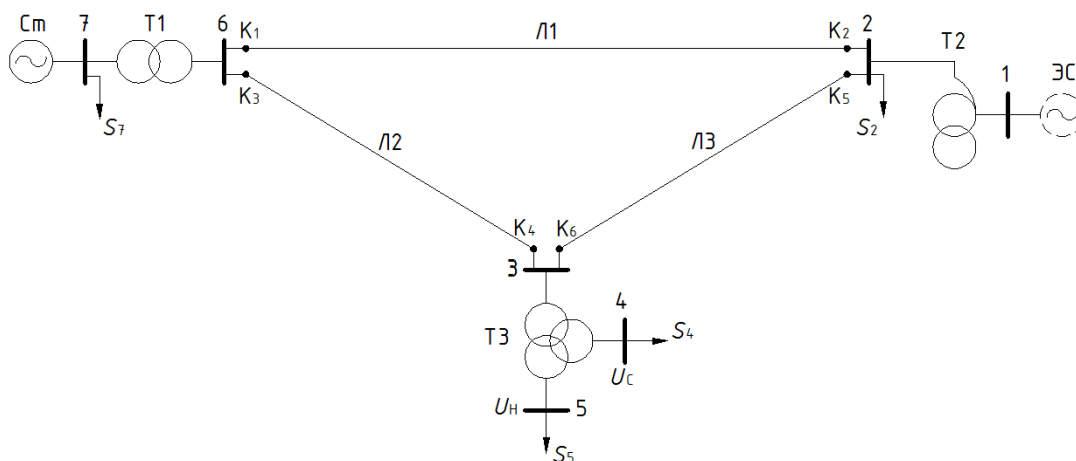


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема энергосистемы

Требуется выполнить следующее:

- определить параметры схемы замещения энергосистемы необходимые для проведения расчетов;
- осуществить ввод данных в программу на ЭВМ;
- воспроизвести на ЭВМ исходный режим работы системы для исследования статической устойчивости и рассчитать исходные режимные параметры;
- воспроизвести на ЭВМ режим установившегося трёхфазного короткого замыкания (КЗ) на одной из линий электропередачи для исследования динамической устойчивости и рассчитать значения режимных параметров;
- провести анализ полученных режимных параметров.

Таблица 1.1

## Варианты задания

Номер варианта	Номера вариантов по таблицам 1.2 – 1.8						
	таблица 1.2	таблица 1.3	таблица 1.4	таблица 1.5	таблица 1.6	таблица 1.7	таблица 1.8
1	1	2	2	2	1	1	2
2	2	3	1	1	2	2	3
3	3	4	1	1	2	3	4
4	4	5	3	2	1	4	5
5	5	2	4	2	1	5	6
6	1	3	1	1	2	1	3
7	2	4	2	2	1	2	4
8	3	5	2	1	1	3	5
9	4	1	4	2	2	4	6
10	5	3	3	2	2	5	1
11	1	4	2	2	1	1	4
12	2	5	1	1	2	2	5
13	3	1	3	1	2	3	6
14	4	2	3	1	1	4	1
15	5	4	4	2	1	5	2
16	1	5	1	1	2	1	5
17	2	1	2	2	1	2	6
18	3	2	1	1	1	3	4
19	4	3	4	2	2	4	3
20	5	5	3	1	2	5	2
21	1	3	2	2	2	1	6
22	2	2	1	1	2	2	5
23	3	3	2	1	2	3	4
24	4	4	3	1	1	4	3
25	5	1	4	2	1	5	2
26	1	1	1	1	1	1	1

Таблица 1.2

## Параметры генераторов электростанции

Вариант	$P_{нг}$ , МВт	$\cos\varphi_{нг}$	$U_{нг}$ , кВ	$X_d$ , %	$X'_d$ , %	$X''_d$ , %	$X_2$ , %	$X_0$ , %	$T_j$ , с	$T_{d0}$ , с	$k$ , шт
1	100	0,8	10,5	192,0	27,8	19,1	23,4	9,73	7,8	6,5	4
2	160	0,85	18	230	32,9	22,1	26,9	11,5	6,4	5,0	3
3	200	0,85	15,75	186,2	31,0	20,4	24,9	11,5	7,4	6,8	3
4	300	0,85	20	219,5	30	19,5	23,8	9,6	6,5	7	2
5	320	0,85	20	169,8	25,8	17,3	21,1	9	6,4	5,9	2

Таблица 1.3

## Параметры приёмной системы

Вариант	$P_{НС}$ , МВт	$\cos\varphi_c$	$U_c$ , кВ	$X'_d$ , %
1	6000	0,8	110	26
2	7000	0,85	110	28
3	8000	0,85	110	31
4	9000	0,85	110	34
5	10000	0,9	110	27

Таблица 1.4

## Параметры двухобмоточного трансформатора Т1

Вариант	$S_{НОМ}$ , МВ·А	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$m_{Т1}$ , шт
1	200	347	равно $U_{НТ}$	11	560	220	0,45	3
2	250	347		11	605	240	0,45	3
3	400	347		11,5	810	365	0,4	3
4	630	347		11,5	1300	405	0,35	2

Таблица 1.5

## Параметры автотрансформатора Т2

Вариант	$S_{НОМ}$ , МВ·А	$S_{Н.НОМ}$ , МВ·А	$U_{НОМ}$ , кВ		$U_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$m_{Т2}$ , шт
			ВН	СН	В-С	В-Н	С-Н	В-С			
1	125	$0,5 \cdot S_{НОМ}$	330	115	10	35	24	345	100	0,45	2
2	200	$0,4 \cdot S_{НОМ}$	330	115	10,5	38	25	560	155	0,45	1

Таблица 1.6

## Параметры трёхобмоточного трансформатора Т3

Вариант	$S_{НОМ}$ , МВ·А	$U_{НОМ}$ , кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$m_{Т3}$ , шт
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С			
1	125	330	115	10,5	10	35	24	345	100	0,45	3
2	200	330	115	10,5	10,5	38	25	560	155	0,45	2

Таблица 1.7

## Параметры нагрузок

Вариант	Мощность нагрузок $S_H = P_H + j \cdot Q_H$ , МВ·А			
	$S_2$	$S_4$	$S_5$	$S_7$
1	$80 + j \cdot 60$	$160 + j \cdot 120$	$10 + j \cdot 6$	$80 + j \cdot 60$
2	$95 + j \cdot 70$	$180 + j \cdot 135$	$12 + j \cdot 8$	$100 + j \cdot 75$
3	$100 + j \cdot 80$	$200 + j \cdot 150$	$14 + j \cdot 9$	$120 + j \cdot 90$
4	$115 + j \cdot 90$	$220 + j \cdot 165$	$16 + j \cdot 10$	$140 + j \cdot 105$
5	$130 + j \cdot 100$	$240 + j \cdot 180$	$18 + j \cdot 12$	$160 + j \cdot 120$

Таблица 1.8

**Параметры линий электропередачи**

Варианты	Номер линии	Номер марки провода по таблице 1.9	Длина линии, км	Место короткого замыкания	$U_{\text{ном}}$ , кВ
1	1	1	230	К <sub>1</sub>	330
	2	2	100		
	3	3	110		
2	1	2	185	К <sub>2</sub>	
	2	3	90		
	3	4	150		
3	1	4	185	К <sub>3</sub>	
	2	1	90		
	3	2	150		
4	1	3	160	К <sub>4</sub>	
	2	1	95		
	3	2	115		
5	1	4	200	К <sub>5</sub>	
	2	3	125		
	3	1	80		
6	1	3	190	К <sub>6</sub>	
	2	2	105		
	3	4	140		

Таблица 1.9

**Параметры проводов воздушных линий электропередачи**

Номер провода	Сечение	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$g_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$I_{\text{доп}}$ , кА
1	2×АС-240/32	0,06	0,331	0,0345	3,38	1,21
2	2×АС-300/39	0,048	0,328	0,0271	3,41	1,42
3	2×АС-400/51	0,0375	0,323	0,0202	3,46	1,65
4	2×АС-500/64	0,03	0,32	0,0152	3,5	1,89

### 1.3 Краткие теоретические сведения

Электрическая система, обеспечивающая своим нормальным функционированием работу промышленности, транспорта, быта населения – всю жизненную деятельность городов, районов и всей страны, должна работать надежно. Основным условием надежной работы электрической системы является её устойчивость, под которой понимают способность системы восстанавливать свое исходное состояние – нормальный рабочий режим или режим, практически близкий к нему, после какого-либо (большого или малого) нарушения этого режима, иначе называемого возмущением.

Различают два вида устойчивости:

– статическую устойчивость, рассматриваемую как способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному (если возмущающее воздействие не снято);

– динамическую устойчивость, рассматриваемую как способность системы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному.

При составлении схемы замещения электрической системы для анализа электромеханических процессов на ЭВМ с целью упрощения расчётов принимаем следующие допущения:

- пренебрегаем активным сопротивлением генераторов;
- для генераторов с неявно выраженными полюсами не учитываем разницу между величинами индуктивных сопротивлений по продольной  $X_d$  и поперечной  $X_q$  осям,  $X_d = X_q$ ;
- пренебрегаем нелинейностями магнитной системы в трансформаторах.

Эти допущения существенно не сказываются на величине и характере изучаемых явлений. При конкретных расчетах, кроме перечисленных, могут быть приняты дополнительные допущения, которые оговариваются особо.

Линия электропередачи представляется П-образной схемой замещения, показанной на рисунке 1.2.

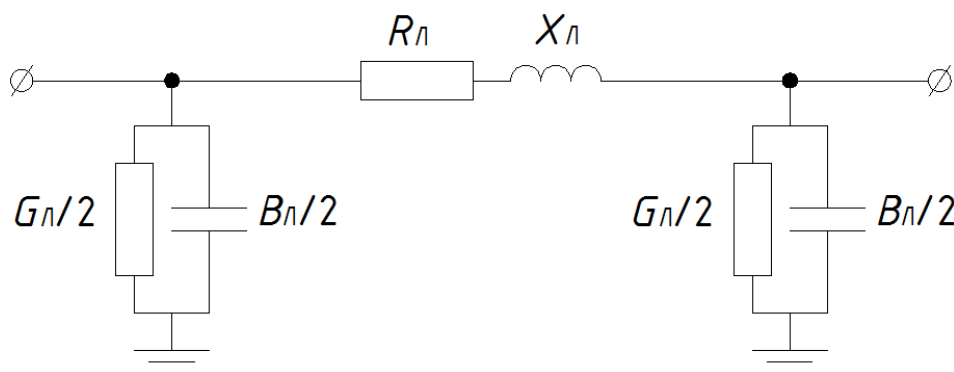


Рисунок 1.2 – Схема замещения линии электропередачи

Параметры схемы замещения линии электропередачи определяются по формулам:

$$R_l = r_0 \cdot l, \quad (1.1)$$

$$X_l = x_0 \cdot l, \quad (1.2)$$

$$G_l = g_0 \cdot l, \quad (1.3)$$

$$B_l = b_0 \cdot l, \quad (1.4)$$

где  $R_l, X_l$  – активное и реактивное сопротивления линии, Ом;

$G_l, B_l$  – активная и реактивная (ёмкостная) проводимости линии, См;

$l$  – длина линии, км;

$r_0, x_0$  – удельные активное и реактивное сопротивления на один километр линии, Ом/км;

$g_0, b_0$  – удельные активная и ёмкостная проводимости на один километр линии, См/км.

Двухобмоточный трансформатор представляется Г-образной схемой замещения, показанной на рисунке 1.3.



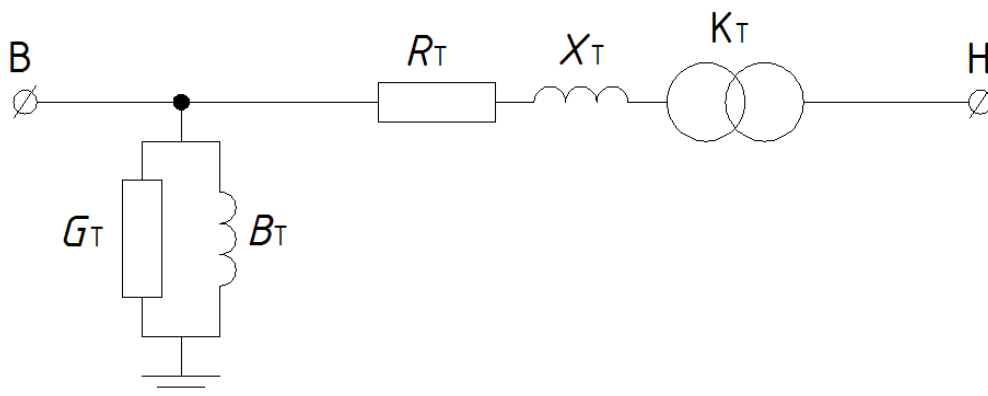


Рисунок 1.3 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора определяются по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{m \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (1.5)$$

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.6)$$

$$G_T = \frac{m \cdot \Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad (1.7)$$

$$B_T = \frac{m \cdot I_{x\%} \cdot S_{НОМ}}{100 \cdot U_{BH}^2}, \quad (1.8)$$

$$K_T = \frac{U_{BH}}{U_{HH}}, \quad (1.9)$$

где  $R_T$ ,  $X_T$  – активное и реактивное сопротивления обеих обмоток трансформатора, Ом;

$G_T$ ,  $B_T$  – активная и индуктивная проводимости трансформатора, См;

$K_T$  – идеальный трансформатор, моделирующий коэффициент трансформации;

$\Delta P_K$  – потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт;

$U_{K\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах от номинального напряжения, %;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_{BH}$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

$U_{HH}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$\Delta P_x$  – потери активной мощности холостого хода трансформатора, кВт;

$I_{x\%}$  – ток холостого хода трансформатора в процентах от номинального тока, кВт;

$m$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Схема замещения трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора представлена на рисунке 1.4.

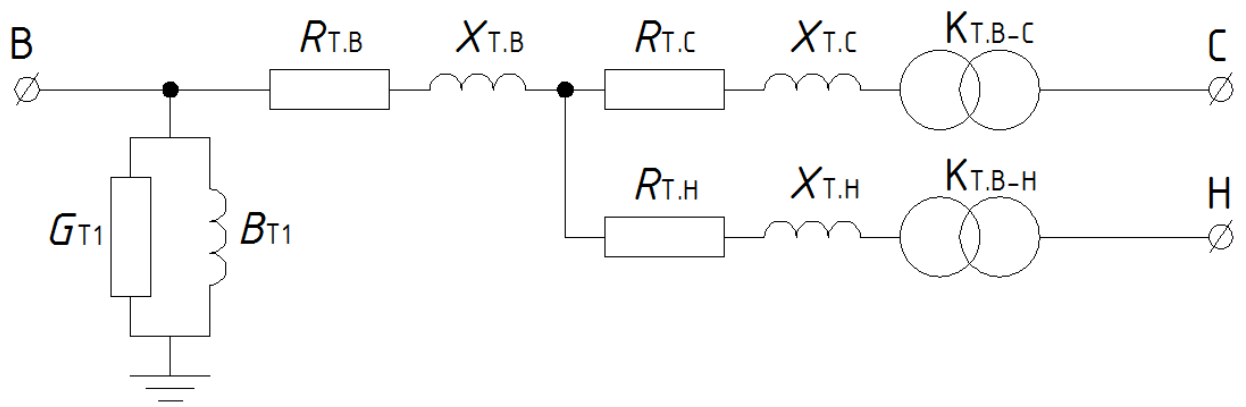


Рисунок 1.4 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора

Для автотрансформаторов в каталожных данных указывается, как правило, значение потерь активной мощности короткого замыкания только для пары обмоток высокого и среднего напряжения  $\Delta P_{КВ-С}$ , кВт, отнесённое к номинальной мощности автотрансформатора. В этом случае активные сопротивления обмоток находят по следующим выражениям:

$$R_{Т.В} = R_{Т.С} = \frac{\Delta P_{КВ-С} \cdot U_{ВН}^2}{2 \cdot m \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (1.10)$$

$$R_{Т.Н} = R_{Т.В} \cdot \frac{S_{НОМ}}{S_{Н.НОМ}}, \quad (1.11)$$

где  $S_{Н.НОМ}$  – номинальная мощность обмотки низкого напряжения автотрансформатора, МВ·А;

$R_{Т.В}$ ,  $R_{Т.С}$ ,  $R_{Т.Н}$  – активные сопротивления обмоток высокого, среднего и низкого напряжений автотрансформатора, определяются на основании его каталожных данных и приведённые к напряжению высокой стороны, Ом.

Реактивные сопротивления обмоток автотрансформатора рассчитываются по приведённым в каталожных данных трём значениям напряжения короткого замыкания:  $U_{КВ-С}$ ,  $U_{КВ-Н}$ ,  $U_{КС-Н}$ . Расчёт ведётся в следующей последовательности:

– определяют напряжения короткого замыкания  $U_{К}$ , % каждой обмотки по формулам:

$$U_{К.В} = 0,5 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н}), \quad (1.12)$$

$$U_{К.С} = 0,5 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}), \quad (1.13)$$

$$U_{К.Н} = 0,5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}). \quad (1.14)$$

– находят реактивные сопротивления  $X_{Т}$ , Ом каждой обмотки автотрансформатора:

$$X_{Т.В} = \frac{U_{К.В\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.15)$$

$$X_{Т.С} = \frac{U_{К.С\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}}, \quad (1.16)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{U_{К.Н\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}}. \quad (1.17)$$

Активные сопротивления трёхобмоточного трансформатора рассчитываются по приведенным в каталогах данным потерь короткого замыкания. Наиболее часто в каталогах приведено одно значение потерь короткого замыкания, отвечающее опыту с обмотками высшего и среднего напряжений  $\Delta P_k$ , кВт. По нему определяют общее активное сопротивление рассматриваемых обмоток, используя формулу:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot m}. \quad (1.18)$$

Если мощности всех обмоток одинаковы, то сопротивление каждой обмотки рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{Т.В}} = R_{\text{Т.С}} = R_{\text{Т.Н}} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}}. \quad (1.19)$$

Для некоторых трансформаторов в каталогах приводятся три значения потерь короткого замыкания:  $\Delta P_{\text{К.В-С}}$ ,  $\Delta P_{\text{К.В-Н}}$ ,  $\Delta P_{\text{К.С-Н}}$ . Они отвечают трем возможным опытам короткого замыкания с каждой парой обмоток. По этим значениям определяют потери короткого замыкания в каждой обмотке:

$$\Delta P_{\text{К.В}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К.В-С}} + \Delta P_{\text{К.В-Н}} - \Delta P_{\text{К.С-Н}}), \quad (1.20)$$

$$\Delta P_{\text{К.С}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К.В-С}} + \Delta P_{\text{К.С-Н}} - \Delta P_{\text{К.В-Н}}), \quad (1.21)$$

$$\Delta P_{\text{К.Н}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К.В-Н}} + \Delta P_{\text{К.С-Н}} - \Delta P_{\text{К.В-С}}). \quad (1.22)$$

Далее рассчитывают активные сопротивления обмоток трансформатора:

$$R_{\text{Т.В}} = \frac{\Delta P_{\text{К.В}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot m}, \quad (1.23)$$

$$R_{\text{Т.С}} = \frac{\Delta P_{\text{К.С}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot m}, \quad (1.24)$$

$$R_{\text{Т.Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К.Н}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot m}. \quad (1.25)$$

Реактивные сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора определяют аналогично автотрансформатору, так как все значения  $U_k$  для них даются отнесенными к номинальной мощности.

Активная и реактивная проводимости трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора могут быть найдены по выражениям (1.7) и (1.8).

Коэффициент трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений трансформатора рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{Т.В-С}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}}, \quad (1.26)$$

где  $U_{\text{СН}}$  – номинальное напряжение обмотки среднего напряжения трансформатора, кВ.

Коэффициент трансформации между обмотками высокого и низкого напряжений трансформатора находится по выражению (1.9).

Нагрузки в расчетах представляются активными и реактивными мощностями (с учётом или без учёта своих статических характеристик) или активно-индуктивными сопротивлениями (проводимостями) шунтов, включенными на землю. Схема замещения нагрузок показана на рисунке 1.5.

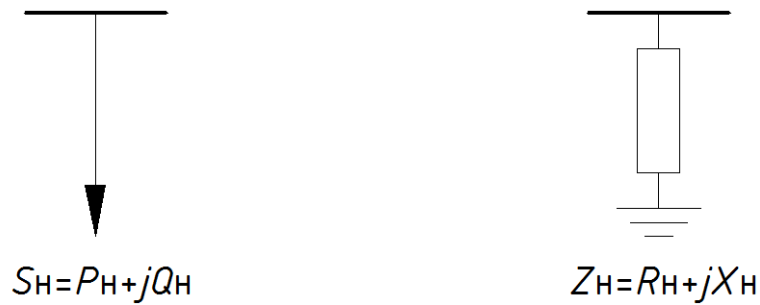


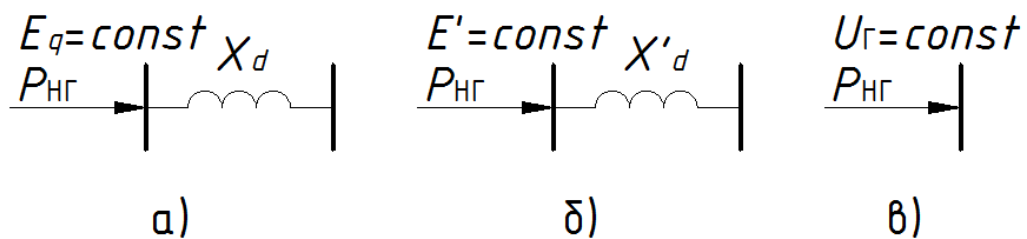
Рисунок 1.5 – Схема замещения нагрузок

Способ представления синхронного генератора в схемах замещения зависит от режима (малые или большие возмущения) и типа автоматических регуляторов возбуждения (АРВ).

Известны три типа регулирования возбуждения:

- ручное регулирование;
- АРВ пропорционального действия (компаундирование), электромагнитный корректор напряжения;
- АРВ сильного действия (электронные).

В расчетах статической устойчивости в первом случае, при отсутствии автоматического регулятора возбуждения, генератор представляется синхронной ЭДС  $E_q$ , приложенной за его синхронным сопротивлением  $X_d$ , во втором, при АРВ пропорционального действия – переходной ЭДС  $E'$ , приложенной за переходным сопротивлением  $X'_d$ , в третьем, при АРВ сильного действия – величиной напряжения на зажимах  $U_\Gamma$ . Сопротивление генератора в этом случае остается за шинами генератора  $X_\Gamma = 0$ . Схема замещения генератора для каждого из случаев представлена на рисунке 1.6.



а – при анализе статической устойчивости; б, в – при анализе динамической устойчивости  
Рисунок 1.6 – Схемы замещения генератора

При этом сопротивления генератора находятся по выражениям:

$$X_d = \frac{X_{d\%} \cdot U_{\text{нГ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{нГ}}}{100 \cdot P_{\text{нГ}} \cdot k}, \quad (1.27)$$

$$X'_d = \frac{X'_{d\%} \cdot U_{\text{нГ}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{нГ}}}{100 \cdot P_{\text{нГ}} \cdot k}, \quad (1.28)$$

где  $X_{d\%}$ ,  $X'_{d\%}$  – синхронное и переходное сопротивления генератора, %;

$U_{\text{нГ}}$  – номинальное напряжение генератора, кВ;

$P_{\text{нГ}}$  – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$\cos \varphi_{нг}$  – номинальный коэффициент мощности генератора;  
 $k$  – число параллельно работающих генераторов на электростанции.

При анализе динамической устойчивости в случае резких изменений режимов, для всех типов АРВ, генератор представляется переходными параметрами  $E'$  и  $X'_d$ . Сверхпереходными процессами при анализе устойчивости электрических систем пренебрегают, так как скорость их протекания весьма большая и несоизмерима со скоростью протекания инерционных электро-механических переходных процессов.

Различные виды короткого замыкания (КЗ) в системе представляются сопротивлением шунта  $X_{ш}$ , которое подключается к точке короткого замыкания. Величина этого сопротивления определяется видом КЗ. В таблице 1.10 представлены значения сопротивления шунта в зависимости от вида КЗ, где  $X_2$  и  $X_0$  – соответственно результирующие индуктивные сопротивления схем обратной и нулевой последовательности относительно точки короткого замыкания.

Таблица 1.10

Значения сопротивления шунта в зависимости от вида КЗ

Вид короткого замыкания	Сопротивление шунта
Однофазное на землю	$X_{ш} = X_2 + X_0$
Двухфазное	$X_{ш} = X_2$
Двухфазное на землю	$X_{ш} = X_2 \cdot X_0 / (X_2 + X_0)$
Трёхфазное	$X_{ш} = 0$

Комплексная схема замещения энергосистемы представлена на рисунке 1.7.

#### 1.4 Задание на подготовительную работу

1. Изучить краткие теоретические сведения;
2. Вычертить исходную (принципиальную) схему энергосистемы и составить по ней схему замещения;
3. Рассчитать параметры схемы замещения исследуемой энергосистемы в соответствии с заданным вариантом и нанести их на схему;
4. Подготовить исходную информацию о схеме электрической сети энергосистемы для расчёта её установившегося режима с использованием ЭВМ. Данные по узлам и ветвям занести в таблицы 1.11 и 1.12.

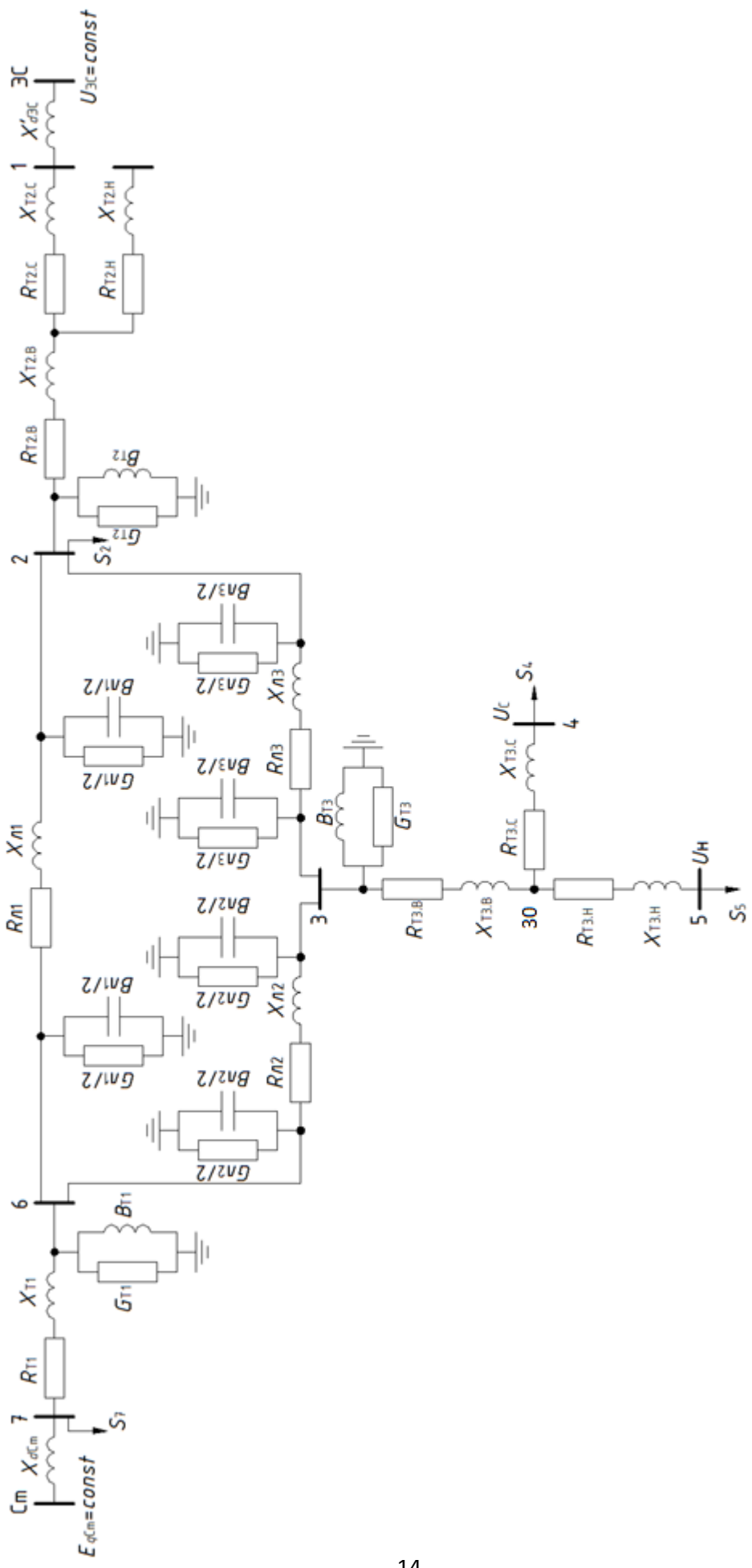


Рисунок 1.7 – Комплексная схема замещения энергосистемы

Таблица 1.11

## Данные по узлам схемы

№ узла	$U_{\text{норм}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар	$P_{\text{г}}$ , МВт

Таблица 1.12

## Данные по ветвям схемы

$N_{\text{н}}$	$N_{\text{к}}$	Название	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$G$ , мкСм	$B$ , мкСм	$K_{\text{T}}$

5. Подготовить исходную информацию о схеме электрической сети энергосистемы для расчёта динамической устойчивости при её работе в случае возникновения короткого замыкания. Исходную информацию о генерирующих узлах энергосистемы, представить в виде таблицы 1.13.

Таблица 1.13

## Данные о генерирующих узлах схемы

№ генерирующего узла	$U_{\text{нг}}$ , кВ	$P_{\text{ст}}$ , МВт	$\cos\varphi_{\text{нг}}$	$D$	$M_j$ , МВт·с	$X'_d$ , Ом

В таблице 1.13 величина  $P_{\text{ст}}$  – номинальная мощность станции, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ст}} = P_{\text{нг}} \cdot k, \quad (1.29)$$

где  $k$  – количество параллельно работающих генераторов на электростанции, шт;

$P_{\text{нг}}$  – номинальная активная мощность генератора, установленного на станции, МВт.

Величина  $D$  – коэффициент демпфирования колебаний, превращает незатухающие колебания, возникающие при возмущении в системе, в затухающие. В расчётах, коэффициент демпфирования колебаний следует принимать из диапазона  $D = (2 \div 18)$  о. е.

Величину постоянной механической инерции  $M_j$ , МВт·с, генератора вместе с турбиной для генераторов электростанции можно определить по формуле:

$$M_j = k \cdot T_j \cdot P_{\text{нг}}, \quad (1.30)$$

где  $T_j$  – постоянная механической инерции генератора, численно равна промежутку времени, необходимому для изменения скорости электрической машины от нуля до синхронной при постоянном вращающемся моменте, равным номинальному, с.

## 1.5 Порядок выполнения работы

1. Выполнить подготовительную работу (раздел 1.4).
2. Включить ЭВМ.
3. Запустить программу файлом "Mustang.exe".
4. Ввести исходные данные о схеме исследуемой сети для расчета установившегося режима. Для этого в программе выбрать в меню УР пункт Исходные данные. Результаты.

5. Сохранить исходные данные в файле. В качестве имени файла записать фамилию и группу обучающегося;

6. Выполнить расчет установившегося режима электрической сети. Для этого в программе выбрать в меню УР пункт Расчет.

Проанализировать полученные результаты. Если в ходе анализа оказалось, что напряжения в узлах вышли из диапазона допустимых значений, то необходимо их ввести в допустимую область по напряжению путем изменения:

- напряжения в балансирующем узле в пределах от 115 до 121 кВ;
- напряжения на шинах электростанции в пределах от  $U_{ном}$  до  $1,05 \cdot U_{ном}$ ;
- коэффициентов трансформации трансформаторов. При этом необходимо учитывать расположение устройств регулирования (в нейтрали обмотки высшего напряжения или на линейном конце обмотки среднего напряжения), а так же такие характеристики как число ступеней и шаг регулирования напряжения.

Допустимая область значений по напряжению составляет:

- для узлов в электрической сети напряжением 330 кВ от 330 до 363 кВ;
- для узлов с нагрузкой в электрической сети напряжением 110 кВ от 115 до 121 кВ;
- для узлов с нагрузкой в электрической сети напряжением 10 кВ от 10,5 до 11 кВ.

7. Ввести исходные данные для расчета динамической устойчивости системы в случае возникновения трёхфазного короткого замыкания.

Ввести данные о генераторах энергосистем в именованных единицах из подготовленной таблицы 1.13. Для этого в программе выбрать в меню Дин.данные пункт Генераторы. Сохранить данные по генераторам в соответствующем файле.

Ввести параметры автоматики. Для этого в программе выбрать в меню Дин.данные пункт Автоматика. Требуется задать трехфазное КЗ в узле в соответствии с данными таблицы 1.8. КЗ моделируется включением в этом узле шунта, сопротивление которого равно  $X_{ш} = 0,001$  Ом. Принять, что КЗ возникает через 0,2 с от начального момента времени. Для устранения КЗ спустя 0,15 с с момента его возникновения требуется отключить линию электропередачи, на которой произошло КЗ, а также изменить сопротивление шунта  $X_{ш} = -0,001$  Ом. Сохранить данные по автоматике в соответствующем файле.

Задать список контролируемых параметров. Для этого в программе выбрать в меню Дин.данные пункт Кон.параметры. В качестве контролируемых



параметров принять относительный угол роторов между генераторами электростанции Ст и генераторами системы ЭС, выдаваемые электростанцией активную  $P_r$  и реактивную  $Q_r$  мощности, а также напряжение  $U$  в узле 6. Сохранить список контролируемых параметров в соответствующем файле.

В меню Дин.-данные в пункте Управляющая:

- общее время протекания переходного процесса принять равным 10 с;

- шаг печати и шаг интегрирования принять 0,01 с.

8. Произвести расчет динамической устойчивости электроэнергетической системы и проанализировать его результаты. Построить графики изменения контролируемых параметров от времени переходного процесса.

9. Выполнить расчет установившегося режима электрической сети после отключения линии электропередачи. Отключение линии производится в окне исходных данных по ветвям схемы комбинацией клавиш Ctrl+D.

10. Сделать вывод по результатам расчетов устойчивости. Определить, обеспечивается ли устойчивость системы при времени отключения короткого замыкания равным 0,15 с.

11. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

## **1.6 Содержание отчёта**

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

2. Исходная (принципиальная) схема энергосистемы.

3. Исходные данные по электрооборудованию энергосистемы в соответствии с заданным вариантом.

4. Схема замещения энергосистемы с рассчитанными параметрами.

5. Таблицы 1.11-1.13, подготовленные для расчета режима.

6. Результаты расчета установившегося режима по программе.

7. Результаты расчета динамической устойчивости по программе. Графики изменения контролируемых параметров.

8. Выводы по работе.

## **1.7 Контрольные вопросы**

1. Что понимается под устойчивостью электрической системы?

2. Как представляется синхронный генератор при расчёте статической устойчивости?

3. Как моделируются линии электропередачи при расчётах устойчивости?

4. Как моделируются трансформаторы (автотрансформаторы) при расчётах устойчивости?

5. Как моделируются нагрузочные узлы и система бесконечной мощности в программе "Mustang"?

6. Какие режимные параметры определяются в результате расчета установившегося режима?

7. Как моделируется синхронный генератор в программе "Mustang" при расчётах динамической устойчивости энергосистем?

8. Каким образом моделируются режимы КЗ в схемах замещения при расчете динамической устойчивости?

9. Как изменяются режимные параметры при возникновении КЗ?

10. Как изменились режимные параметры и потери активной и реактивной мощности в послеаварийном установившемся режиме по сравнению с исходным режимом.

### 1.8 Контрольный пример подготовки исходных данных

В качестве примера рассмотрим вариант № 26.

В соответствии с вариантом задания сформируем исходные данные для энергосистемы в виде таблиц 1.14 – 1.17.

Таблица 1.14

Параметры генераторов электростанции и системы

Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина показателя	
			Ст	ЭС
Номинальная мощность	$P_{нг}$	МВт	100	6000
Номинальный коэффициент мощности	$\cos\varphi_{нг}$	–	0,8	0,8
Номинальное напряжение	$U_{нг}$	кВ	10,5	110
Синхронное сопротивление	$X_d$	%	192	–
Переходное сопротивление	$X'_d$	%	27,8	26
Постоянная инерции	$T_j$	с	7,8	–
Количество генераторов	$k$	шт.	4	–

Таблица 1.15

Параметры нагрузок

Тип нагрузки	Обозначение	Единицы измерения	Величина нагрузки			
			$S_2$	$S_4$	$S_5$	$S_7$
Активная	$P_n$	МВт	80	160	10	80
Реактивная	$Q_n$	Мвар	60	120	6	60

Таблица 1.16

Параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина показателя		
			T1	T2	T3
1	2	3	4	5	6
Номинальная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	200	125	125
Номинальное напряжение:	$U_{ном}$	кВ			
ВН			347	330	330
СН			–	115	115
НН			10,5	–	10,5
Напряжение короткого замыкания:	$\Delta U_k$	%			
В – С			–	10	10
В – Н			11	35	35
С – Н			–	24	24

Окончание таблицы 1.16

1	2	3	4	5	6
Потери мощности короткого замыкания:	$\Delta P_k$	кВт			
В – С			-	345	345
В – Н			560	-	-
С – Н			-	-	-
Потери мощности холостого хода	$\Delta P_x$	кВт	220	100	100
Ток холостого хода	$I_x$	%	0,45	0,45	0,45
Количество	$m$	шт.	3	2	3

Таблица 1.17

Параметры линий электропередачи

Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина показателя		
			Л1	Л2	Л3
Марка провода	-	-	2×АС-240/32	2×АС-300/39	2×АС-400/51
Длина	$l$	км	230	100	110
Удельное активное сопротивление	$r_0$	Ом/км	0,06	0,048	0,0375
Удельное реактивное сопротивление	$x_0$	Ом/км	0,331	0,328	0,323
Удельная активная проводимость	$g_0$	мкСм/км	0,0345	0,0271	0,0202
Удельная реактивная проводимость	$b_0$	мкСм/км	3,38	3,41	3,46
Длительно допустимый ток	$I_{доп}$	кА	1,21	1,42	1,65

Определим параметры схем замещения всех элементов энергосистемы.

1. Параметры генераторов электростанции и приемной системы определим по выражениям (1.27), (1.28) и (1.30).

Станция:

$$X_{дСт} = \frac{X'_{д\%} \cdot U_{нг}^2 \cdot \cos \varphi_{нг}}{100 \cdot P_{нг} \cdot k} = \frac{192 \cdot 10,5^2 \cdot 0,8}{100 \cdot 100 \cdot 4} = 0,423 \text{ Ом};$$

$$X'_{дСт} = \frac{X'_{д\%} \cdot U_{нг}^2 \cdot \cos \varphi_{нг}}{100 \cdot P_{нг} \cdot k} = \frac{27,8 \cdot 10,5^2 \cdot 0,8}{100 \cdot 100 \cdot 4} = 0,061 \text{ Ом};$$

$$M_j = k \cdot T_j \cdot P_{нг} = 4 \cdot 7,8 \cdot 100 = 3120 \text{ МВт} \cdot \text{с.}$$

Электроэнергетическая система:

$$X'_{дЭС} = \frac{X'_{д\%} \cdot U_c^2 \cdot \cos \varphi_c}{100 \cdot P_{нс}} = \frac{26 \cdot 110^2 \cdot 0,8}{100 \cdot 6000} = 0,419 \text{ Ом.}$$

2. Параметры схемы замещения трансформатора Т1 определим по выражениям (1.5) – (1.9), а параметры схемы замещения автотрансформатора Т2 и трехобмоточного трансформатора Т3 найдём по формулам (1.7) – (1.26).

Трансформатор Т1:

$$R_{Т1} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{m \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{560 \cdot 347^2}{3 \cdot 200^2} \cdot 10^{-3} = 0,562 \text{ Ом},$$

$$X_{Т1} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 347^2}{100 \cdot 3 \cdot 200} = 22,07 \text{ Ом},$$

$$G_{T1} = \frac{m \cdot \Delta P_x}{U_{BH}^2} = \frac{3 \cdot 220}{347^2} \cdot 10^{-3} = 5,48 \cdot 10^{-6} = 5,48 \text{ мкСм},$$

$$B_{T1} = \frac{m \cdot I_{x\%} \cdot S_{НОМ}}{100 \cdot U_{BH}^2} = \frac{3 \cdot 0,45 \cdot 200}{100 \cdot 347^2} = 22,42 \cdot 10^{-6} = 22,42 \text{ мкСм},$$

$$K_{T1} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{347}{10,5} = 33,05.$$

Автотрансформатор Т2:

$$R_{T2.В} = R_{T2.С} = \frac{\Delta P_{к.В-С} \cdot U_{BH}^2}{2 \cdot m \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{345 \cdot 330^2}{2 \cdot 2 \cdot 125^2} \cdot 10^{-3} = 0,601 \text{ Ом},$$

$$R_{T2.Н} = R_{T2.В} \cdot \frac{S_{НОМ}}{S_{Н.НОМ}} = 0,601 \cdot \frac{125}{0,5 \cdot 125} = 1,202 \text{ Ом},$$

$$U_{K2.В} = 0,5 \cdot (U_{к.В-С} + U_{к.В-Н} - U_{к.С-Н}) = 0,5 \cdot (10 + 35 - 24) = 10,5 \%,$$

$$U_{K2.С} = 0,5 \cdot (U_{к.В-С} + U_{к.С-Н} - U_{к.В-Н}) = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5 \%,$$

$$U_{K2.Н} = 0,5 \cdot (U_{к.В-Н} + U_{к.С-Н} - U_{к.В-С}) = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%,$$

$$X_{T2.В} = \frac{U_{K2.В\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 2 \cdot 125} = 45,74 \text{ Ом},$$

$$X_{T2.С} = \frac{U_{K2.С\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}} = \frac{-0,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 2 \cdot 125} = -2,18 \text{ Ом}.$$

Учитывая то, что численное значение сопротивления не может быть отрицательным, то принимаем величину  $X_{T2.С} = 0 \text{ Ом}$ .

$$X_{T2.Н} = \frac{U_{K2.Н\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot m \cdot S_{НОМ}} = \frac{24,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 2 \cdot 125} = 106,72 \text{ Ом},$$

$$G_{T2} = \frac{m \cdot \Delta P_x}{U_{BH}^2} = \frac{2 \cdot 100}{330^2} \cdot 10^{-3} = 1,836 \cdot 10^{-6} = 1,836 \text{ мкСм},$$

$$B_{T2} = \frac{m \cdot I_{x\%} \cdot S_{НОМ}}{100 \cdot U_{BH}^2} = \frac{2 \cdot 0,45 \cdot 125}{100 \cdot 330^2} = 10,33 \cdot 10^{-6} = 10,33 \text{ мкСм},$$

$$K_{T2.В-С} = \frac{U_{BH}}{U_{СН}} = \frac{330}{115} = 2,87.$$

Так как нагрузка на стороне низкого напряжения автотрансформатора Т2 не задана, то его можно представить схемой замещения двухобмоточного трансформатора с параметрами:

$$R_{T2} = R_{T2.В} + R_{T2.С} = 0,601 + 0,601 = 1,202 \text{ Ом},$$

$$X_{T2} = X_{T2.В} + X_{T2.С} = 45,74 + 0 = 45,74 \text{ Ом},$$

$$G_{T2} = 1,836 \cdot 10^{-6} = 1,836 \text{ мкСм},$$

$$B_{T2} = 10,33 \cdot 10^{-6} = 10,33 \text{ мкСм},$$

$$K_{T2.В-С} = \frac{U_{BH}}{U_{СН}} = \frac{330}{115} = 2,87.$$

Трехобмоточный трансформатор Т3:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot m} = \frac{345 \cdot 330^2}{125^2 \cdot 3} \cdot 10^{-3} = 0,802 \text{ Ом},$$

$$R_{T3.В} = R_{T3.С} = R_{T3.Н} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}} = 0,5 \cdot 0,802 = 0,401 \text{ Ом},$$

$$U_{\text{кз.в}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.в-с}} + U_{\text{к.в-н}} - U_{\text{к.с-н}}) = 0,5 \cdot (10 + 35 - 24) = 10,5 \%,$$

$$U_{\text{кз.с}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.в-с}} + U_{\text{к.с-н}} - U_{\text{к.в-н}}) = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5 \%,$$

$$U_{\text{кз.н}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.в-н}} + U_{\text{к.с-н}} - U_{\text{к.в-с}}) = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%,$$

$$X_{\text{тз.в}} = \frac{U_{\text{кз.в}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot m \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 3 \cdot 125} = 30,49 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{тз.с}} = \frac{U_{\text{кз.с}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot m \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{-0,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 3 \cdot 125} = -1,45 \text{ Ом}.$$

Учитывая то, что численное значение сопротивления не может быть отрицательным, то принимаем величину  $X_{\text{тз.с}} = 0 \text{ Ом}$ .

$$X_{\text{тз.н}} = \frac{U_{\text{кз.н}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot m \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{24,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 3 \cdot 125} = 71,15 \text{ Ом},$$

$$G_{\text{тз}} = \frac{m \cdot \Delta P_x}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{3 \cdot 100}{330^2} \cdot 10^{-3} = 2,755 \cdot 10^{-6} = 2,755 \text{ мкСм},$$

$$B_{\text{тз}} = \frac{m \cdot I_x\% \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{ВН}}^2} = \frac{3 \cdot 0,45 \cdot 125}{100 \cdot 330^2} = 15,496 \cdot 10^{-6} = 15,496 \text{ мкСм},$$

$$K_{\text{тз.в-с}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = \frac{330}{115} = 2,87,$$

$$K_{\text{тз.в-н}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{330}{10,5} = 31,43.$$

Параметры схем замещения линий электропередачи определим по выражениям (1.1) – (1.4).

Линия электропередачи Л1:

$$R_{\text{л1}} = r_0 \cdot l = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л1}} = x_0 \cdot l = 0,331 \cdot 230 = 76,13 \text{ Ом},$$

$$G_{\text{л1}} = g_0 \cdot l = 0,0345 \cdot 230 = 7,935 \text{ мкСм},$$

$$B_{\text{л1}} = b_0 \cdot l = 3,38 \cdot 230 = 777,4 \text{ мкСм}.$$

Линия электропередачи Л2:

$$R_{\text{л2}} = r_0 \cdot l = 0,048 \cdot 100 = 4,8 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л2}} = x_0 \cdot l = 0,328 \cdot 100 = 32,8 \text{ Ом},$$

$$G_{\text{л2}} = g_0 \cdot l = 0,0271 \cdot 100 = 2,71 \text{ мкСм},$$

$$B_{\text{л2}} = b_0 \cdot l = 3,41 \cdot 100 = 341 \text{ мкСм}.$$

Линия электропередачи Л3:

$$R_{\text{л3}} = r_0 \cdot l = 0,0375 \cdot 110 = 4,125 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л3}} = x_0 \cdot l = 0,323 \cdot 110 = 35,53 \text{ Ом},$$

$$G_{\text{л3}} = g_0 \cdot l = 0,0202 \cdot 110 = 2,22 \text{ мкСм},$$

$$B_{\text{л3}} = b_0 \cdot l = 3,46 \cdot 110 = 380,6 \text{ мкСм}.$$

Подготовим таблицы 1.18, 1.19 и 1.20 с результатами расчета параметров электроэнергетической системы. Для задания трансформатора ТЗ вводим дополнительный узел номер 30.

Таблица 1.18

## Результаты расчета параметров узлов схемы

№ узла	$U_{\text{норм}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар	$P_{\text{г}}$ , МВт
1	121	110	–	–	–
2	330	330	80	60	–
3	330	330	–	–	–
30	330	330	–	–	–
4	110	110	160	120	–
5	10	10	10	6	–
6	330	330	–	–	–
7	10	10	80	60	400

Таблица 1.19

## Результаты расчета параметров ветвей схемы

$N_{\text{н}}$	$N_{\text{к}}$	Название	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$G$ , мкСм	$B$ , мкСм	$K_{\text{T}}$
6	7	T1	0,562	22,07	5,48	22,42	33,05
2	1	T2	1,202	45,74	1,836	10,33	2,87
3	30	T3	0,401	30,49	2,755	15,496	1
30	4	T3	0,401	0	–	–	2,87
30	5	T3	0,401	71,15	–	–	31,43
2	6	Л1	13,8	76,13	7,935	777,4	–
3	6	Л2	4,8	32,8	2,71	341	–
2	3	Л3	4,125	35,53	2,22	380,6	–

Таблица 1.20

## Данные о генерирующих узлах схемы

№ генерирующего узла	$U_{\text{нг}}$ , кВ	$P_{\text{ст}}$ , МВт	$\cos\varphi_{\text{нг}}$	$D$	$M_j$ , МВт·с	$X'_{d}$ , Ом
1	110	–	–	–	–	0,419
7	10,5	400	0,8	10	3120	0,061

### 1.9 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ

Подготовив все параметры электроэнергетической системы, переходим к расчету режима с применением программы “Mustang”.

Исходные данные на ЭВМ показаны на рисунках 1.8 и 1.9.

После ввода всех данных переходим к расчету установившегося режима сети. Результаты расчета представлены на рисунках 1.10 и 1.11.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	1010	10,50			80,00	60,00	10,50		10,50	400,00		-1000	1000

Рисунок 1.8 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХ	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Np	Название	R	X	G	B	Kт
6	7	T1		0,562	22,070	5,480	22,420	33,050
2	1	T2		1,202	45,740	1,836	10,330	2,870
3	30	T3		0,401	30,490	2,755	15,496	1,000
30	4	T3		0,401	0,000			2,870
30	5	T3		0,401	71,150			31,430
2	6	Л1		13,800	76,130	7,935	-777,4	
3	6	Л2		4,800	32,800	2,710	-341,0	
2	3	Л3		4,125	35,530	2,220	-380,6	

Рисунок 1.9 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Unorm	Nсхн	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-63,0	47,8			-1000	1000
2	11	341,38	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	336,90	2,2			330,00		330,00						
30	11	324,39	-0,5			330,00		330,00						
4	11	112,96	-0,5	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,28	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	345,61	5,4			330,00		330,00						
7	1010	10,50	8,8	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	84,8			-1000	1000

Рисунок 1.10 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорр/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
6	7	T1		345,6	-318,9	-3,3	0,53	10,5	320,0	24,8	17,65	0,48	18,83	1,14	21,52	0,66	2,69	33,050
2	1	T2		341,4	63,3	-44,3	0,13	121,0	-63,0	47,8	0,38	0,06	2,36	0,28	3,58	0,22	1,22	2,870
3	30	T3		336,9	170,6	140,9	0,38	324,4	-170,2	-126,1	0,38	0,17	13,07	0,47	14,76	0,30	1,69	1,000
30	4	T3		324,4	160,2	120,0	0,36	113,0	-160,0	-120,0	1,02	0,15	0,00	0,15	0,00			2,870
30	5	T3		324,4	10,0	6,1	0,02	10,3	-10,0	-6,0	0,66	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6	Л1		341,4	-106,5	-41,2	0,19	345,6	108,8	-43,1	0,20	1,36	7,48	2,29	-84,25	0,94	-91,73	
3	6	Л2		336,9	-207,8	-72,8	0,38	345,6	210,1	46,4	0,36	1,95	13,33	2,27	-26,39	0,32	-39,72	
2	3	Л3		341,4	-36,8	25,4	0,08	336,9	37,2	-68,1	0,13	0,13	1,11	0,38	-42,67	0,26	-43,78	

Рисунок 1.11 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Напряжения в узлах электрической сети номинального напряжения 330 кВ не превышают 363 кВ - наибольшего рабочего напряжения оборудования, допустимого для соответствующего класса изоляции. Напряжения на шинах среднего и низкого напряжения трехобмоточного трансформатора несколько ниже желаемого уровня, который составляет соответственно 115-121 кВ и 10,5-11 кВ. Увеличим напряжение на шинах генератора до 11 кВ. Результаты расчета установившегося режима представлены на рисунках 1.12 и 1.13.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Unorm	Nсхн	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-63,0	-14,0			-1000	1000
2	11	349,51	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	348,33	2,0			330,00		330,00						
30	11	336,28	-0,5			330,00		330,00						
4	11	117,11	-0,5	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,66	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	359,27	4,9			330,00		330,00						
7	1010	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	132,4			-1000	1000

Рисунок 1.12 – Результаты расчета установившегося режима по узлам после изменения напряжения на шинах генератора

Исходные данные		Результаты										Кусты узлов																
Узлы		Ветви		Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры				Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие				Небалансы		ВПТ		МППТ п/ст		МППТ		
Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобш	dQобш	Pкор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт										
6	7	T1		359,3	-318,8	-51,6	0,52	11,0	320,0	72,4	17,22	0,46	17,90	1,17	20,83			0,72	2,93	33,050								
2	1	T2		349,5	63,2	16,8	0,11	121,0	-63,0	-14,0	0,31	0,04	1,59	0,26	2,84			0,22	1,25	2,870								
3	30	T3		348,3	170,6	140,1	0,37	336,3	-170,1	-126,1	0,36	0,16	12,17	0,48	13,98			0,32	1,82	1,000								
30	4	T3		336,3	160,1	120,0	0,34	117,1	-160,0	-120,0	0,99	0,14	0,00	0,14	0,00					2,870								
30	5	T3		336,3	10,0	6,1	0,02	10,7	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09					31,430								
2	6	Л1		349,5	-106,7	-69,6	0,21	359,3	109,0	-20,6	0,18	1,35	7,47	2,35	-90,19			1,00	-97,65									
3	6	Л2		348,3	-207,5	-101,4	0,38	359,3	209,8	72,1	0,36	1,96	13,42	2,30	-29,28			0,34	-42,70									
2	3	Л3		349,5	-36,5	-7,2	0,06	348,3	36,9	-38,7	0,09	0,05	0,47	0,32	-45,87			0,27	-46,34									

Рисунок 1.13 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям после изменения напряжения на шинах генератора

После расчета установившегося режима, переходим к расчету динамической устойчивости системы в случае возникновения трехфазного короткого замыкания в точке  $K_1$  (узел 6).

Для расчета динамической устойчивости системы требуется ввести параметры генераторов, автоматики и контролируемые параметры в программу (рисунки 1.14-1.16).

КЗ моделируется в момент времени  $t=0,2$  с включением в узле 6 шунта, сопротивление которого равно  $X_{ш} = 0,001$  Ом. Для устранения КЗ через 0,15 с с момента его возникновения линия электропередачи, на которой произошло КЗ, отключается и изменяется сопротивление шунта  $X_{ш} = -0,001$  Ом.

Ω	О.Е.	Добавить / Изменить		Шрифт	Согласовать с УР		Справка								
Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД		Форсировка							
Название	N	Блок	Угном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0	T''d0	T''q0
	1		110,00					0,419							
	7		10,50	400	0,800	10,00	3120,00	0,061							

Рисунок 1.14 – Параметры генераторов

Стандартные		АДАР		Программируемые							
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Np	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
		T2	Действие	Ni	Nj	Np	Парам1	Парам2	Парам3		
			Время				0,200				
			Шунт	6				0,001			
		0,150	Отключить связь	2	6						
		0,150	Шунт	6				-0,001			

Рисунок 1.15 – Параметры автоматики

Имя		Изменить		Очистка	Пояснение	+	Сохранить все	Шрифт	Справка	✓	Названия	Выбрать из УР							
Узлы		Ветви		Генераторы		ВПТ		Текущие параметры											
Название	N	Код	Устар	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Уном	Nсх	Унц	Параметр	Ni	Nj	Np	Название	Название	Название	Zk1	Zk2
1	1100	121,00		121,00				110,00			Pг	7							
2	11	330,00		349,51	1,4	80,00	60,00	330,00			Qг	7							
3	11	330,00		348,33	2,0			330,00			Отн угол рот	7	1						
4	11	110,00		117,11	-0,5	160,00	120,00	110,00			U	6							
5	11	10,00		10,66	-0,9	10,00	6,00	10,00											
6	11	330,00		359,27	4,9			330,00											
7	1010	11,00		11,00	8,0	80,00	60,00	10,50											
30	11	330,00		336,28	-0,5			330,00											

Рисунок 1.16 – Контролируемые параметры

Теперь производим расчет динамической устойчивости системы. Для этого в меню Дин.-результаты выбираем команду Расчёт. После завершения расчёта переходного процесса появляется новое окно (рисунок 1.17), в котором выбираем закладку Текущие параметры. В данной закладке нажатием правой клавиши вызываем меню, в котором выбираем команду Графики (рисунок 1.18). Результаты можно скопировать в буфер обмена с помощью ко-



манд Инверсия выделения строк и Скопировать выделенные строки в ClipBoard, а затем вставить из буфера обмена, например, в Microsoft Excel.

Протокол	Действия	Текущие параметры								
Программа динамики к расчету готова										
Старт программы расчета переходного процесса										
Трас	Тпеч	h	Тбл.1	Тбл.2	Укр	Tf	Клов	F0	Кдемп	Кблок
40.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.70	0.10	1	50.00	1	0
0,200 Изменен шунт в узле - 6 [ ]										
0,350 Отключена связь 2-6-0 [ ]-[ ]-[Л1 ]										
0,350 Изменен шунт в узле - 6 [ ]										
Расчет переходного процесса завершен										

Рисунок 1.17 – Протокол расчета переходного процесса

Протокол	Действия	Текущие параметры		
Время	Rg	Qg	Отн угол рот	U
	7	7	7	6
		400,00		
	0,01	400,00		
	0,02	400,00		
	0,03	400,00		
	0,04	400,00		
	0,05	400,00		
	0,06	400,00		
	0,07	400,00		
	0,08	400,00		
	0,09	400,00		
	0,10	400,00		
	0,11	400,00		
	0,12	400,00		
	0,13	400,00		
	0,14	400,00		
	0,15	400,00		
	0,16	400,00		
	0,17	400,00		
	0,18	400,00		
	0,19	400,00		
	0,20	400,00		
	0,20	16,73		
	0,21	16,73		
	0,22	16,73		
	0,23	16,73		

Рисунок 1.18 – Выбор графического вывода данных

После выбора команды Графики появляется новое окно, в левой части которого расположены выбранные нами контролируемые параметры, а в правой части параметры и их минимальные и максимальные значения (рисунок 1.19).

Для построения графиков:

1) выбираем контролируемый параметр (можно выбрать несколько параметров с помощью клавиши Shift и левой кнопки манипулятора “Мышь”);

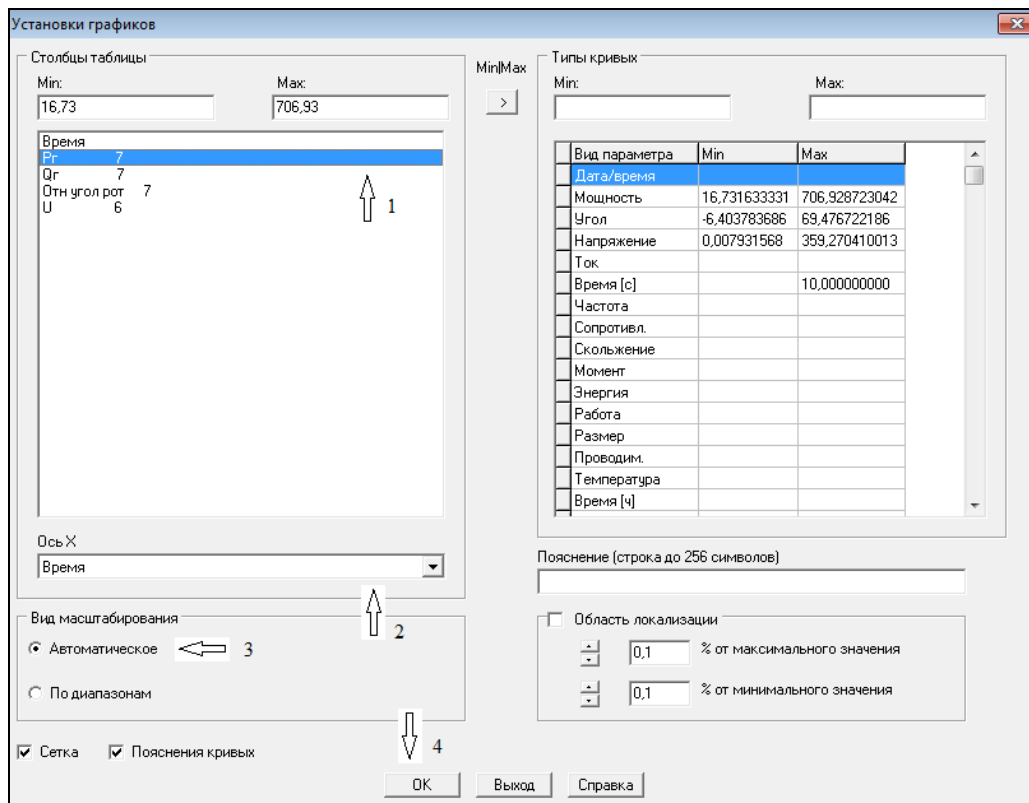


Рисунок 1.19 – Выбор параметров для построения графика

- 2) задаем параметр по оси абсцисс. В данной работе необходимо построить зависимости контролируемых параметров от времени;
  - 3) задаем автоматическое масштабирование;
  - 4) нажимаем клавишу ОК, после чего появляется окно с графиком.
- Результаты представлены на рисунках 1.20 – 1.23.

В окне графиков правой кнопкой манипулятора “Мышь” можно вызвать меню, в котором содержатся команды для изменения толщины и цвета линий, а также сохранения значений в буфер обмена.

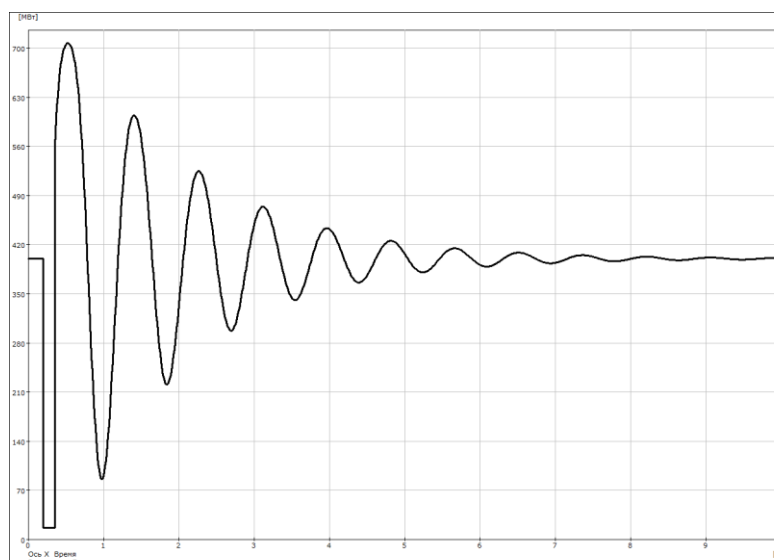


Рисунок 1.20 – Зависимость  $P_r$  в 7-ом узле от времени переходного процесса

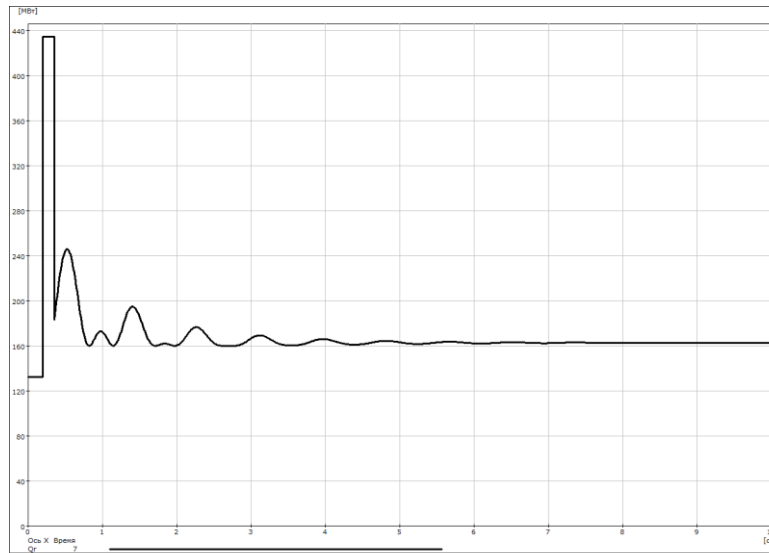


Рисунок 1.21 – Зависимость  $Q_7$  в 7-ом узле от времени переходного процесса

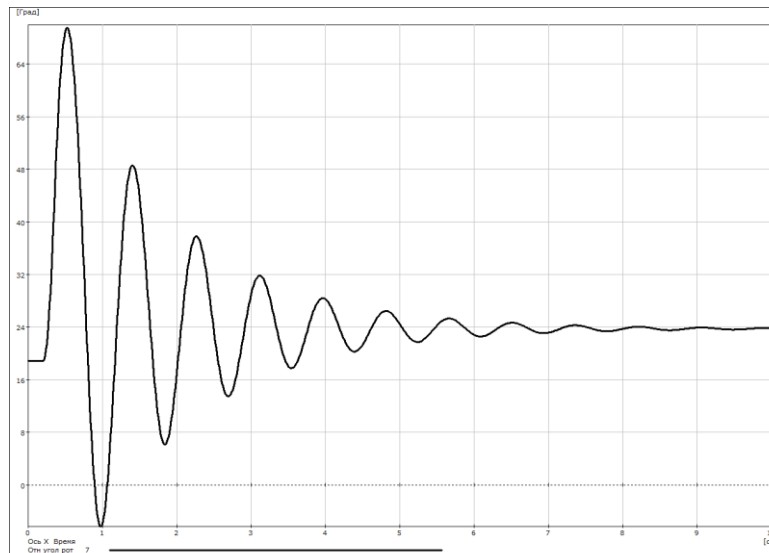


Рисунок 1.22 – Зависимость относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса

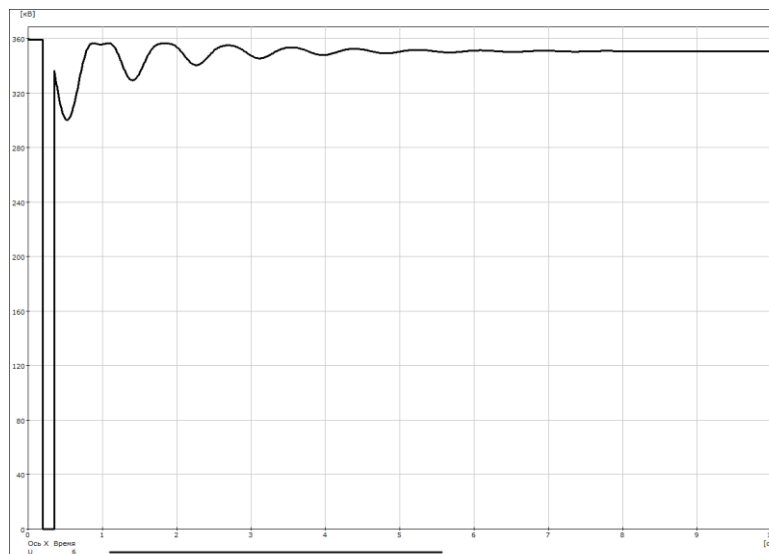


Рисунок 1.23 – Зависимость напряжения в 6-ом узле от времени переходного процесса

Продемонстрируем результат расчета установившегося режима после отключения участка 2-6 на рисунках 1.24 и 1.25.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов												
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax		
1	1100	121,00				110,00		110,00	-62,1	53,0			-1000	1000		
2	11	340,69	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00								
3	11	341,56	3,9			330,00		330,00								
30	11	329,24	1,3			330,00		330,00								
4	11	114,65	1,3	160,00	120,00	110,00		110,00								
5	11	10,43	0,9	10,00	6,00	10,00		10,00								
6	11	356,11	8,6			330,00		330,00								
7	1010	11,00	11,7	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	184,4			-1000	1000		

Рисунок 1.24 – Результаты расчета режима по узлам после отключения участка 2 – 6

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ		
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобш	dQобш	Pкор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Кг
6	7	T1		356,1	-318,8	-101,9	0,54	11,0	320,0	124,4	18,02	0,50	19,58	1,21	22,49	0,71	2,90	33,050
2	1	T2		340,7	62,4	-49,3	0,13	121,0	-62,1	53,0	0,39	0,07	2,51	0,28	3,73	0,22	1,22	2,870
3	30	T3		341,6	170,6	140,5	0,37	329,2	-170,1	-126,1	0,37	0,17	12,69	0,48	14,43	0,31	1,74	1,000
30	4	T3		329,2	160,1	120,0	0,35	114,7	-160,0	-120,0	1,01	0,15	0,00	0,15	0,00			2,870
30	5	T3		329,2	10,0	6,1	0,02	10,4	-10,0	-6,0	0,65	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6	Л1																
3	6	Л2		341,6	-314,0	-113,2	0,56	356,1	318,8	101,9	0,54	4,42	30,20	4,75	-11,31	0,33	-41,51	
2	3	Л3		340,7	-142,4	-10,7	0,24	341,6	143,4	-27,3	0,25	0,73	6,26	0,99	-38,03	0,26	-44,29	

Рисунок 1.25 – Результаты расчета статической устойчивости по ветвям после отключения участка 2 – 6

### Выводы:

1) по результатам расчета нормального установившегося режима, видно, что токи в линиях электропередачи не превышают длительно допустимые значения по нагреву: для Л1  $0,21 < 1,21$  кА, для Л2  $0,38 < 1,42$  кА, для Л3  $0,06 < 1,65$  кА.

Напряжения в узлах электрической сети номинального напряжения 330 кВ не превышают 363 кВ. Напряжения на шинах СН и НН трехобмоточного трансформатора находятся в допустимых пределах.

Нагрузочные потери активной мощности после увеличения напряжения на шинах электрической станции снизились с 4,3 до 4,17 МВт. Но потери холостого хода в трансформаторах и потери на корону в линиях электропередачи увеличились с 2,69 до 2,87 МВт. То есть в результате общие потери активной мощности увеличились с 6,99 до 7,04 МВт.

Нагрузочные потери реактивной мощности снизились с 56,26 до 53,09 Мвар. Потери холостого хода в трансформаторах увеличились с 5,61 до 6 Мвар. Зарядная мощность в линиях электропередачи увеличилась с 175,2 до 186,7 Мвар. Таким образом, в двух режимах генерация реактивной мощности в линиях электропередачи больше суммарных нагрузочных потерь реактивной мощности и потерь холостого хода. При увеличении напряжения разница между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности увеличилась с 113,33 до 127,61 Мвар.

Генераторы электрической станции выдают в энергосистему 400 МВт активной мощности и 132,4 Мвар реактивной мощности.

Балансирующий узел получает из нашей энергосистемы 63,0 МВт активной мощности и 14 Мвар реактивной мощности;

2) по результатам расчета переходного процесса видно, что контролируемые параметры после сильного возмущения в системе резко изменяют свои численные значения. Возникают колебания, которые постепенно затухают. При этом в системе образуется новый установившийся режим, с режимными параметрами, отличающимися от исходных. Это говорит о том, что динамическая устойчивость системы сохраняется при времени действия трехфазного короткого замыкания в точке  $K_1$  равным  $t_{кз} = 0,15$  с;

3) при отключении линии электропередачи Л1 токи в линиях, оставшихся в работе, увеличились, но не превысили длительно допустимых значений по нагреву: для Л2 ток увеличился до 0,56 кА, для Л3 до 0,24 кА. Напряжения в узлах снизились по сравнению с нормальным режимом, но находятся в допустимых пределах.

По сравнению с исходным режимом потери активной мощности увеличились и составили 7,86 МВт. Разница между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности уменьшилась и составила 8,6 Мвар;

Генераторы электрической станции выдают в энергосистему 400 МВт активной мощности и 184,4 Мвар реактивной мощности.

Балансирующий узел получает из нашей энергосистемы 62,1 МВт активной мощности и выдает в нее 53 Мвар реактивной мощности.

## **Лабораторная работа 2**

### **ПОСТРОЕНИЕ УГЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МОЩНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛА ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ ПРИ НАЛИЧИИ АРВ НА ГЕНЕРАТОРАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ**

#### **2.1 Цель работы**

Изучить назначение, принцип действия и физическую сущность работы АРВ разных типов, а также их влияние на параметры режима электрической системы и ее статическую устойчивость; провести качественный и количественный анализ этого влияния.

#### **2.2 Постановка задачи**

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется выполнить следующее:

- 1) изучить назначение и принцип действия автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов;
- 2) построить угловые характеристики мощности электростанции:
  - а) без устройств АРВ на генераторах;
  - б) при условии оснащения генераторов устройствами АРВ пропорционального действия (АРВ ПД);
  - в) при условии оснащения генераторов устройствами АРВ сильного действия (АРВ СД);
- 3) определить пределы передаваемой мощности, запас устойчивости и предельно допустимые мощности при заданных запасах статической устойчивости;
- 4) оценить влияние различных типов АРВ на статическую устойчивость.

#### **2.3 Краткие теоретические сведения**

АРВ предназначены:

- для повышения пропускной способности системы электропередачи;
- для поддержания требуемого уровня напряжения и необходимого распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами в нормальном режиме;
- для повышения устойчивости параллельной работы генераторов при нарушениях нормального режима;
- для обеспечения результирующей устойчивости после нарушения и последующего восстановления синхронной работы генераторов.

АРВ в зависимости от контролируемых режимных параметров и способов воздействия на систему возбуждения генераторов подразделяются на три группы:

- электромеханические (с зоной нечувствительности);
- компаундные (пропорционального действия без зоны нечувствительности);

- электронные (сильного действия без зоны нечувствительности).

Активная мощность простейшей системы передачи без АРВ на генераторах электростанции (рисунок 2.1) определяется зависимостью:

$$P_{Eg} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin\delta, \quad (2.1)$$

где  $E_q$  – ЭДС генератора. Пропорциональна величине тока ротора, а поэтому в машине без АРВ она остается постоянной при любых медленных изменениях режима;

$U$  – напряжение на шинах энергосистемы;

$X_{d\Sigma}$  - реактивное сопротивление системы передачи:

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2}, \quad (2.2)$$

где  $X_d$  – синхронное сопротивление генератора;

$X_{T1}, X_{T2}$  – сопротивления трансформаторов;

$X_L$  – сопротивление линии электропередачи;

$\delta$  – угол между векторами ЭДС генератора и напряжения на шинах энергосистемы.

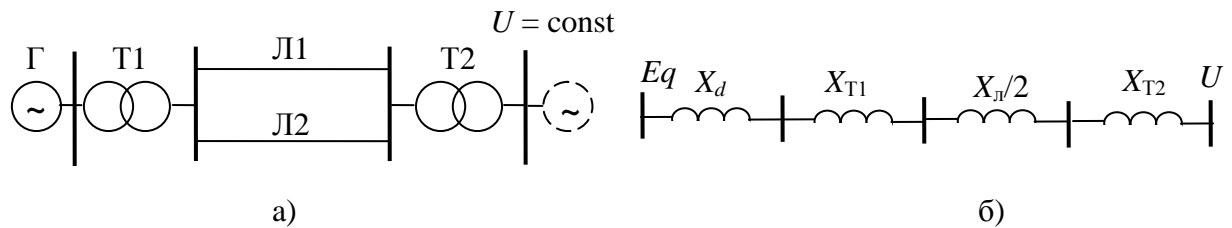


Рисунок 2.1 – Схема простейшей электрической системы  
а – принципиальная схема; б – схема замещения

Выражение (2.1) носит название угловой характеристики мощности системы передачи. Зависимость активной мощности от угла  $\delta$  представлена на рисунке 2.2.

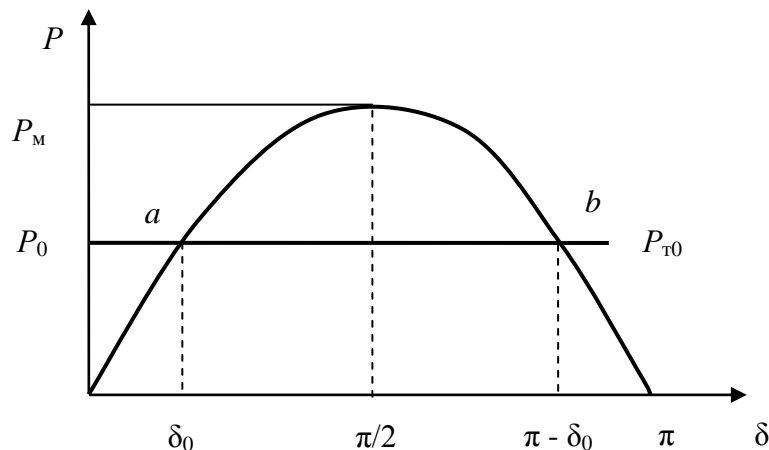


Рисунок 2.2 – Угловая характеристика мощности электрической системы

Максимальная мощность системы передачи  $P_M$  соответствует углу  $\delta = 90^\circ$ . Эта мощность называется пределом системы.

Обычно система работает с мощностью, несколько меньше максимальной, например при  $P_0 \leq P_M$ , чтобы обеспечить необходимый запас статической устойчивости.

Коэффициент запаса статической устойчивости определяется как:

$$K_P = \frac{P_M - P_0}{P_0}, \quad (2.3)$$

где  $P_0$  – действительная передаваемая мощность в систему.

Коэффициент запаса статической устойчивости должен быть больше нормативного значения  $K_{Pн}$ , который принимается:

- в нормальных режимах – 0,2;
- в послеаварийных режимах – 0,08.

Если условие  $K_P \geq K_{Pн}$  выполняется, то система считается статически устойчивой с соответствующим коэффициентом запаса. В противном случае делается заключение о недостаточном коэффициенте запаса, и даются рекомендации по снижению нагрузки электростанции или внедрению других технических мероприятий.

Наибольшая мощность, которая может быть передана в систему при заданном коэффициенте запаса, равна:

$$P_{0нб} = \frac{P_M}{1 + K_{Pн}}. \quad (2.4)$$

Следует отметить, что при более сложной связи электростанции с энергосистемой, учёте всех параметров схемы замещения элементов (активных сопротивлений, активных и реактивных проводимостей) и нагрузки, а так же при наличии нескольких генерирующих источников, выражение (2.1) статическая характеристика мощности имеет более сложную зависимость:

$$P_i = E_i^2 \cdot y_{ii} \cdot \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i \cdot E_j \cdot y_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}), \quad (2.5)$$

где  $E_i$  и  $E_j$  – ЭДС генераторов;

$n$  – количество генераторов;

$y_{ii}$  и  $\alpha_{ii}$  – модуль и вспомогательный угол собственной проводимости  $i$ -го генератора;

$y_{ij}$  и  $\alpha_{ij}$  – модуль и вспомогательный угол взаимной проводимости  $i$ -го и  $j$ -го генераторов;

$\delta_{ij}$  – угол между векторами ЭДС  $i$ -го и  $j$ -го генераторов.

Угловая характеристика мощности при этом смещается. Сдвиг характеристики зависит от схемы электрической сети, соотношения параметров схемы замещения, значений ЭДС генераторов и нагрузок. Характеристика может сдвигаться как вниз, так и вверх, как влево, так и вправо. Соответственно и максимум характеристики может уменьшиться или увеличиться, и иметь место при угле  $\delta$  отличном от  $90^\circ$ .



Увеличить передаваемую мощность и запас статической устойчивости, как это следует из формулы (2.1), можно за счет повышения ЭДС генератора и снижения сопротивления системы передачи.

Эту функцию выполняет автоматический регулятор возбуждения, который по мере увеличения нагрузки увеличивает ток возбуждения генератора, за счёт чего повышается его ЭДС.

АРВ с зоной нечувствительности – это регулятор электромеханического типа. Из-за наличия трения во всех подвижных частях регулятора, а также зоны нечувствительности измерительных и передаточных звеньев, для приведения регулятора в действие необходимо послать на вход его измерительных органов сигнал вполне определенной величины, например,  $\Delta U$ . Абсолютная величина входного сигнала, при котором регулятор возбуждения начинает работать, определяет его зону нечувствительности. Поэтому, как следствие, АРВ с зоной нечувствительности изменяет ЭДС генератора с некоторым опозданием.

АРВ ПД и СД – это безынерционные регуляторы электромагнитного и электронного типа.

АРВ ПД изменяют ЭДС пропорционально входному сигналу:

$$E_q = E_{q0} + k_y \cdot (U_{r1} - U_{r2}), \quad (2.6)$$

где  $E_{q0}$  – значение ЭДС генератора до изменения нагрузки;

$U_{r1}$  – значение напряжения на зажимах генератора до изменения нагрузки;

$U_{r2}$  – значение напряжения на зажимах генератора после изменения нагрузки;

$k_y$  – коэффициент усиления регулятора.

С помощью АРВ ПД можно поддерживать переходную ЭДС генератора в заданных пределах.

В АРВ СД в качестве входного сигнала используется как само отклонение параметра, так и его первая и вторая производные. Регулирование ЭДС генератора в этом случае производится по скорости и ускорению входного сигнала. С помощью АРВ СД за счёт соответствующего выбора коэффициента усиления можно поддерживать постоянным напряжение на шинах генератора.

При выполнении расчетов статической устойчивости синхронный генератор в схемах замещения представляется по-разному, в зависимости от типа автоматического регулятора возбуждения АРВ (рисунок 2.3):

- генератор без АРВ представляется постоянной ЭДС  $E_q = \text{const}$ , приложенной за синхронным сопротивлением  $X_d$ ;

- генератор с АРВ ПД представляется постоянной переходной ЭДС  $E' = \text{const}$ , приложенной за переходным сопротивлением  $X'_d$ ;

- генератор с АРВ СД в схеме замещения сопротивление генератора отсутствует, поскольку при поддержании неизменным напряжения на шинах генератора  $U_r = \text{const}$  в учете этого сопротивления нет необходимости.

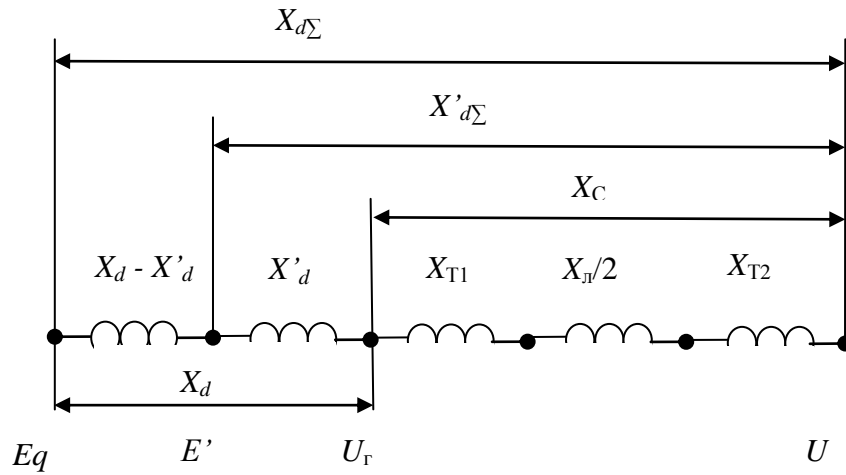


Рисунок 2.3 – Схема замещения электрической системы

Выражения для построения угловых характеристик мощности при наличии АРВ на генераторах можно получить из векторной диаграммы (рисунок 2.4).

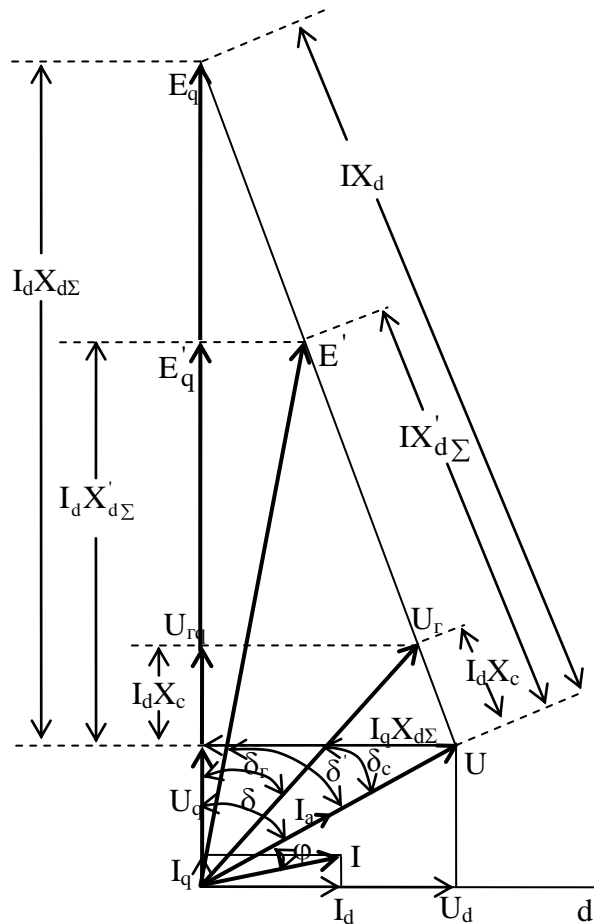


Рисунок 2.4 – Векторная диаграмма электрической системы

Для генераторов с АРВ ПД:

$$P_{E'} = \frac{E' \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin\delta' \quad (2.7)$$

или

$$P_{E'} = \frac{E' \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_{d\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta. \quad (2.8)$$

Для генераторов с АРВ СД:

$$P_{U_r} = \frac{U_r \cdot U}{X_c} \cdot \sin\delta_r \quad (2.9)$$

или

$$P_{U_r} = \frac{U_r \cdot U}{X_c} \cdot \sin\delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d}{X_{d\Sigma} \cdot X_c} \cdot \sin 2\delta. \quad (2.10)$$

Угловые характеристики мощности при различных типах АРВ генераторов показаны на рисунке 2.5.

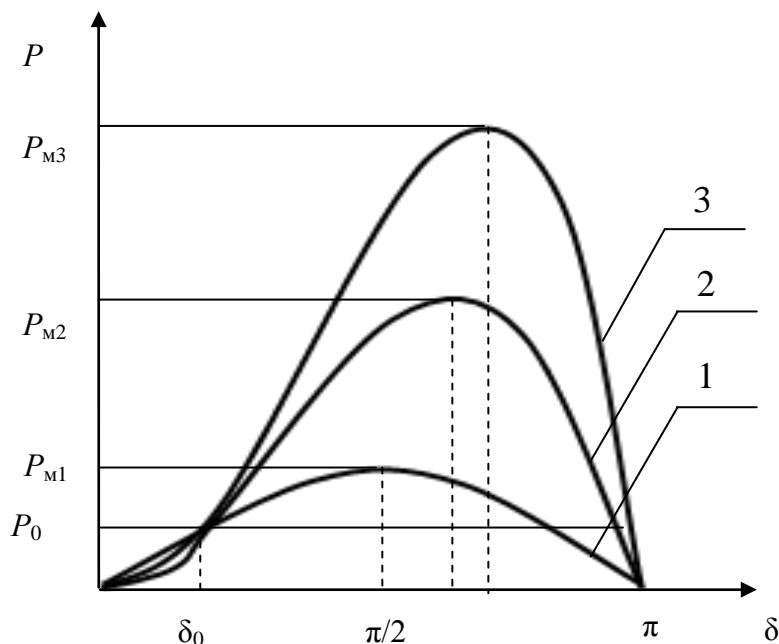


Рисунок 2.5 – Угловые характеристики мощности системы  
1 – с генераторами без АРВ; 2 – с генераторами с АРВ ПД; 3 – с генераторами с АРВ СД

## 2.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файл с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима в лабораторной работе 1. Для этого в программе в меню Файлы выбрать пункт Читать УР.
4. Смоделировать режим без АРВ на генераторах станции. Для этого необходимо:

- внести изменения в узел, который моделирует шины генератора. Изменить код на 11 (нагрузочный узел), удалить активную и реактивную мощности станции и заданный диапазон изменения реактивной мощности;

- ввести в схему новый узел, в котором необходимо задать код 1010 (генераторный узел с фиксированным напряжением), ЭДС  $E_q$ , активную мощность станции, возможный диапазон изменения реактивной мощности;

- ввести в схему новый узел, в котором необходимо задать код 11. На рисунке 2.3 это узел, в котором контролируется значение  $E'$ ;

- ввести в схему две новые ветви с сопротивлениями  $X'_{дСТ}$  и  $X_{дСТ} - X'_{дСТ}$  (рисунок 2.3), значения которых рассчитаны в лабораторной работе 1;

Особенностью расчета является заранее не определенное значение ЭДС генераторов, которое необходимо, чтобы обеспечить требуемые по условиям эксплуатации напряжения на шинах генератора, станции и нагрузок  $U_r = (1,0 \dots 1,1) \cdot U_{ном}$ . Поэтому на первом этапе произвольно, с учетом инженерной интуиции, задается какое-либо фиксированное значение ЭДС и выполняется расчет режима.

Если в результате расчета получили напряжения в узлах, недопустимые по условиям эксплуатации, то расчет режима следует повторить с измененным значением ЭДС. При низких значениях напряжения ЭДС станции необходимо увеличить, при больших напряжениях, наоборот, уменьшить. Эту процедуру продолжить до тех пор, пока напряжения в узлах не окажутся в допустимых диапазонах.

При расчете исходного режима следует учитывать, что итерационный процесс расчета не всегда сходится. Это может быть из-за выбранного слишком малого или слишком большого значения ЭДС или из-за того, что  $P_0 > P_m$ . В последнем случае следует уменьшить исходную величину передаваемой активной мощности.

Значение ЭДС также может быть определено на основании результатов расчета исходного режима. Порядок расчета показан в контрольном примере.

5. Выполнить расчет установившегося режима без АРВ на генераторах станции. Полученный режим следует сохранить в новом файле.

6. Далее необходимо провести серию расчетов режимов при изменении активной мощности станции от 0 до максимально возможного значения при постоянной ЭДС. Мощность станции можно изменять:

- вручную. В этом случае для более точного определения максимальной мощности при приближении к ее значению (о чем свидетельствует значение угла), шаг изменения мощности необходимо уменьшить;

- с помощью команды Утяжеление режима.

7. По результатам расчета режимов построить угловую характеристику мощности, определить предел системы, угол при котором достигается этот предел и коэффициент запаса статической устойчивости.

8. Смоделировать режим с АРВ ПД на генераторах станции. Для этого необходимо:

- загрузить исходный режим без АРВ на генераторах станции;

- удалить генераторную ветвь с сопротивлением  $X_{дСт} - X'_{дСт}$ . Для удаления ветви необходимо навести на нее курсор и нажать сочетание клавиш Ctrl E;

- удалить узел, в котором была зафиксирована ЭДС  $E_q$ ;

- задать в узле с ЭДС  $E'$  код 1010, значение ЭДС, активную мощность станции и возможный диапазон изменения реактивной мощности;

9. Выполнить расчет установившегося режима с АРВ ПД на генераторах станции. Полученный режим следует сохранить в новом файле.

10. Провести серию расчетов режимов при изменении активной мощности станции от 0 до максимально возможного значения при постоянной ЭДС  $E'$ .

11. По результатам расчета режимов построить угловую характеристику мощности, определить предел системы, угол при котором достигается этот предел и коэффициент запаса статической устойчивости.

12. Загрузить исходный режим из лабораторной работы 1. Данный режим моделирует режим с АРВ СД на генераторах станции.

13. Провести серию расчетов режимов при изменении активной мощности станции от 0 до максимально возможного значения при постоянном напряжении  $U_T$ .

14. По результатам расчета режимов построить угловую характеристику мощности, определить предел системы, угол при котором достигается этот предел и коэффициент запаса статической устойчивости.

15. Сравнить полученные результаты и сделать вывод.

16. Подготовить отчет и ответы на контрольные вопросы.

## 2.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

2. Результаты расчета исходных установившихся режимов без АРВ и с АРВ ПД и СД на генераторах станции.

3. Таблицы, необходимые для построения угловых характеристик мощности.

4. Совмещенные угловые характеристики мощности, с отмеченными на них исходным режимом и режимами, соответствующими максимальной мощности.

5. Результаты расчета коэффициента запаса статической устойчивости.

6. Выводы по работе.

## 2.6 Контрольные вопросы

1. Что принято называть угловой характеристикой мощности?

2. Назовите критерий статической устойчивости простейшей электрической системы.

3. Каково назначение АРВ?

4. Какие типы систем возбуждения генераторов вы знаете?

5. Какие существуют типы регуляторов возбуждения генераторов элек-

тростанций и в чем их особенности?

6. Какими параметрами в схеме замещения представляется генератор без АРВ, с АРВ пропорционального действия, с АРВ сильного действия?

7. Как влияет АРВ на предел передаваемой мощности и почему?

8. Как изменяется напряжение на шинах генератора с АРВ ПД при изменении выдаваемой генератором мощности?

## 2.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и построения угловых характеристик мощности

Определяем значения ЭДС для моделирования режимов без АРВ и с АРВ ПД на генераторах станции.

Для исходного режима, рассчитанного в лабораторной работе 1 (рисунок 1.12) известны:

а) напряжение на шинах генератора  $U_r = 11$  кВ;

б) угол между векторами напряжения на шинах системы и напряжения на шинах генератора  $\delta_r = 8^\circ$ ;

в) активная  $P_r = 400$  МВт и реактивная  $Q_r = 132,4$  Мвар мощности генерации;

Сопротивления для моделирования генераторной ветви также были рассчитаны в лабораторной работе 1:

- синхронное сопротивление  $X_{dCT} = 0,423$  Ом;

- переходное сопротивление  $X'_{dCT} = 0,061$  Ом.

Активное сопротивление генератора в расчетах не учитываем  $R_r = 0$  Ом.

Определяем продольную и поперечную составляющие падения напряжения в генераторной ветви:

- при синхронном сопротивлении

$$dU = \frac{P_r \cdot R_r + Q_r \cdot X_{dCT}}{U_r} = \frac{400 \cdot 0 + 132,4 \cdot 0,423}{11} = 5,091,$$

$$\delta U = \frac{P_r \cdot X_{dCT} - Q_r \cdot R_r}{U_r} = \frac{400 \cdot 0,423 - 132,4 \cdot 0}{11} = 15,382;$$

- при переходном сопротивлении

$$dU = \frac{P_r \cdot R_r + Q_r \cdot X'_{dCT}}{U_r} = \frac{400 \cdot 0 + 132,4 \cdot 0,061}{11} = 0,734,$$

$$\delta U = \frac{P_r \cdot X'_{dCT} - Q_r \cdot R_r}{U_r} = \frac{400 \cdot 0,061 - 132,4 \cdot 0}{11} = 2,218.$$

Определяем ЭДС генератора для моделирования режима без АРВ:

$$E = \sqrt{(U_r + dU)^2 + \delta U^2} = \sqrt{(11 + 5,091)^2 + 15,382^2} = 22,26 \text{ кВ.}$$

Определяем ЭДС генератора для моделирования режима с АРВ ПД:

$$E' = \sqrt{(U_r + dU)^2 + \delta U^2} = \sqrt{(11 + 0,734)^2 + 2,218^2} = 11,94 \text{ кВ.}$$

Исходные данные для расчета установившегося режима без АРВ на генераторах показаны на рисунках 2.6 и 2.7. Результаты расчета режима показаны на рисунках 2.8 и 2.9. Режим сошелся. Напряжение на шинах генератора равно 11 кВ. Напряжения в других узлах находятся в допустимых пределах.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Уном	Нсхн	Уном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50				
8	1010	22,26					10,00		10,00	400,0		-5000	5000
9	11	10,00					10,00		10,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				

Рисунок 2.6 – Исходные данные по узлам схемы для режима без АРВ

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
2	1	T2		1,202	45,740	1,8	10,3	2,870
2	3	ЛЗ		4,125	35,530	2,2	-380,6	
2	6	Л1		13,800	76,130	7,9	-777,4	
3	6	Л2		4,800	32,800	2,7	-341,0	
3	30	ТЗ		0,401	30,490	2,8	15,5	1,000
6	7	Т1		0,562	22,070	5,5	22,4	33,050
7	9	Г			0,061			
9	8	Г			0,362			
30	4	ТЗ		0,401	0,000			2,870
30	5	ТЗ		0,401	71,150			31,430

Рисунок 2.7 – Исходные данные по ветвям схемы для режима без АРВ

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Неба							
N	Код	Урасч	dU	Pн	Qн	Уном	Нсхн	Уном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-63,0	-14,0			-1000	1000
2	11	349,51	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	348,33	2,0			330,00		330,00						
4	11	117,10	-0,5	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,66	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	359,27	4,9			330,00		330,00						
7	11	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50						
8	1010	22,26	51,7			10,00		10,00	400,0	753,0			-5000	5000
9	11	11,94	18,7			10,00		10,00						
30	11	336,28	-0,5			330,00		330,00						

Рисунок 2.8 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небаланси	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорр/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
2	1	T2		349,5	63,2	16,8	0,11	121,0	-63,0	-14,0	0,31	0,04	1,59	0,26	2,84	0,22	1,25	2,870
2	3	ЛЗ		349,5	-36,5	-7,2	0,06	348,3	36,9	-38,7	0,09	0,05	0,47	0,32	-45,87	0,27	-46,34	
2	6	Л1		349,5	-106,7	-69,6	0,21	359,3	109,0	-20,6	0,18	1,35	7,47	2,35	-90,19	1,00	-97,65	
3	6	Л2		348,3	-207,5	-101,4	0,38	359,3	209,8	72,1	0,36	1,96	13,42	2,30	-29,28	0,34	-42,69	
3	30	ТЗ		348,3	170,6	140,1	0,37	336,3	-170,1	-126,1	0,36	0,16	12,17	0,48	13,98	0,32	1,82	1,000
6	7	Т1		359,3	-318,8	-51,5	0,52	11,0	320,0	72,4	17,22	0,46	17,90	1,17	20,83	0,72	2,93	33,050
30	4	ТЗ		336,3	160,1	120,0	0,34	117,1	-160,0	-120,0	0,99	0,14	0,00	0,14	0,00			2,870
30	5	ТЗ		336,3	10,0	6,1	0,02	10,7	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
7	9	Г		11,0	-400,0	-132,4	22,11	11,9	400,0	221,9	22,11		89,50		89,50			
9	8	Г		11,9	-400,0	-221,9	22,11	22,3	400,0	753,0	22,11	0,00	531,12	-0,00	531,12			

Рисунок 2.9 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Для построения угловой характеристики изменяем мощность генераторов станции от 0 до тех пор, пока не разоидется режим. Заполняем таблицу 2.1.

Результаты расчета предельного режима представлены на рисунках 2.10 и 2.11.

Таблица 2.1

## Данные для построения угловой характеристики мощности

$P_G$ , МВт	0	100	200	300	350	400	425	444,8
$\delta$ , градусы	-10,8	2,5	16,1	31,4	40,4	51,7	59,8	74,5

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов											
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Unorm	Nсxn	Uном	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax	
1	1100	121,00				110,00		110,00	-105,4	169,3			-1000	1000	
2	11	325,74	2,5	80,00	60,00	330,00		330,00							
3	11	315,36	4,0			330,00		330,00							
4	11	105,10	0,9	160,00	120,00	110,00		110,00							
5	11	9,56	0,4	10,00	6,00	10,00		10,00							
6	11	320,65	8,2			330,00		330,00							
7	11	9,61	12,8	80,00	60,00	10,50		10,50							
8	1010	22,26	74,4			10,00		10,00	444,8	930,8			-5000	5000	
9	11	10,15	28,9			10,00		10,00							
30	11	301,86	0,9			330,00		330,00							

Рисунок 2.10 – Результаты расчета предельного режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ			
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ртрxx	Qг/Qтрxx	Кт
2	1	T2		325,7	106,0	-153,1	0,33	121,0	-105,4	169,3	0,95	0,39	15,01	0,60	16,18	0,21	1,17	2,870
2	3	ЛЗ		325,7	-59,6	82,8	0,18	315,4	60,3	-117,2	0,24	0,55	4,75	0,78	-34,37	0,23	-39,12	
2	6	Л1		325,7	-126,4	10,3	0,22	320,7	129,7	-78,1	0,27	2,44	13,44	3,27	-67,76	0,83	-81,21	
3	6	Л2		315,4	-231,0	-25,5	0,43	320,7	233,8	8,6	0,42	2,58	17,64	2,86	-16,85	0,27	-34,49	
3	30	ТЗ		315,4	170,6	142,7	0,41	301,9	-170,2	-126,1	0,41	0,20	15,09	0,46	16,56	0,26	1,48	1,000
6	7	Т1		320,7	-363,5	69,4	0,67	9,6	364,8	-37,7	22,03	0,75	29,41	1,31	31,69	0,56	2,28	33,050
30	4	ТЗ		301,9	160,2	120,0	0,38	105,1	-160,0	-120,0	1,10	0,18	0,00	0,18	0,00			2,870
30	5	ТЗ		301,9	10,0	6,1	0,02	9,6	-10,0	-6,0	0,70	0,00	0,11	0,00	0,11			31,430
7	9	Г		9,6	-444,8	-22,3	26,76	10,2	444,8	153,3	26,76		131,03		131,03			
9	8	Г		10,2	-444,8	-153,3	26,76	22,3	444,8	930,8	26,76		777,56		777,56			

Рисунок 2.11 – Результаты расчета предельного режима по ветвям

Предел системы  $P_M = 444,8$  МВт достигается при угле  $\delta_M = 74,5^\circ$ .

Коэффициент запаса статической устойчивости меньше нормативного значения 0,2:

$$K_p = \frac{444,8 - 400}{400} = 0,112.$$

Следовательно, система в данном режиме не обладает статической устойчивостью. Наибольшая мощность, которая может быть передана в систему при заданном коэффициенте запаса, равна:

$$P_{\text{онб}} = \frac{444,8}{1 + 0,2} = 370,6 \text{ МВт.}$$

Переходим к режиму с АРВ ПД на генераторах станции. Исходные данные для расчета установившегося режима показаны на рисунках 2.12 и 2.13. Результаты расчета режима показаны на рисунках 2.14 и 2.15.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Unorm	Nсxn	Uном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50				
8	1010	11,94					10,00		10,00	400,0		-5000	5000
30	11	330,00					330,00		330,00				

Рисунок 2.12 – Исходные данные по узлам схемы для режима с АРВ ПД



Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
2	1		T2	1,202	45,740	1,8	10,3	2,870
2	3		ЛЗ	4,125	35,530	2,2	-380,6	
2	6		Л1	13,800	76,130	7,9	-777,4	
3	6		Л2	4,800	32,800	2,7	-341,0	
3	30		T3	0,401	30,490	2,8	15,5	1,000
6	7		T1	0,562	22,070	5,5	22,4	33,050
7	8		Г		0,061			
30	4		T3	0,401	0,000			2,870
30	5		T3	0,401	71,150			31,430

Рисунок 2.13 – Исходные данные по ветвям схемы для режима с АРВ ПД

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	Ином	Нсхн	Ином	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-63,0	-13,8			-1000	1000
2	11	349,49	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	348,30	2,0			330,00		330,00						
4	11	117,09	-0,5	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,66	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	359,23	4,9			330,00		330,00						
7	11	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50						
8	1010	11,94	18,7			10,00		10,00	400,0	221,8			-5000	5000
30	11	336,25	-0,5			330,00		330,00						

Рисунок 2.14 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорр/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
2	1		T2	349,5	63,2	16,7	0,11	121,0	-63,0	-13,8	0,31	0,04	1,59	0,26	2,84	0,22	1,25	2,870
2	3		ЛЗ	349,5	-36,5	-7,1	0,06	348,3	36,9	-38,7	0,09	0,05	0,47	0,32	-45,86	0,27	-46,33	
2	6		Л1	349,5	-106,7	-69,5	0,21	359,2	109,0	-20,6	0,18	1,35	7,46	2,35	-90,17	1,00	-97,64	
3	6		Л2	348,3	-207,5	-101,3	0,38	359,2	209,8	72,0	0,36	1,96	13,42	2,30	-29,27	0,34	-42,69	
3	30		T3	348,3	170,6	140,1	0,37	336,3	-170,1	-126,1	0,36	0,16	12,17	0,48	13,98	0,32	1,82	1,000
6	7		T1	359,2	-318,8	-51,4	0,52	11,0	320,0	72,3	17,22	0,46	17,90	1,17	20,83	0,72	2,93	33,050
7	8		Г	11,0	-400,0	-132,3	22,12	11,9	400,0	221,8	22,12		89,50		89,50			
30	4		T3	336,3	160,1	120,0	0,34	117,1	-160,0	-120,0	0,99	0,14	0,00	0,14	0,00			2,870
30	5		T3	336,3	10,0	6,1	0,02	10,7	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430

Рисунок 2.15 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Режим сошелся. Напряжения находятся в допустимом диапазоне. Напряжение на шинах генератора равно 11 кВ.

Для построения угловой характеристики воспользуемся командой Утяжеление режима. Для этого удаляем мощность генераторов станции (или ставим 0) и выполняем расчет режима. Затем заходим в меню Утяжеление – Исходные данные (рисунок 2.16).

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов	
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки
N	Код	Устарт	Урасч	dU	
1	1100	121,00	121,00		
2	11	330,00	351,59	-7,	
3	11	330,00	350,13	-10,	
4	11	110,00	117,75	-12,6	160,00
5	11	10,00	10,72	-13,0	120,00
6	11	330,00	360,01	-10,4	6,00
7	11	11,00	11,07	-11,2	110,00
8	1010	11,94	11,94	-11,2	10,00
30	11	330,00	338,15	-12,6	330,00

Рисунок 2.16 – Выбор исходных данных для утяжеления режима

Задаем траекторию утяжеления режима (рисунок 2.17):

- 1) выбираем генераторный узел 8;
- 2) из выпадающего меню выбираем  $P_g$  – мощность генерации;
- 3) заносим мощность генерации в узле 8 в таблицу Узлы воздействия;
- 4) задаем шаг утяжеления, например, 50 МВт;
- 5) задаем величину, до которой программа будет увеличивать мощность генерации, например, 2000 МВт;
- 6) фиксируем траекторию утяжеления режима.

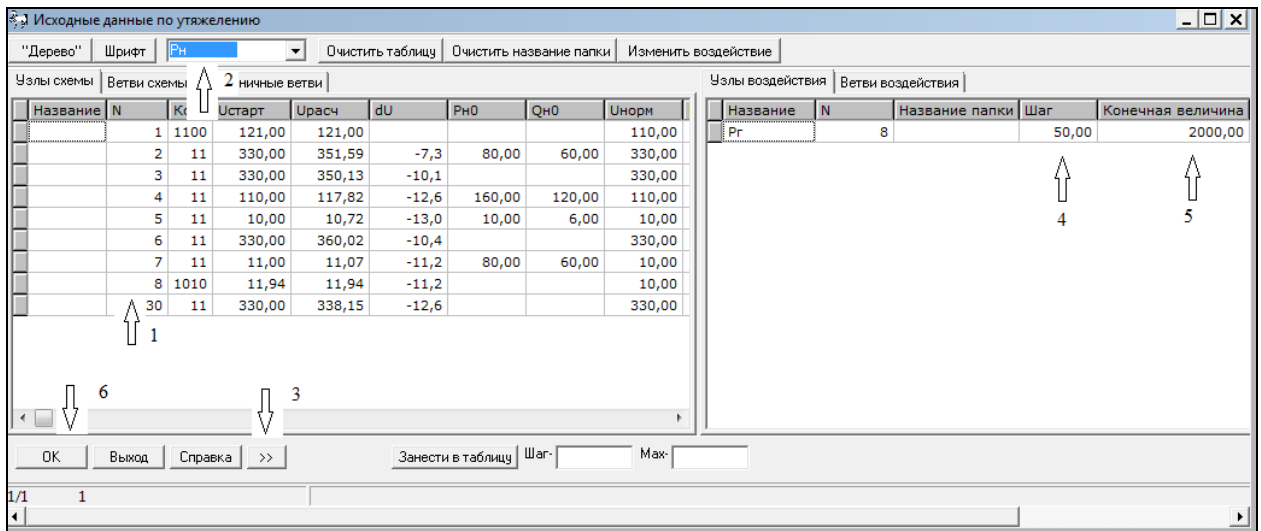


Рисунок 2.17 – Исходные данные для утяжеления режима

Задаем параметры, значения которых необходимы для построения угловой характеристики мощности. Для этого заходим в меню Утяжеление – Контролируемые параметры (рисунок 2.18).

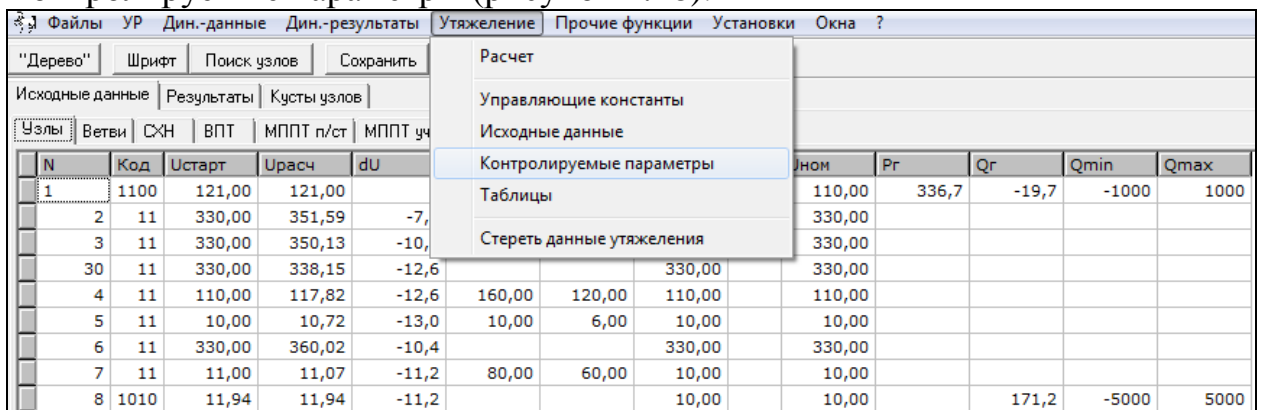


Рисунок 2.18 – Выбор контролируемых параметров при утяжелении режима

В открывшемся окне (рисунок 2.19):

- 1) наводим курсор на узел 8;
- 2) из выпадающего меню выбираем  $P_g$  – мощность генерации;
- 3) заносим информацию в таблицу Контролируемые;
- 4) повторяем пункты 2, 3 для  $Q_g$  – реактивной мощности генерации и  $dU$  – угла  $\delta'$ ;
- 5) фиксируем информацию по контролируемым параметрам.

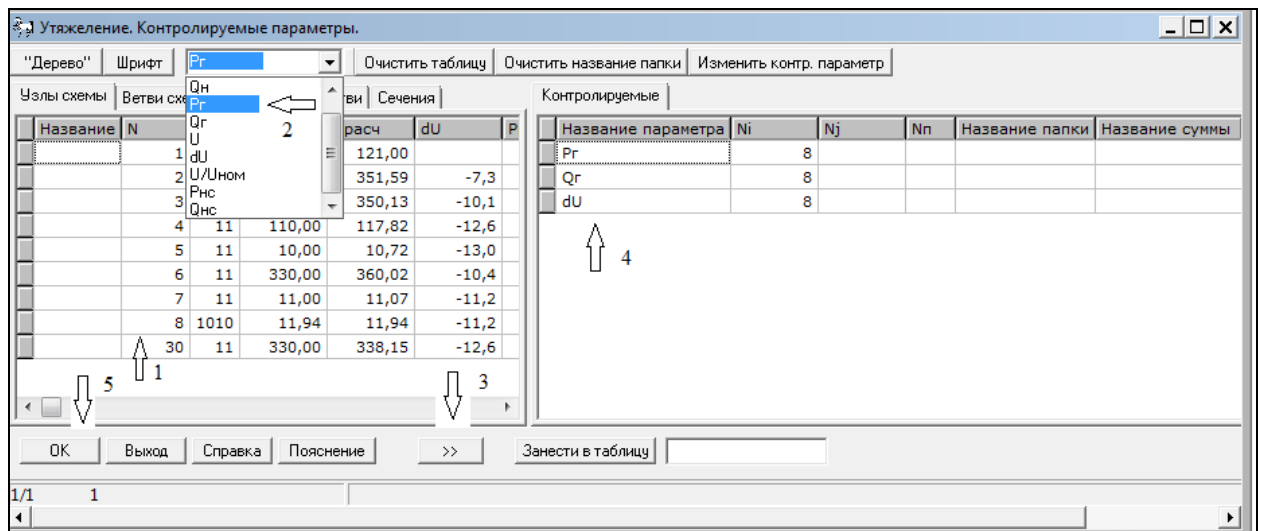


Рисунок 2.19 – Ввод контролируемых параметров

Выполняем расчет Утяжеление – Расчет. В появившемся окне выбираем закладку Текущие контролируемые параметры (рисунок 2.20).

Для вывода значений режима с предельной мощностью выбираем Файлы – Читать УР и в появившемся окне находим режим с именем tmpPfCaseFin (рисунки 2.21 и 2.22).

Следует отметить, что при АРВ ПД и СД программа выводит угол  $\delta'$ , а не угол  $\delta$ .

Фактический угол  $\delta$  будет равен:

$$\delta = \delta' + \Delta\delta,$$

где  $\delta'$  - угол сдвига вектора ЭДС  $E'$  относительно вектора напряжения системы  $U$ , а дополняющий угол:

$$\Delta\delta = \arctg \frac{P_r \cdot (X_{dCT} - X'_{dCT})}{(E')^2 + Q_r \cdot (X_{dCT} - X'_{dCT})'}$$

где  $P_r$  и  $Q_r$  - мощности станции, замеренные в узле 8.

При  $P_r = 100$  МВт получаем:

$$\Delta\delta = \arctg \frac{100 \cdot (0,423 - 0,061)}{(11,94)^2 + 162,071 \cdot (0,423 - 0,061)} = 10,2^\circ,$$

$$\delta = -3,7 + 10,2 = 6,5^\circ.$$

Аналогично находим значения угла  $\delta$  для других мощностей.

Предел системы  $P_M = 868$  МВт достигается при угле  $\delta_M = 112,3^\circ$ .

Коэффициент запаса статической устойчивости больше нормативного значения 0,2:

$$K_p = \frac{868 - 400}{400} = 1,17.$$

Следовательно, система обладает необходимым запасом статической устойчивости. Наибольшая мощность, которая может быть передана в систему при нормативном коэффициенте запаса, равна:

$$P_{0нб} = \frac{868}{1 + 0,2} = 723 \text{ МВт.}$$

Протокол	Итерации	Текущие контролируемые параметры		
	Номер расчета	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	dU
		8	8	8
			171,152	-11,176
	1	50,000	164,793	-7,410
	2	100,000	162,071	-3,689
	3	150,000	162,909	0,006
	4	200,000	167,286	3,693
	5	250,000	175,236	7,390
	6	300,000	186,849	11,116
	7	350,000	202,275	14,889
	8	400,000	221,743	18,732
	9	450,000	245,575	22,672
	10	500,000	274,220	26,740
	11	550,000	308,314	30,978
	12	600,000	348,778	35,443
	13	650,000	397,002	40,218
	14	700,000	455,251	45,435
	15	750,000	527,656	51,336
	16	800,000	623,519	58,463
	17	850,000	778,629	68,925
	18	862,500	854,335	73,709
	19	865,625	886,693	75,705
	20	867,187	912,641	77,288
	21	867,969	946,551	79,334

Рисунок 2.20 – Результаты утяжеления режима

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	Uнорм	Uсхн	Uном	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-484,2	600,3			-1000	1000
2	11	277,87	13,7	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	257,85	21,8			330,00		330,00						
30	11	240,64	17,1			330,00		330,00						
4	11	83,85	17,1	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	7,60	16,4	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	268,20	33,9			330,00		330,00						
7	11	8,37	47,4	80,00	60,00	10,00		10,00						
8	1010	11,94	79,3			10,00		10,00	868,0	946,6			-5000	5000

Рисунок 2.21 – Результаты расчета предельного режима по узлам с АРВ ПД

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Nn	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Птрхх	Qr/Qtрхх	Kт
6	7	T1		268,2	-782,8	8,9	1,69	8,4	788,0	180,8	55,74	4,79	188,11	5,20	189,78	0,41	1,67	33,050
2	1	T2		277,9	490,3	-374,0	1,28	121,0	-484,2	600,3	3,68	5,92	225,37	6,10	226,39	0,18	1,02	2,870
3	30	T3		257,8	170,5	150,8	0,51	240,6	-170,0	-126,2	0,51	0,31	23,67	0,48	24,64	0,17	0,96	1,000
30	4	T3		240,6	160,0	120,0	0,48	83,8	-160,0	-120,0	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5	T3		240,6	10,0	6,2	0,03	7,6	-10,0	-6,0	0,89	0,00	0,17	0,00	0,17			31,430
2	6	L1		277,9	-310,0	121,7	0,69	268,2	331,9	-62,0	0,73	21,32	117,62	21,91	59,65	0,59	-57,97	
3	6	L2		257,8	-436,8	17,9	0,98	268,2	450,9	53,1	0,98	13,84	94,60	14,03	71,00	0,19	-23,60	
2	3	L3		277,9	-260,3	192,3	0,67	257,8	266,3	-168,7	0,71	5,91	50,91	6,07	23,56	0,16	-27,35	
7	8	Г		8,4	-868,0	-240,8	62,10	11,9	868,0	946,6	62,10				705,71			

Рисунок 2.22 – Результаты расчета предельного режима по ветвям с АРВ ПД

Заполняем таблицу 2.2.

Таблица 2.2

Данные для построения угловой характеристики мощности

P <sub>г</sub> , МВт	0	100	400	500	600	700	800	868
Q <sub>г</sub> , Мвар	171,15	162,07	221,74	274,22	348,78	455,25	623,52	946,55
δ', градусы	-11,2	-3,7	18,7	26,7	35,4	45,4	58,5	79,3
Δδ, градусы	0,0	10,2	33,0	36,8	38,9	39,5	38,2	32,9
δ, градусы	-11,2	6,5	51,7	63,6	74,4	84,9	96,6	112,3

Переходим к режиму с АРВ СД на генераторах станции. Для этого загружаем исходный файл режима из лабораторной работы 1. Для построения угловой характеристики воспользуемся командой Утяжеление режима и повторим все действия как для режима АРВ ПД. Но узел утяжеления режима и контролируемых параметров будет 7 (рисунок 2.23). Результаты расчёта предельного режима представлены на рисунках (рисунки 2.24 и 2.25).

Расчет утяжеления			
Протокол	Итерации	Текущие контролируемые параметры	
Номер расчета	Pg	Qg	dU
	7	7	7
1	50,000	151,601	-11,202
2	100,000	141,255	-8,745
3	150,000	133,262	-6,312
4	200,000	127,561	-3,900
5	250,000	122,875	0,883
6	300,000	123,842	3,263
7	350,000	127,007	5,641
8	400,000	132,379	8,023
9	450,000	139,979	10,411
10	500,000	149,843	12,811
11	550,000	162,019	15,228
12	600,000	176,574	17,666
13	650,000	193,590	20,131
14	700,000	213,171	22,629
15	750,000	235,444	25,167
16	800,000	260,566	27,752
17	850,000	288,732	30,394
18	900,000	320,179	33,101
19	950,000	355,206	35,888
20	1000,000	394,189	38,769
21	1050,000	437,614	41,763
22	1100,000	486,119	44,895
23	1150,000	540,568	48,199
24	1200,000	602,186	51,723
25	1250,000	672,797	55,535
26	1300,000	755,347	59,749
27	1350,000	855,197	64,571
28	1400,000	984,409	70,465
29	1450,000	1189,066	79,216
30	1462,500	1286,226	83,178
31	1463,281	1294,870	83,525
32	1463,330	1295,430	83,547

Рисунок 2.23 – Результаты утяжеления режима

Исходные данные																			
Результаты																			
Кусты узлов																			
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры				Пограничные связи			Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие		Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
N	Код	Урас	dU	Pn	Qn	Unorm	Nsxh	Unom	Pg	Qg	Psh	Qsh	Qmin	Qmax					
1	1100	121,00				110,00		110,00	-965,4	1063,7			-1000	1000					
2	11	247,94	31,9	80,00	60,00	330,00		330,00											
3	11	249,05	49,9			330,00		330,00											
30	11	231,06	44,7			330,00		330,00											
4	11	80,51	44,7	160,00	120,00	110,00		110,00											
5	11	7,29	44,0	10,00	6,00	10,00		10,00											
6	11	298,02	67,6			330,00		330,00											
7	1010	11,00	83,5	80,00	60,00	10,50		10,50	1463,3	1295,4			-5000	5000					

Рисунок 2.24 – Результаты расчета предельного режима по узлам с АРВ СД

Исходные данные																			
Результаты																			
Кусты узлов																			
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры				Пограничные связи			Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие		Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
Ni	Nj	Nn	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPn	dQn	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Кт	
б	7	T1		298,0	-1368,1	-659,3	2,94	11,0	1383,3	1235,4	97,35	14,61	573,63	15,21	576,10	0,61	2,48	33,050	
2	1	T2		247,9	986,2	-280,5	2,39	121,0	-965,4	1063,7	6,85	20,56	782,21	20,72	783,15	0,17	0,94	2,870	
3	30	T3		249,1	170,5	152,8	0,53	231,1	-170,0	-126,2	0,53	0,34	25,67	0,50	26,57	0,16	0,89	1,000	
30	4	T3		231,1	160,0	120,0	0,50	80,5	-160,0	-120,0	1,43	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870	
30	5	T3		231,1	10,0	6,2	0,03	7,3	-10,0	-6,0	0,92	0,00	0,18	0,00	0,18			31,430	
2	6	Л1		247,9	-544,9	94,3	1,29	298,0	615,3	232,6	1,27	69,84	385,30	70,44	326,88	0,60	-58,42		
3	6	Л2		249,1	-711,4	-171,1	1,70	298,0	752,8	426,8	1,68	41,17	281,35	41,38	255,63	0,20	-25,72		
2	3	Л3		247,9	-521,3	126,2	1,25	249,1	540,9	18,4	1,25	19,52	168,09	19,65	144,59	0,14	-23,50		

Рисунок 2.25 – Результаты расчета предельного режима по ветвям с АРВ СД

Дополняющий угол при АРВ СД:

$$\Delta\delta_r = \operatorname{arctg} \frac{P_r \cdot X_{dCT}}{U_r^2 + Q_r \cdot X_{dCT}}$$

При  $P_r = 100$  МВт получаем:

$$\Delta\delta_r = \operatorname{arctg} \frac{100 \cdot 0,423}{11^2 + 133,262 \cdot 0,423} = 13,4^\circ,$$

$$\delta = -6,3 + 13,4 = 7,1^\circ.$$

Аналогично находим значения угла  $\delta$  для других мощностей.

Предел системы  $P_M = 1463$  МВт достигается при угле  $\delta_M = 126,3^\circ$ .

Коэффициент запаса статической устойчивости больше нормативного значения 0,2:

$$K_P = \frac{1463 - 400}{400} = 2,66.$$

Следовательно, запас статической устойчивости при АРВ СД больше, чем в случае с АРВ ПД. Наибольшая мощность, которая может быть передана в систему при нормативном коэффициенте запаса, равна:

$$P_{\text{онб}} = \frac{1463}{1 + 0,2} = 1219,2 \text{ МВт.}$$

Заполняем таблицу 2.3.

Таблица 2.3

Данные для построения угловой характеристики мощности

$P_r$ , МВт	0	100	400	600	900	1200	1300	1463,33
$Q_r$ , Мвар	151,6	133,26	132,38	176,57	320,18	602,19	755,35	1295,43
$\delta_r$ , градусы	-11,2	-6,3	8,0	17,7	33,1	51,7	59,7	83,5
$\Delta\delta_r$ , градусы	0,0	13,4	43,7	52,4	56,0	53,5	51,3	42,8
$\delta$ , градусы	-11,2	7,1	51,7	70,0	89,1	105,2	111,1	126,3

На рисунке 2.26 представлены совмещенные угловые характеристики мощности.

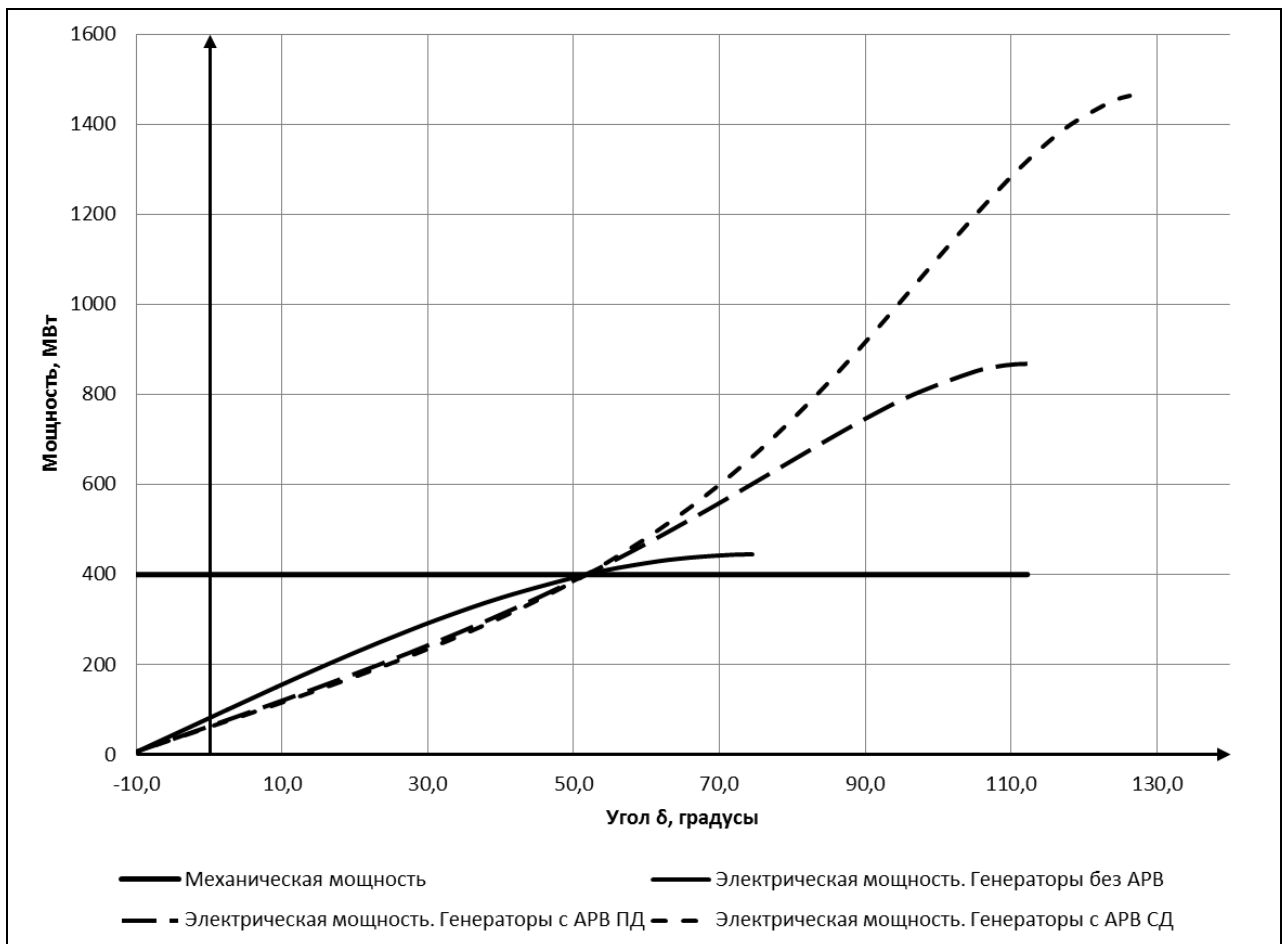


Рисунок 2.26 – Угловые характеристики мощности

**Выводы:**

- 1) при отсутствии АРВ на генераторах станции система не обладает достаточным запасом статической устойчивости;
- 2) при применении АРВ ПД и СД предел передаваемой мощности значительно возрастает. Генераторы электростанции могут выдать номинальную мощность и коэффициенты запаса статической устойчивости при этом превышают нормативные значения. Следовательно, установка устройств АРВ эффективна и улучшает статическую устойчивость системы.

## Лабораторная работа 3

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТКЛЮЧЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1 Цель работы

Определить предельное время отключения короткого замыкания по условию динамической устойчивости системы.

#### 3.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется рассмотреть режим трехфазного КЗ в точке  $K_1$  линии 1, определить предельное время его отключения, построить зависимости относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса для устойчивого и неустойчивого режимов.

#### 3.3 Краткие теоретические сведения

Для оценки динамической устойчивости электроэнергетической системы необходимо рассчитать изменение углов  $\delta$  генераторов от времени переходного процесса. Признаком нарушения динамической устойчивости является увеличение разности между углами  $\delta_{ij}$  (взаимный угол) любых двух синхронных машин на  $360^\circ$  и более.

Увеличение длительности КЗ приводит к увеличению площадки ускорения и уменьшению площадки торможения, что приводит к ухудшению условий сохранения устойчивости (рисунок 3.1).

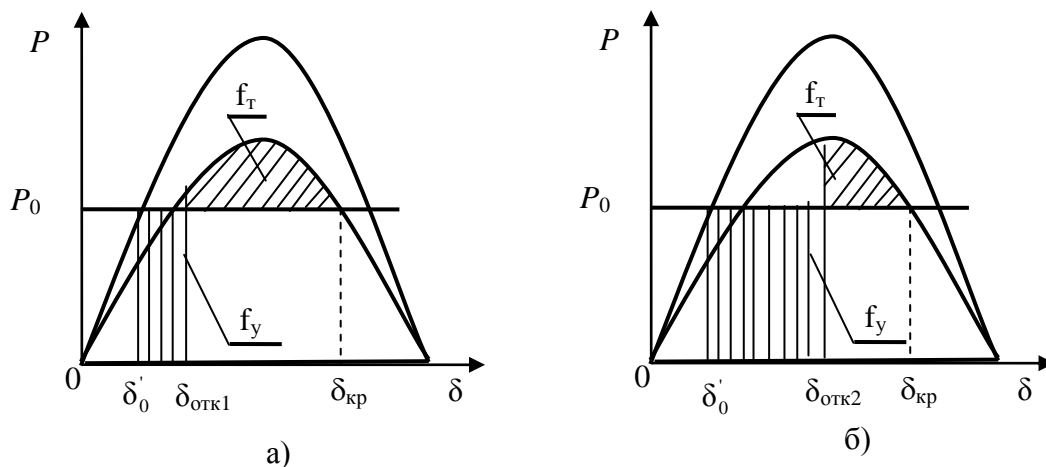


Рисунок 3.1 – Площадки ускорения и торможения при:  
а)  $\delta_{отк1}$ , б)  $\delta_{отк2} > \delta_{отк1}$

Методика определения предельного времени отключения КЗ заключается в следующем: вначале задаются каким-то одним временем отключения КЗ  $t_{отк}^{(1)}$  и для его длительности рассчитывается зависимость  $\delta^{(1)} = f(t)$  (рисунок 3.2). Следующим шагом расчета является выбор другого времени отключения КЗ  $t_{отк}^{(2)}$ . Если на основе предыдущего расчета переходного режима



установлено, что устойчивость сохраняется, то время  $t_{\text{отк}}^{(2)}$  берется больше  $t_{\text{отк}}^{(1)}$ . Если же расчет показал, что устойчивость при  $t_{\text{отк}}^{(1)}$  не сохраняется, то принимается  $t_{\text{отк}}^{(2)} < t_{\text{отк}}^{(1)}$ .

Далее, опять рассчитывается  $\delta^{(2)} = f(t)$  для принятого  $t_{\text{отк}}^{(2)}$ . Расчеты переходных процессов выполняются до тех пор, пока не удастся найти с достаточной точностью два близких значения отключения КЗ  $t_{\text{отк}}^{(i)}$  и  $t_{\text{отк}}^{(i+1)}$ , для которых устойчивость сохраняется и нарушается. На основании этих расчетов, с определенным запасом достоверности можно принять, что  $t_{\text{отк}}^{(\text{пр})} = t_{\text{отк}}^{(i)}$ .

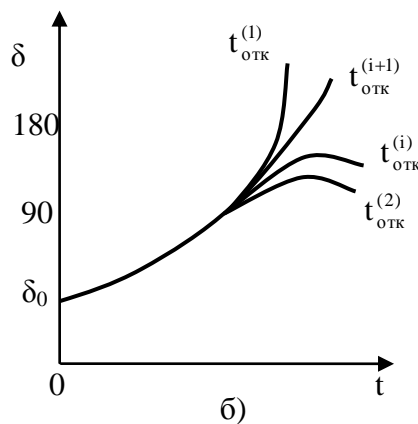


Рисунок 3.2 – Определение предельного времени отключения КЗ

Уменьшение длительности КЗ является одним из основных мероприятий по повышению динамической устойчивости системы.

### 3.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета переходного режима в лабораторной работе 1.
4. Изменяя время трехфазного КЗ в точке  $K_1$  линии 1, определить предельное время отключения  $t_{\text{пр}}$ .
5. Построить зависимости  $\delta = f(t)$  для устойчивого и неустойчивого режимов.
6. Сравнить полученные результаты и сделать вывод.
7. Подготовить отчет и ответы на контрольные вопросы.

### 3.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Зависимости  $\delta = f(t)$  для устойчивого и неустойчивого режимов.
3. Выводы по работе.

### 3.6 Контрольные вопросы

1. Что понимается под динамической устойчивостью системы?
2. Какое время отключения короткого замыкания называется предельным?
3. Какое соотношение между площадками ускорения и торможения при предельном времени отключения КЗ?
4. Как определить предельное время отключения КЗ?
5. Изменится ли предельное время отключения КЗ при увеличении мощности станции в исходном режиме? Поясните свой ответ.
6. Какими мероприятиями можно уменьшить длительность КЗ?

### 3.7 Контрольный пример расчета динамической устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ для определения предельного времени отключения короткого замыкания

Исходные данные для расчета динамической устойчивости принимаем из лабораторной работы 1 (рисунки 1.12-1.16).

При времени отключения  $t_1 = 0,249$  с динамическая устойчивость системы сохраняется (рисунок 3.3). Взаимный угол не превышает  $360^\circ$  и его колебания со временем затухают.

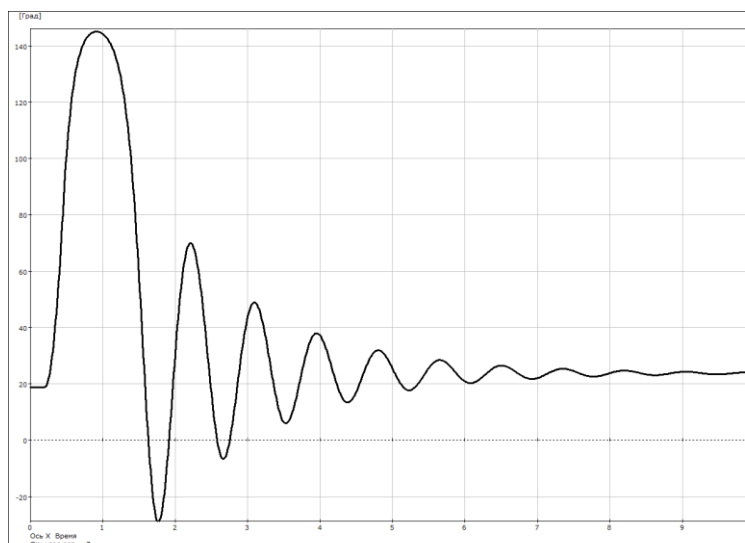


Рисунок 3.3 – Зависимость относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса при сохранении динамической устойчивости

Увеличим время отключения (рисунок 3.4). При времени отключения  $t_2 = 0,25$  с динамическая устойчивость системы нарушается (рисунок 3.5). Взаимный угол увеличивается.

На рисунке 3.6 показаны совмещенные зависимости относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса для устойчивого и неустойчивого режимов.

Стандартные   АЛАР   Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
				Время				0,200				
				Шунт	6				0,001			
			0,250	Отключить связь	2	6						
			0,250	Шунт	6				-0,001			

Рисунок 3.4 – Параметры автоматики

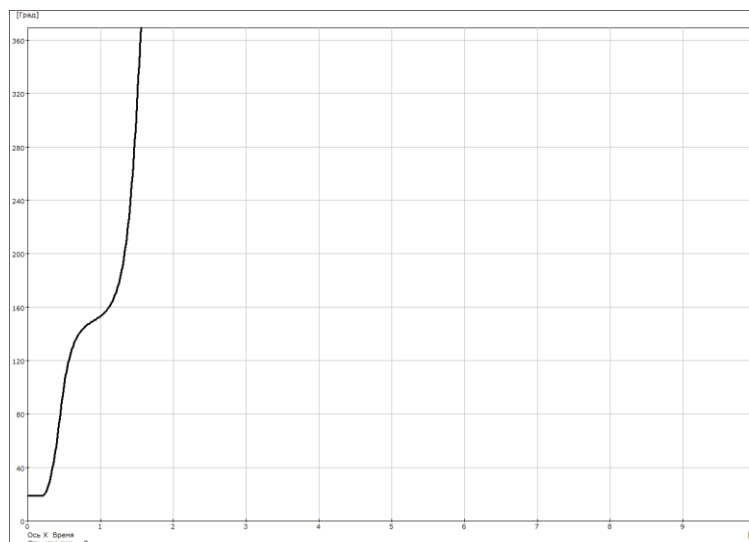


Рисунок 3.5 – Зависимость относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса при нарушении динамической устойчивости

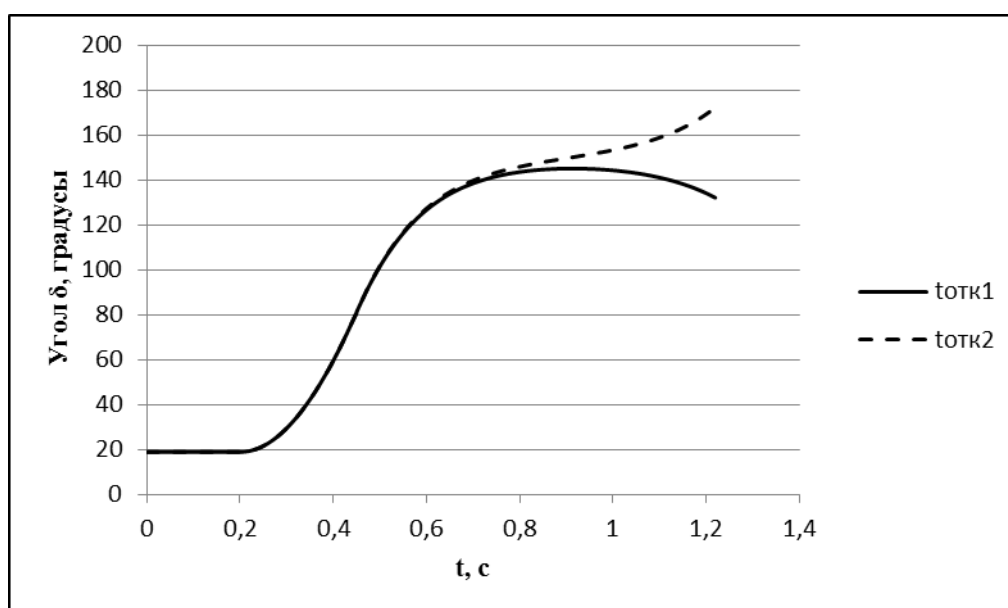


Рисунок 3.6 – Совмещенные зависимости относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса для устойчивого и неустойчивого режимов

**Вывод:** в результате работы определили, что время отключения линии 1 при трехфазном КЗ в точке  $K_1$  не должно превышать  $t_1 = 0,249$  с. При времени отключения  $t_2 = 0,25$  с динамическая устойчивость электрической системы нарушается.

## Лабораторная работа 4

### ВЛИЯНИЕ МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

#### 4.1 Цель работы

Исследовать влияние места короткого замыкания на предельное время его отключения для сохранения динамической устойчивости электрической системы.

#### 4.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется выполнить серию расчетов переходных процессов при коротких замыканиях (КЗ) на линиях электропередачи в различных узлах, определить значения предельного времени отключения и выявить наиболее тяжелые режимы с точки зрения сохранения динамической устойчивости.

#### 4.3 Краткие теоретические сведения

На динамическую устойчивость системы существенное влияние оказывает место возникновения КЗ. Для наглядной оценки такого влияния рассмотрим простейшую электрическую систему (рисунок 4.1), с возникновением короткого замыкания в начале ( $K_1$ ), в середине ( $K_2$ ) и в конце линии электропередачи ( $K_3$ ).

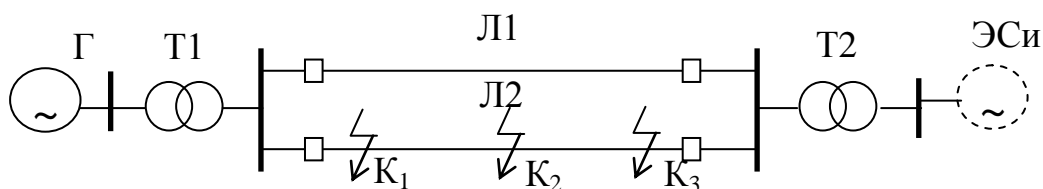


Рисунок 4.1 – Схема простейшей электрической системы

При простейшей оценке динамической устойчивости генератор может быть представлен постоянной переходной ЭДС  $E' = \text{const}$ , приложенной за переходным сопротивлением  $X'_d$  (рисунок 4.2).

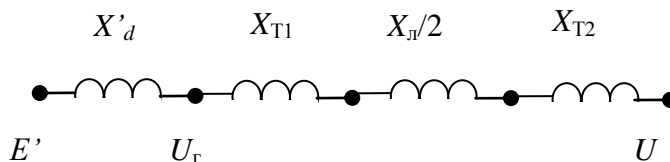


Рисунок 4.2 – Схема замещения электрической системы для расчета исходного режима

Угловая характеристика мощности в исходном режиме до возникновения КЗ:

$$P_I = \frac{E' \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin\delta, \quad (4.1)$$

где  $X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2}$ .

Схема замещения системы в аварийном режиме отличается от схемы в нормальном режиме тем, что в месте КЗ дополнительно подключается сопротивление аварийного шунта  $X_{ш}$  (рисунок 4.3). Величина  $X_{ш}$  в значительной степени зависит от вида КЗ. При трехфазном КЗ  $X_{ш} = 0$ .

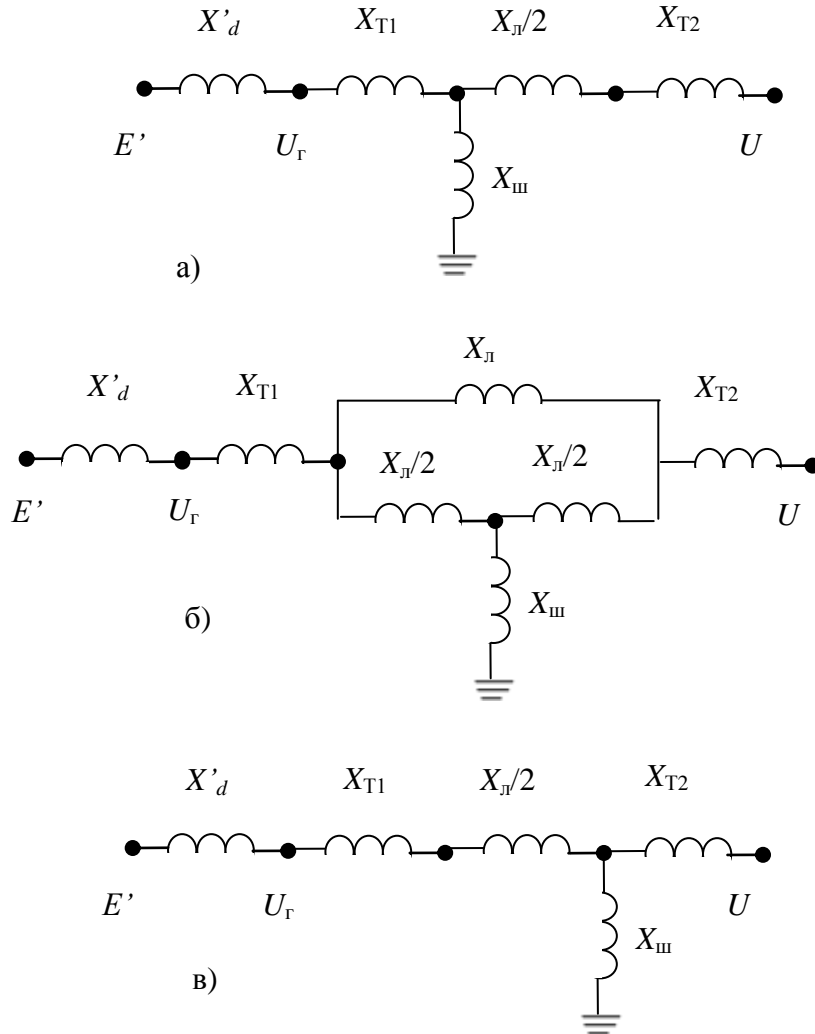


Рисунок 4.3 – Схемы замещения электрической системы для расчета аварийных режимов а) при КЗ в начале линии; б) при КЗ в середине линии; в) при КЗ в конце линии

Угловая характеристика мощности в аварийном режиме при КЗ:

$$P_{II} = \frac{E' \cdot U}{X_{аб}} \cdot \sin \delta, \quad (4.2)$$

где  $X_{аб}$  - взаимное сопротивление системы в аварийном режиме.

При КЗ в начале линии:

$$X_{аб} = X'_d + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2} + \frac{(X'_d + X_{T1}) \cdot (\frac{X_L}{2} + X_{T2})}{X_{ш}}$$

В случае трехфазного КЗ в начале линии электропередачи для рассматриваемой схемы  $X_{аб} = \infty, P_{IIм} = 0$ .

При КЗ в середине линии:

$$X_{ав} = X'_d + X_{т1} + \frac{X_{л}}{2} + X_{т2} + \frac{\left(X'_d + X_{т1} + \frac{X_{л}}{4}\right) \cdot \left(\frac{X_{л}}{4} + X_{т2}\right)}{\frac{X_{л}}{8} + X_{ш}}$$

В случае трехфазного КЗ в середине линии электропередачи для рассматриваемой схемы  $X_{ш}$  также равно нулю, однако,  $X_{ав} \neq \infty, P_{III} \neq 0$ . Условия сохранения динамической устойчивости улучшаются, так как не происходит полного сброса активной мощности на генераторах в аварийном режиме.

При КЗ в конце линии:

$$X_{ав} = X'_d + X_{т1} + \frac{X_{л}}{2} + X_{т2} + \frac{\left(X'_d + X_{т1} + \frac{X_{л}}{2}\right) \cdot X_{т2}}{X_{ш}}$$

В случае трехфазного КЗ в конце линии электропередачи для рассматриваемой схемы  $X_{ав} = \infty, P_{III} = 0$ . Аварийный режим будет аналогичен КЗ в начале линии.

Таким образом, наиболее тяжелый режим имеет место при трехфазном коротком замыкании в начале и конце линии.

Угловая характеристика в послеаварийном режиме:

$$P_{III} = \frac{E' \cdot U}{X_{па}} \cdot \sin\delta, \quad (4.3)$$

где  $X_{па}$  – сопротивление системы в послеаварийном режиме (рисунок 4.4)

$$X_{па} = X'_d + X_{т1} + X_{л} + X_{т2}.$$

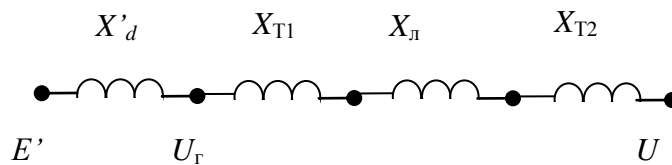


Рисунок 4.4 – Схема замещения системы для расчета послеаварийного режима

Предельный угол отключения КЗ определяется условием:

$$f_y = f_T.$$

где  $f_y$  и  $f_T$  – площадки ускорения и торможения (рисунок 4.5).

Следует отметить, что с увеличением  $\delta_{откл}^{пр}$  увеличивается и предельное время отключения  $t_{откл}^{пр}$ . С изменением места КЗ меняется и скорость изменения угла  $\delta = f(t)$  (рисунок 4.6).

Для сложных систем угол  $\delta_{откл}^{пр}$  заранее, до расчета переходного процесса, определить, как правило, не удастся. В этом случае проводят серию расчетов при разном времени отключения КЗ, определяют предельное время отключения и соответствующий наибольший угол.

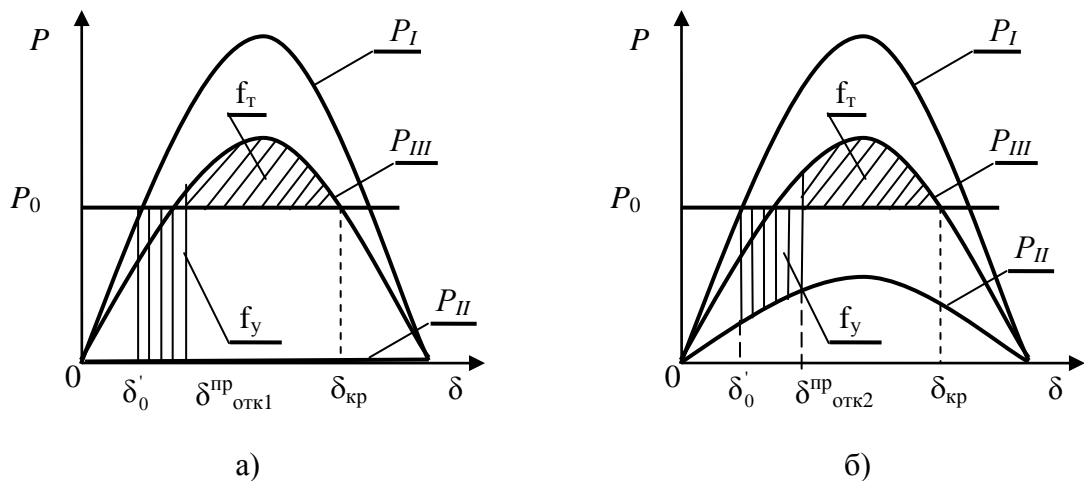


Рисунок 4.5 – Площадки ускорения и торможения при трехфазном КЗ  
 а) в начале или в конце линии, б) в середине линии

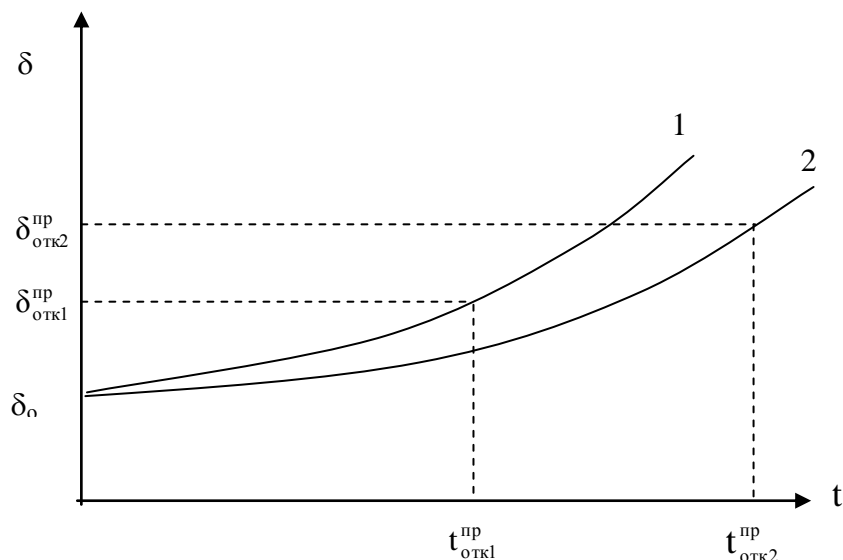


Рисунок 4.6 – Изменение угла  $\delta$  при трехфазном КЗ  
 1) в начале или в конце линии, 2) в середине линии

#### 4.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета переходного режима в лабораторной работе 1.
4. Линию 1 представить двумя равными участками с введением дополнительного узла (рисунок 4.7).
5. Выполнить расчет установившегося режима и сравнить его параметры с исходным.
6. Определить предельное время отключения трехфазного КЗ в точках  $K_1, K_2$  и  $K_7$  (линия Л1).
7. Определить предельное время отключения трехфазного КЗ в точках  $K_3$  и  $K_4$  (линия Л2).

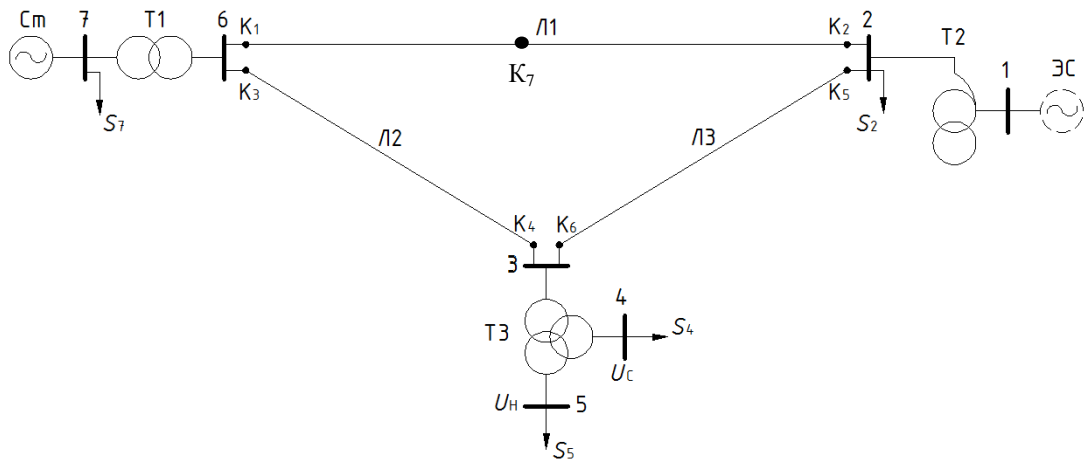


Рисунок 4.7 – Схема исследуемой системы

8. Определить предельное время отключения трехфазного КЗ в точках  $K_5$  и  $K_6$  (линия Л3).

9. Построить зависимости  $\delta=f(t)$  и  $P_r=f(t)$  для предельных режимов и определить предельные углы отключения КЗ. Результаты занести в таблицу 4.1.

Таблица 4.1

Результаты расчета предельных значений времени и угла отключения КЗ

Место КЗ	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$
$t_{отк}^{пр}$ , с							
$\delta_{отк}^{пр}$ , градусы							

10. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии места КЗ на динамическую устойчивость исследуемой системы.

11. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

#### 4.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Исходные данные и результаты расчета установившегося режима.
3. Зависимости  $\delta=f(t)$  и  $P_r=f(t)$  для рассмотренных КЗ.
4. Таблица 4.1.
5. Выводы по работе.

#### 4.6 Контрольные вопросы

1. Зависит ли тяжесть аварийного режима от места короткого замыкания? Поясните свой ответ.

2. Почему при трехфазном коротком замыкании в шинах станции происходит полный сброс активной мощности на генераторах?



3. Происходит ли полный сброс активной мощности на генераторах электростанций при трехфазном коротком замыкании в середине одной из линий двухцепной линии электропередачи?

4. От каких параметров зависит величина сброса активной мощности на генераторах электростанции при коротком замыкании на линиях электропередачи?

5. Как влияют характеристики мощности системы  $P = f(\delta)$  в аварийном режиме на характер изменения угла  $\delta = f(t)$ ?

6. Зависит ли значение предельного угла отключения короткого замыкания от места его возникновения?

7. Зависит ли значение предельного времени отключения короткого замыкания от места его возникновения?

8. Какое место (места) возникновения короткого замыкания наиболее опасно для сохранения динамической устойчивости электрической системы?

#### 4.7 Контрольный пример расчета динамической устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияния места короткого замыкания на предельное время его отключения

Исходные данные и результаты расчета установившегося режима после разделения линии Л1 на два равных участка представлены на рисунках 4.8-4.11.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки							
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Uнори	Uном	Pг	Qг	Qmin	Qmax	
1	1100	121,00					110,00	110,00			-1000	1000	
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00	330,00					
3	11	330,00					330,00	330,00					
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00	110,00					
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00	10,00					
6	11	330,00					330,00	330,00					
7	1010	11,00			80,00	60,00	10,50	10,50	400,0		-1000	1000	
30	11	330,00					330,00	330,00					
8	11	330,00					330,00	330,00					

Рисунок 4.8 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов					
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки			
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт	
2	1		T2	1,202	45,740	1,8	10,3	2,870	
2	3		Л3	4,125	35,530	2,2	-380,6		
2	8		Л1-1	6,900	38,065	4,0	-388,7		
3	6		Л2	4,800	32,800	2,7	-341,0		
3	30		Т3	0,401	30,490	2,8	15,5	1,000	
6	7		Т1	0,562	22,070	5,5	22,4	33,050	
30	4		Т3	0,401	0,000			2,870	
30	5		Т3	0,401	71,150			31,430	
8	6		Л1-2	6,900	38,065	4,0	-388,7		

Рисунок 4.9 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов													
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ	
N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax			
1	1100	121,00				110,00		110,00	-62,9	-14,3			-1000	1000			
2	11	349,55	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00									
3	11	348,36	2,0			330,00		330,00									
4	11	117,12	-0,5	160,00	120,00	110,00		110,00									
5	11	10,66	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00									
6	11	359,28	4,9			330,00		330,00									
7	1010	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	132,3			-1000	1000			
30	11	336,31	-0,5			330,00		330,00									
8	11	356,88	3,1			330,00		330,00									

Рисунок 4.10 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ		
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ptrxx	Qг/Qtрxx	Kт
2	1	T2		349,6	63,2	17,2	0,11	121,0	-62,9	-14,3	0,31	0,04	1,59	0,26	2,84	0,22	1,25	2,870
2	3	Л3		349,6	-36,1	-7,1	0,06	348,4	36,4	-38,8	0,09	0,05	0,46	0,32	-45,89	0,27	-46,35	
2	8	Л1-1		349,6	-107,1	-70,1	0,21	356,9	108,3	25,8	0,18	0,77	4,25	1,27	-44,25	0,50	-48,50	
3	6	Л2		348,4	-207,1	-101,3	0,38	359,3	209,4	71,9	0,36	1,96	13,36	2,29	-29,34	0,34	-42,70	
3	30	Т3		348,4	170,6	140,1	0,37	336,3	-170,1	-126,1	0,36	0,16	12,16	0,48	13,98	0,32	1,82	1,000
6	7	Т1		359,3	-318,8	-51,4	0,52	11,0	320,0	72,3	17,22	0,46	17,90	1,17	20,83	0,72	2,93	33,050
30	4	Т3		336,3	160,1	120,0	0,34	117,1	-160,0	-120,0	0,99	0,14	0,00	0,14	0,00			2,870
30	5	Т3		336,3	10,0	6,1	0,02	10,7	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
8	6	Л1-2		356,9	-108,3	-25,8	0,18	359,3	109,5	-20,5	0,18	0,64	3,52	1,15	-46,32	0,51	-49,84	

Рисунок 4.11 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Результаты расчета режимов совпадают (рисунки 1.12, 1.13 и 4.10, 4.11).

На рисунках 4.12-4.14 представлены зависимости активной мощности генераторов электрической станции и относительного угла роторов генераторов при КЗ в начале линии 1 вблизи шин электрической станции (точка  $K_1$ ), в конце линии 1 (точка  $K_2$ ) и в середине линии 1 (точка  $K_7$ ).

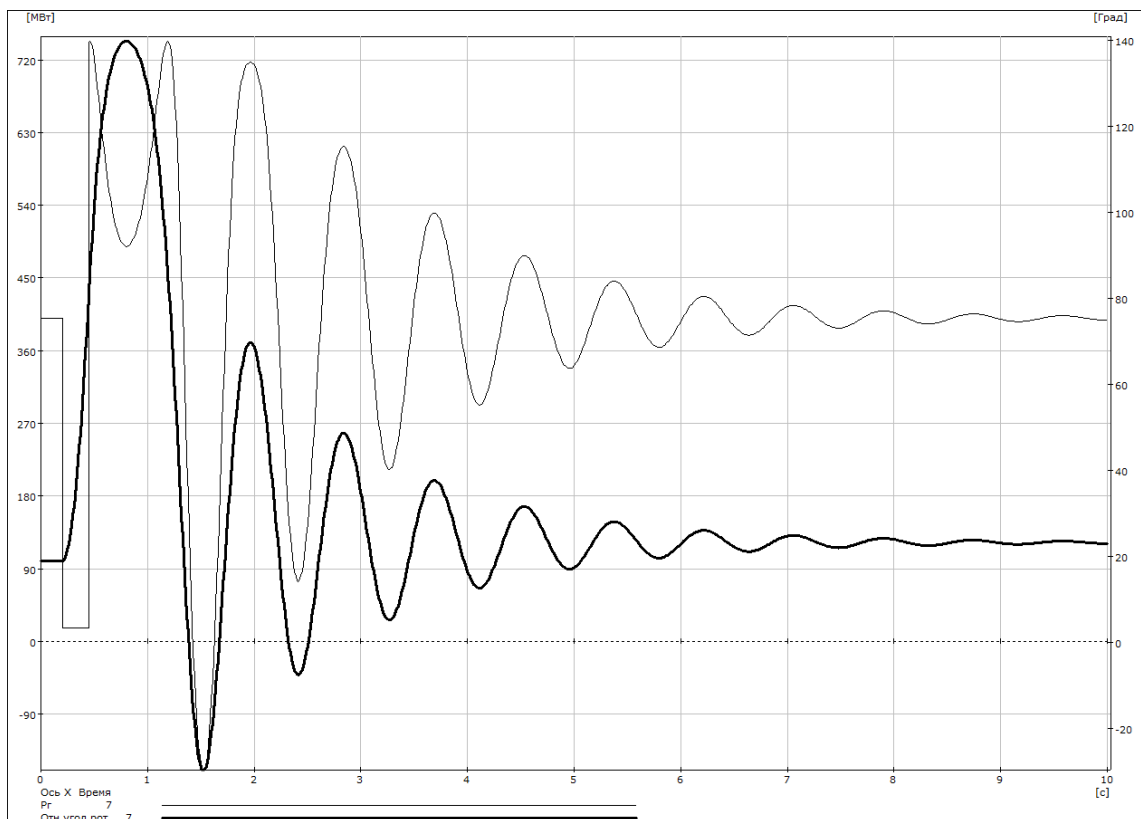


Рисунок 4.12 – Зависимость  $P_g$  и относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса при КЗ в узле  $K_1$

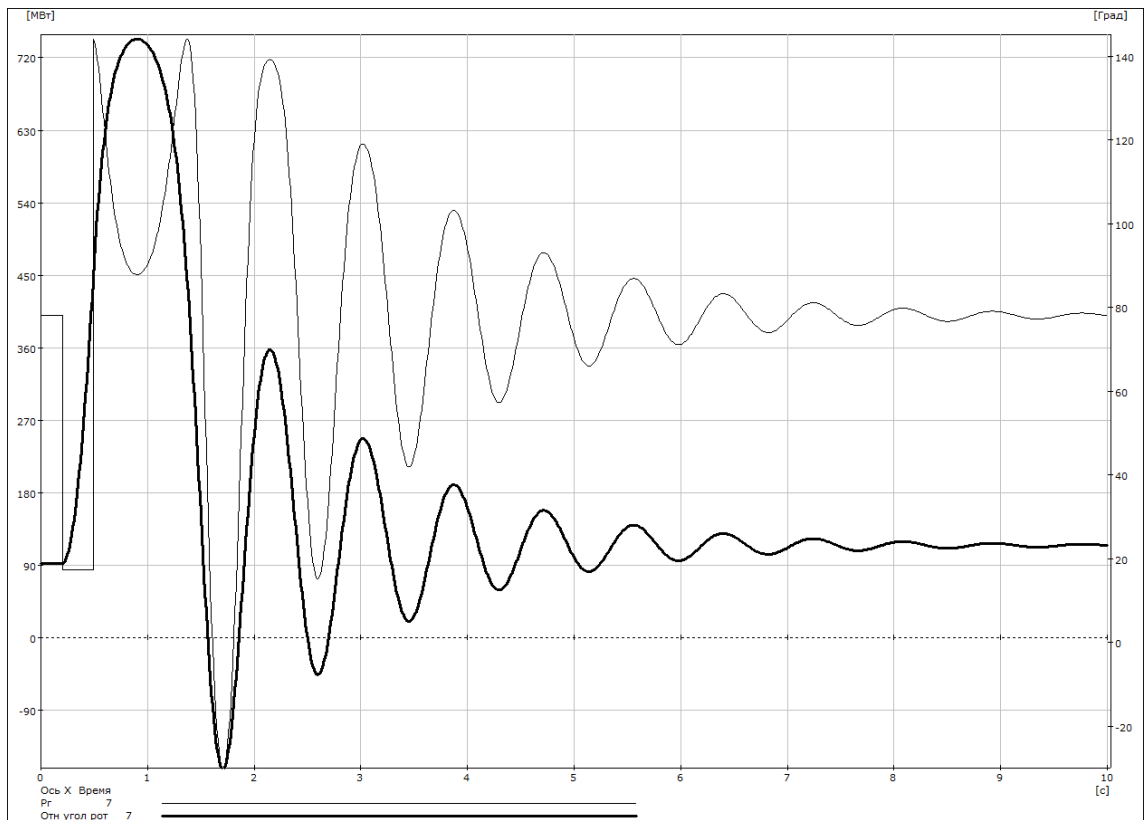


Рисунок 4.13 – Зависимость  $P_T$  и относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса при КЗ в узле  $K_2$

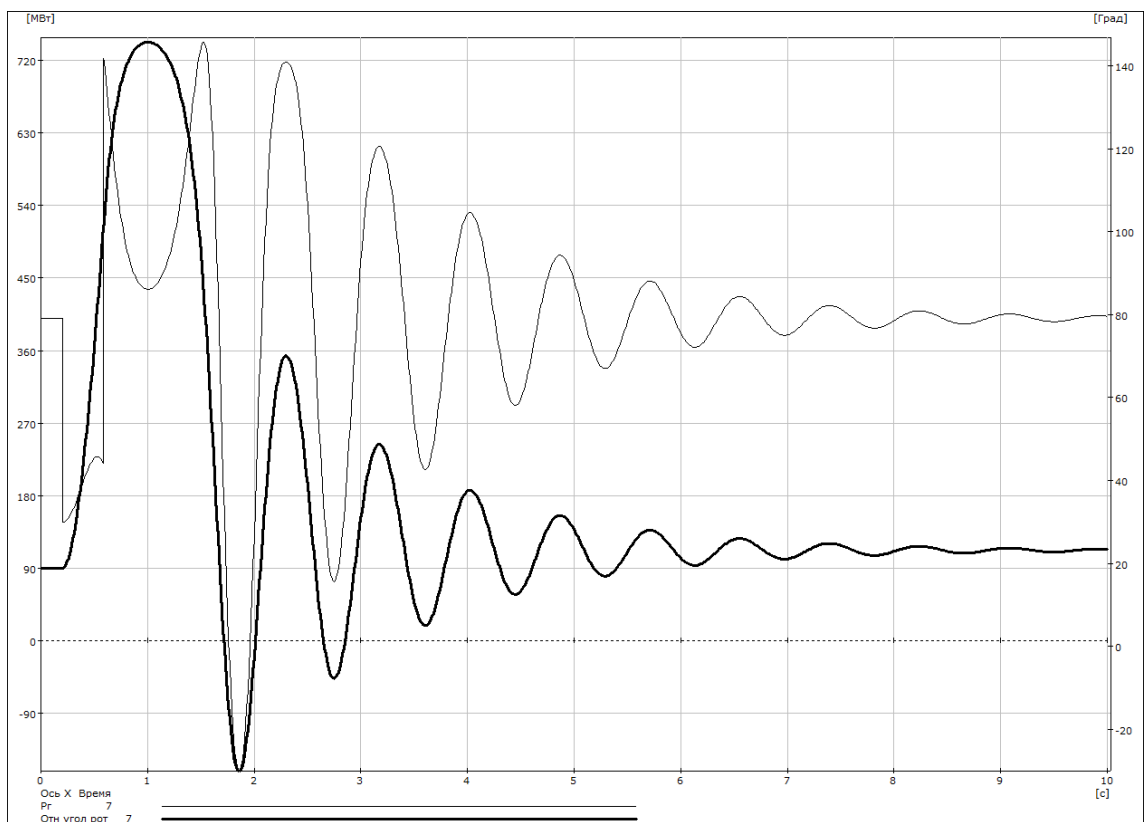


Рисунок 4.14 – Зависимость  $P_T$  и относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса при КЗ в узле  $K_7$

Далее определяем предельное время отключения КЗ и соответствующим ему относительный угол роторов генераторов станции при КЗ в различных точках электрической системы. Результаты расчетов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Результаты расчета предельных значений времени и угла отключения КЗ

Место КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>	К <sub>5</sub>	К <sub>6</sub>	К <sub>7</sub>
$t_{отк}^{пр}$ , с	0,249	0,291	0,25	0,343	0,299	0,354	0,386
$\delta_{отк}^{пр}$ , градусы	80,63	87,03	81,09	95,82	90,54	100,11	100,84

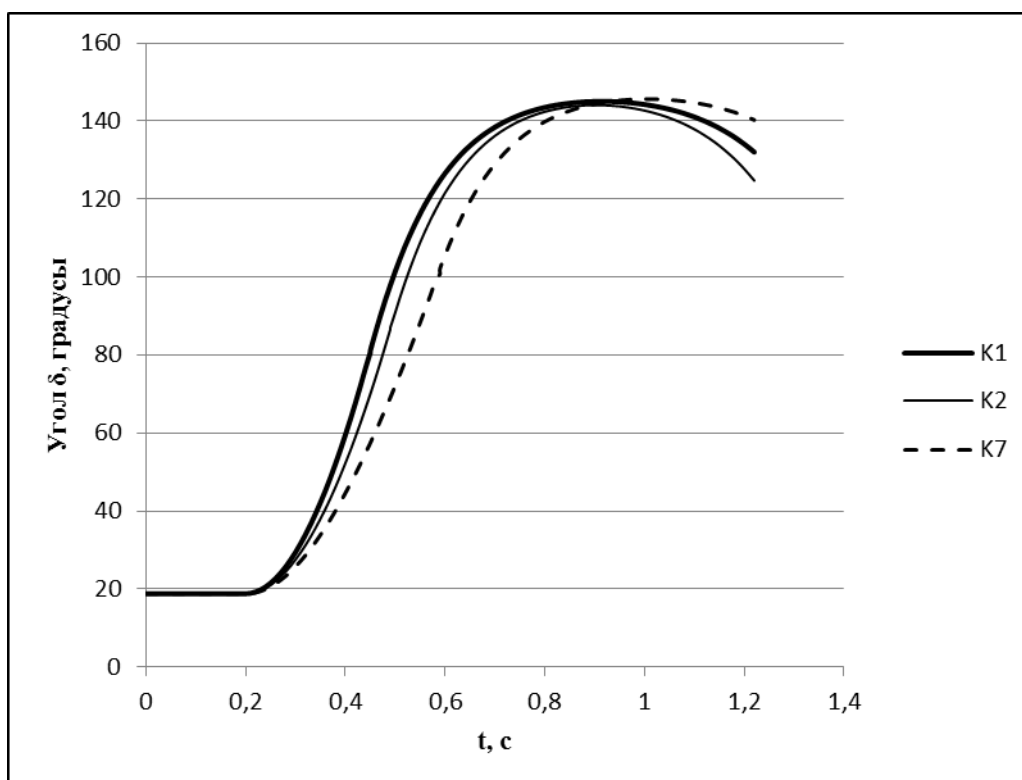


Рисунок 4.15 – Зависимости относительного угла роторов генераторов от времени переходного процесса в предельных режимах при КЗ в различных точках Л1

### Выводы:

1) минимальное время отключения КЗ получено в точках К<sub>1</sub> и К<sub>3</sub>. Следовательно, наиболее опасными для сохранения динамической устойчивости энергосистемы являются КЗ на линиях электропередачи вблизи электростанции. Именно эти режимы необходимо исследовать в первую очередь при анализе динамической устойчивости электрической системы;

2) наибольшее время отключения получено в точке К<sub>7</sub>. Из рисунка 4.14 видно, что сброс мощности при КЗ в этом узле меньше, чем при КЗ в точках К<sub>1</sub> или К<sub>2</sub>. Следовательно, меньше площадка ускорения и лучше условия для сохранения динамической устойчивости.

## Лабораторная работа 5

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МЕСТНОЙ НАГРУЗКИ НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ

#### 5.1 Цель работы

Исследовать влияние нагрузки, подключенной к шинам генераторного напряжения электростанции, на статическую устойчивость и предел передаваемой мощности системы.

#### 5.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется:

1) построить угловые характеристики мощности при изменении местной нагрузки. Расчёты необходимо выполнить, приняв в качестве исходных нормальные режимы:

- а) без устройств АРВ на генераторах;
- б) при условии оснащения генераторов устройствами АРВ пропорционального действия (АРВ ПД);
- в) при условии оснащения генераторов устройствами АРВ сильного действия (АРВ СД);

2) оценить влияние местной нагрузки на предел передаваемой мощности для рассмотренных случаев.

#### 5.3 Краткие теоретические сведения

Для исследуемой электрической системы (рисунок 1.1) уравнения активной и реактивной мощностей, выдаваемых генераторами электростанции записываются в виде:

$$P_r = E^2 \cdot y_{11} \cdot \sin \alpha_{11} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}), \quad (5.1)$$

$$Q_r = E^2 \cdot y_{11} \cdot \cos \alpha_{11} - E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \cos(\delta - \alpha_{12}), \quad (5.2)$$

где  $E$  – модуль ЭДС генераторов электростанции;

$U$  – напряжение на шинах бесконечной мощности энергосистемы;

$\delta$  – угол между векторами ЭДС генераторов электростанции и напряжением на шинах бесконечной мощности;

$y_{11}$  – модуль собственной проводимости ветвей электростанции;

$y_{12}$  – модуль взаимной проводимости ветвей электростанции и энергосистемы;

$\alpha_{11}$  и  $\alpha_{12}$  – вспомогательные углы, дополняющие углы собственных и взаимных проводимостей ветвей электростанции и энергосистемы до  $90^\circ$ :

$$\alpha_{11} = 90 - \psi_{11},$$

$$\alpha_{12} = 90 - \psi_{12}.$$

При изменении местной нагрузки ( $S_7$ ) будут изменяться значения собственных и взаимных проводимостей ветвей электростанции и энергосистемы. Статическая устойчивость рассматриваемой энергосистемы в этом случае будет зависеть не только от величины ЭДС генераторов станции и сопротивлений элементов энергосистемы (генераторов, трансформаторов и линий

электропередачи), но и от величины и характера нагрузки (соотношения  $R_H$  и  $X_H$ ).

#### 5.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима без АРВ на генераторах станции в лабораторной работе 2.
4. Выполнить расчёты установившихся режимов при разных значениях местной нагрузки:
  - а) нагрузка на шинах генератора равна исходной;
  - б) без нагрузки на шинах генератора (нагрузка равна нулю);
  - в) нагрузка на шинах генератора в два раза больше исходной.
5. Построить угловые характеристики мощности, зависимости ЭДС  $E'$  и напряжения  $U_G$
6. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима с АРВ ПД на генераторах станции в лабораторной работе 2.
7. Выполнить расчёты установившихся режимов при разных значениях местной нагрузки. Построить угловые характеристики мощности и зависимость напряжения  $U_G$ .
8. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима с АРВ СД на генераторах станции в лабораторной работе 2.
9. Выполнить расчёты установившихся режимов при разных значениях местной нагрузки. Построить угловые характеристики мощности и зависимость напряжения  $U_G$ .
10. Подготовить и заполнить таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Результаты расчета

Нагрузка, МВ·А	Режим без АРВ		Режим с АРВ ПД		Режим с АРВ СД	
	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы
0						
$P_H + jQ_H$						
$2 \cdot (P_H + jQ_H)$						

11. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии местной нагрузки на статическую устойчивость.
12. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

#### 5.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Исходные данные и результаты расчета установившегося режима без АРВ на генераторах станции и без местной нагрузки.

3. Совмещенные угловые характеристики мощности и зависимости ЭДС  $E'$  и напряжения  $U_r$  при разных значениях местной нагрузки для режимов без АРВ, с АРВ ПД и с АРВ СД.

4. Таблица 5.1.

5. Выводы по работе.

### 5.6 Контрольные вопросы

1. Какое влияние оказывает местная нагрузка на ЭДС генератора и напряжение на шинах генератора? Поясните свой ответ.

2. Как изменяется статическая устойчивость при изменении местной нагрузки для случая, когда на генераторах станции нет устройств АРВ?

3. Как изменяется статическая устойчивость при изменении местной нагрузки для случая, когда на генераторах установлены устройства АРВ ПД?

4. Как изменяется взаимное сопротивление станции и системы бесконечной мощности при увеличении местной нагрузки?

5. Будет ли предел системы увеличиваться бесконечно при увеличении местной нагрузки?

### 5.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияния местной нагрузки на статическую устойчивость

Исходные данные для расчета установившегося режима без АРВ на генераторах и с исходной нагрузкой на шинах генератора представлены на рисунках 2.6 и 2.7 лабораторной работы 2. Результаты расчета режима показаны на рисунках 2.8 и 2.9.

Исходные данные для расчета установившегося режима без АРВ на генераторах и без нагрузки на шинах генератора приведены на рисунках 5.1 и 5.2. Результаты расчета режима представлены на рисунках 5.3 и 5.4. Значение ЭДС в узле 8 корректируем таким образом, чтобы напряжение на шинах генераторов оставалось неизменным.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки							
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Uнори	Uсxn	Uном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00					10,50		10,50				
8	1010	21,00					10,00		10,00	400,0		-5000	5000
9	11	10,00					10,00		10,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				

Рисунок 5.1 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Np	Название	R	X	G	B	Kт
6	7	T1	0,56	22,07	5,5	22,4	33,050	
2	1	T2	1,20	45,74	1,8	10,3	2,870	
3	30	T3	0,40	30,49	2,8	15,5	1,000	
30	4	T3	0,00	0,00			2,870	
30	5	T3	0,40	71,15			31,430	
2	6	Л1	13,80	76,13	7,9	-777,4		
3	6	Л2	4,80	32,80	2,7	-341,0		
2	3	Л3	4,12	35,53	2,2	-380,6		
7	9	Г		0,06				
9	8	Г		0,36				

Рисунок 5.2 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-140,8	2,0			-1000	1000
2	11	348,07	3,1	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	347,08	4,4			330,00		330,00						
4	11	116,72	1,9	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,62	1,5	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	358,68	8,0			330,00		330,00						
7	11	11,00	11,8			10,50		10,50						
8	1010	21,00	58,9			10,00		10,00	400,0	670,7			-5000	5000
9	11	11,69	22,8			10,00		10,00						
30	11	334,98	1,9			330,00		330,00						

Рисунок 5.3 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
6	7	T1	358,7	-398,6	-55,0	0,65	11,0	400,0	85,8	21,47	0,71	27,85	1,42	30,77	0,71	2,92	33,050	
2	1	T2	348,1	141,2	6,8	0,23	121,0	-140,8	2,0	0,67	0,20	7,53	0,42	8,78	0,22	1,25	2,870	
3	30	T3	347,1	170,5	140,1	0,37	335,0	-170,0	-126,1	0,36	0,16	12,25	0,48	14,05	0,32	1,80	1,000	
30	4	T3	335,0	160,0	120,0	0,34	116,7	-160,0	-120,0	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870	
30	5	T3	335,0	10,0	6,1	0,02	10,6	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430	
2	6	Л1	348,1	-143,5	-63,4	0,26	358,7	146,9	-20,5	0,24	2,39	13,20	3,38	-83,90	0,99	-97,10		
3	6	Л2	347,1	-248,6	-99,4	0,45	358,7	251,7	75,5	0,42	2,71	18,55	3,05	-23,93	0,34	-42,47		
2	3	Л3	348,1	-77,7	-3,4	0,13	347,1	78,2	-40,7	0,15	0,22	1,89	0,49	-44,09	0,27	-45,98		
7	9	Г	11,0	-400,0	-85,8	21,47	11,7	400,0	170,1	21,47		84,35		84,35				
9	8	Г	11,7	-400,0	-170,1	21,47	21,0	400,0	670,7	21,47		500,55		500,55				

Рисунок 5.4 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Изменяя мощность генерации в узле 8, строим угловую характеристику мощности и определяем предельный режим (рисунок 5.5). При этом контролируем значения ЭДС  $E'$  и напряжения  $U_{г.}$

Протокол	Итерации	Текущие контролируемые параметры				
Номер расчета	Pг	Qг	dU	U	U	
	8	8	8	9	7	
			424,258	-7,301	13,687	12,454
1	50,000	424,539	-0,559	13,709	12,489	
2	100,000	430,983	6,209	13,680	12,482	
3	150,000	443,876	13,112	13,597	12,432	
4	200,000	463,873	20,283	13,453	12,333	
5	250,000	492,199	27,905	13,237	12,176	
6	300,000	531,160	36,279	12,924	11,943	
7	350,000	585,684	46,012	12,462	11,593	
8	400,000	670,662	58,932	11,689	11,001	
9	425,000	748,634	69,605	10,918	10,408	
10	431,250	787,278	74,686	10,510	10,094	
11	432,812	804,648	76,947	10,320	9,948	
12	433,594	821,285	79,105	10,133	9,805	
13	433,691	826,235	79,746	10,077	9,762	

Рисунок 5.5 – Результаты утяжеления режима



Далее проводим аналогичные расчеты при увеличении нагрузки в узле 7 в два раза относительно исходного значения. На рисунках 5.6-5.8 представлены полученные угловые характеристики и зависимости ЭДС  $E'$  и напряжения  $U_T$  для всех рассмотренных режимов.

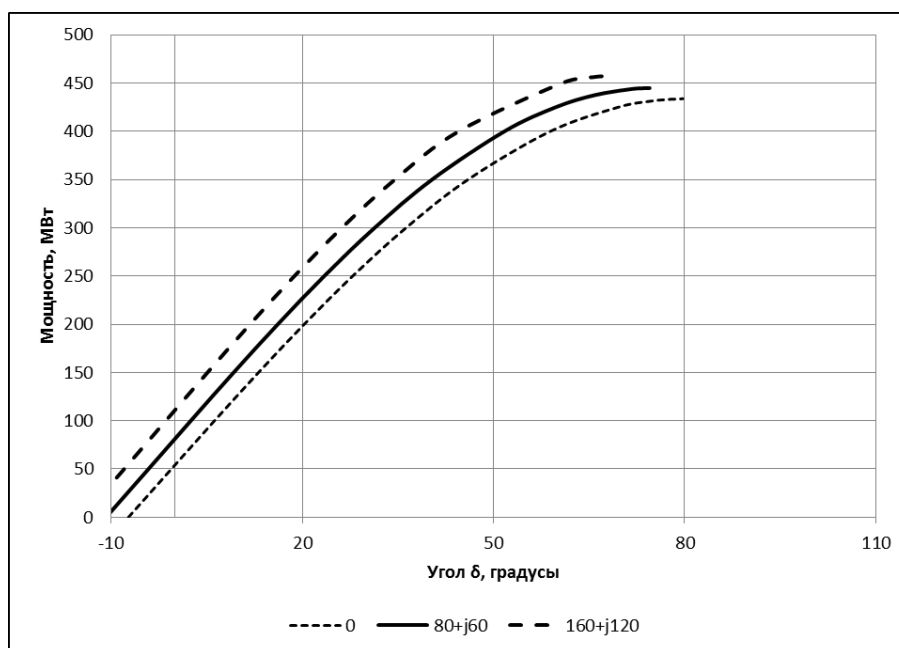


Рисунок 5.6 – Угловые характеристики мощности

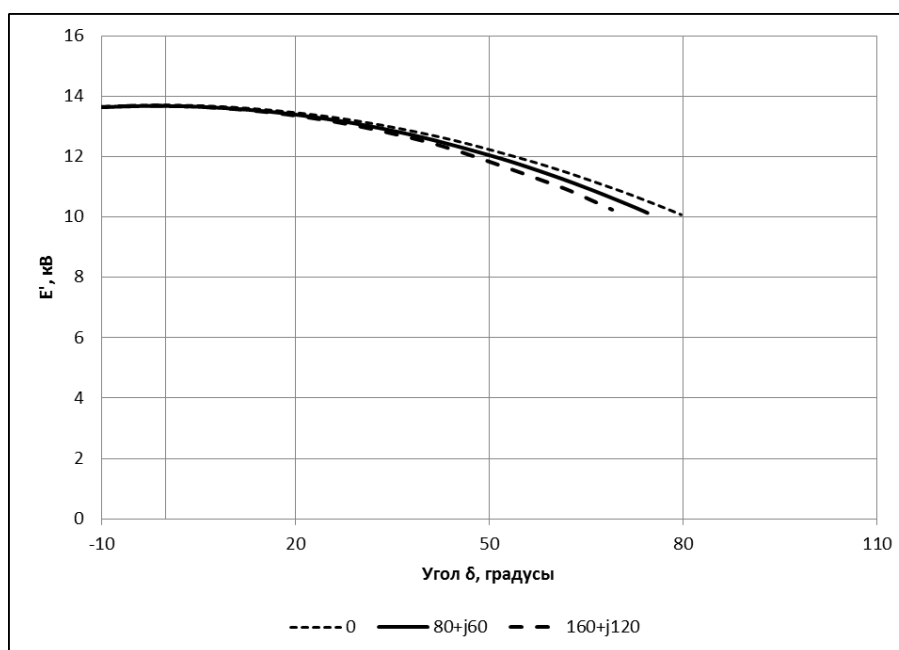


Рисунок 5.7 – Зависимости ЭДС  $E'$

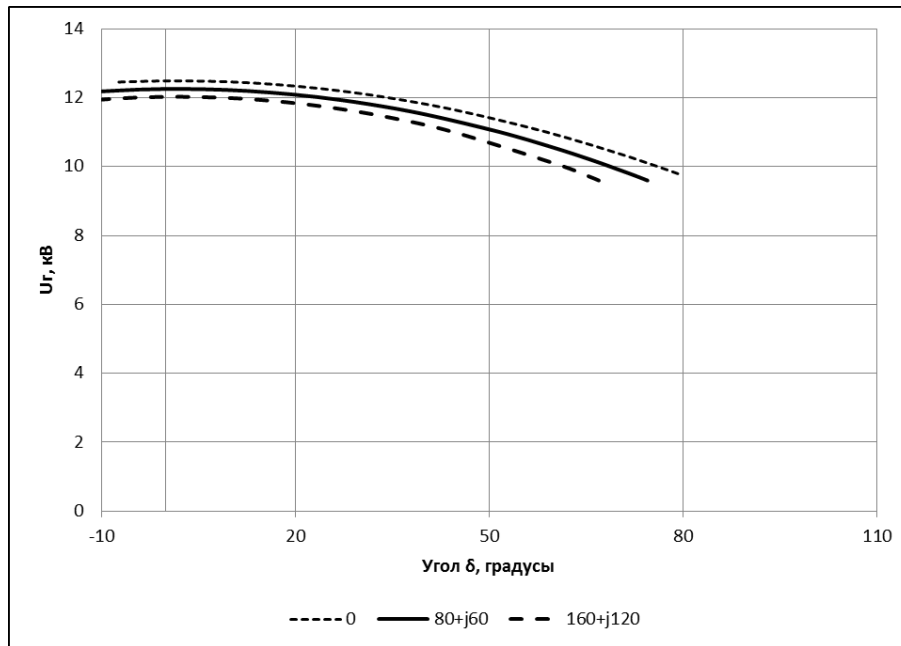


Рисунок 5.8 – Зависимости напряжения на шинах генератора  $U_g$

Загружаем файл с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима с АРВ ПД на генераторах станции в лабораторной работе 2. Исходные данные для расчета установившегося режима с АРВ ПД на генераторах и с исходной нагрузкой на шинах генератора представлены на рисунках 2.12 и 2.13 лабораторной работы 2. Результаты расчета режима показаны на рисунках 2.14 и 2.15.

Исходные данные для расчета установившегося режима с АРВ ПД на генераторах и без нагрузки на шинах генератора приведены на рисунках 5.9 и 5.10. Результаты расчета режима представлены на рисунках 5.11 и 5.12.

Исходные данные													
Кусты узлов													
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки							
N	Код	Устар	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Uнорм	Uсхн	Uном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00				
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00					10,50		10,50				
8	1010	11,69					10,00		10,00	400,0		-5000	5000

Рисунок 5.9 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные													
Кусты узлов													
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки							
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт					
6	7		T1	0,56	22,07		5,5	22,4	33,050				
2	1		T2	1,20	45,74		1,8	10,3	2,870				
3	30		T3	0,40	30,49		2,8	15,5	1,000				
30	4		T3	0,00	0,00				2,870				
30	5		T3	0,40	71,15				31,430				
2	6		Л1	13,80	76,13		7,9	-777,4					
3	6		Л2	4,80	32,80		2,7	-341,0					
2	3		Л3	4,12	35,53		2,2	-380,6					
7	8		Г		0,06								

Рисунок 5.10 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов											
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
N	Код	Урас	dU	Pn	Qn	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax	
1	1100	121,00				110,00		110,00	-140,8	1,9			-1000	1000	
2	11	348,08	3,1	80,00	60,00	330,00		330,00							
3	11	347,09	4,4			330,00		330,00							
30	11	334,99	1,9			330,00		330,00							
4	11	116,72	1,9	160,00	120,00	110,00		110,00							
5	11	10,62	1,5	10,00	6,00	10,00		10,00							
6	11	358,69	8,0			330,00		330,00							
7	11	11,00	11,8			10,50		10,50							
8	1010	11,69	22,8			10,00		10,00	400,0	170,2			-5000	5000	

Рисунок 5.11 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ			
Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорп/Птрхх	Qг/Qтрхх	Кт
6	7	T1		358,7	-398,6	-55,0	0,65	11,0	400,0	85,8	21,47	0,71	27,85	1,42	30,77	0,71	2,92	33,050
2	1	T2		348,1	141,2	6,8	0,23	121,0	-140,8	1,9	0,67	0,20	7,53	0,42	8,78	0,22	1,25	2,870
3	30	T3		347,1	170,5	140,1	0,37	335,0	-170,0	-126,1	0,36	0,16	12,25	0,48	14,05	0,32	1,80	1,000
30	4	T3		335,0	160,0	120,0	0,34	116,7	-160,0	-120,0	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5	T3		335,0	10,0	6,1	0,02	10,6	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6	Л1		348,1	-143,5	-63,4	0,26	358,7	146,9	-20,5	0,24	2,39	13,20	3,38	-83,91	0,99	-97,10	
3	6	Л2		347,1	-248,6	-99,4	0,45	358,7	251,7	75,5	0,42	2,71	18,55	3,05	-23,93	0,34	-42,48	
2	3	Л3		348,1	-77,7	-3,4	0,13	347,1	78,2	-40,7	0,15	0,22	1,89	0,49	-44,09	0,27	-45,98	
7	8	Г		11,0	-400,0	-85,8	21,47	11,7	400,0	170,2	21,47		84,34		84,34			

Рисунок 5.12 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Изменяя мощность генерации в узле 8, строим угловую характеристику мощности и определяем предельный режим. При этом контролируем значение напряжения  $U_{г}$ . При построении характеристики следует учесть, что при АРВ ПД и СД программа выводит угол  $\delta'$ , а не угол  $\delta$ .

Далее проводим аналогичные расчеты при увеличении нагрузки в узле 7 в два раза относительно исходного значения. На рисунках 5.13 и 5.14 представлены полученные угловые характеристики и зависимости напряжения  $U_{г}$  для всех рассмотренных режимов.

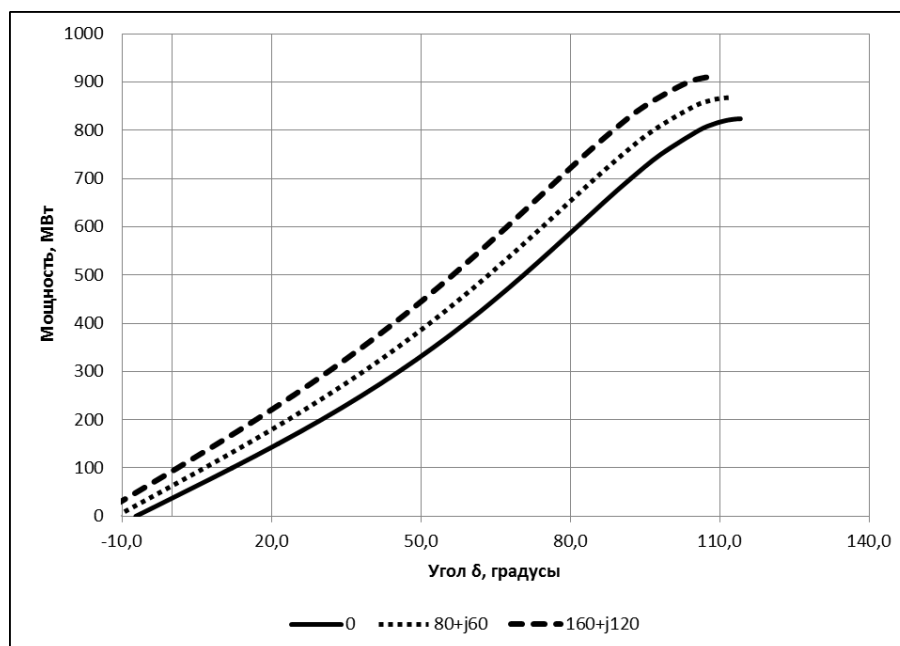


Рисунок 5.13 – Угловые характеристики мощности

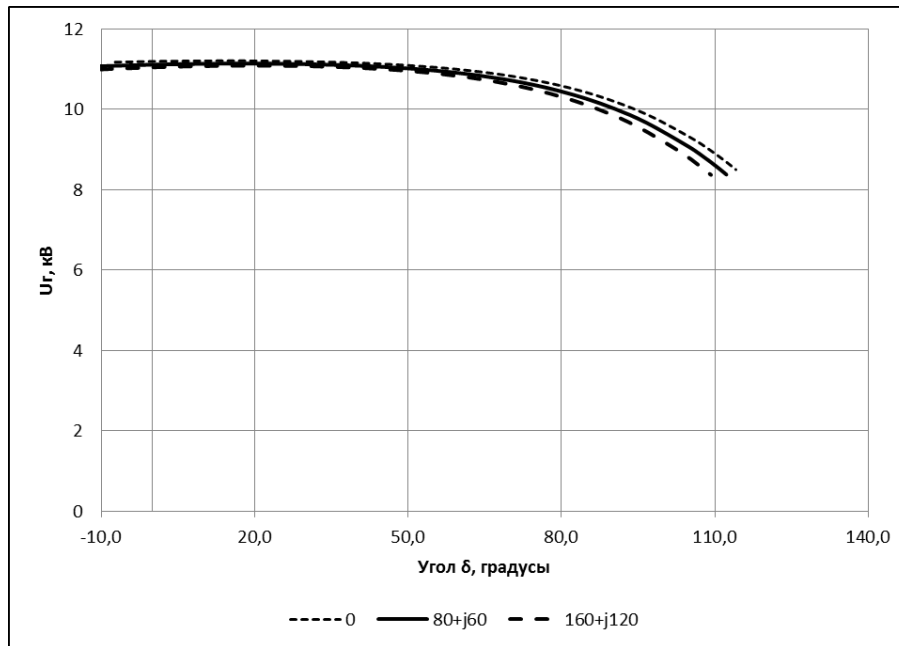


Рисунок 5.14 – Зависимости напряжения на шинах генератора  $U_g$

Загружаем файл с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима с АРВ СД на генераторах станции в лабораторной работе 1.

Результаты расчета режима установившегося режима с АРВ СД на генераторах и с исходной нагрузкой на шинах генератора представлены на рисунках 1.12 и 1.13 лабораторной работы 1.

Исходные данные для расчета установившегося режима с АРВ СД на генераторах и без нагрузки на шинах генератора представлены на рисунках 5.15 и 5.16. Результаты расчета режима показаны на рисунках 5.17 и 5.18.

Исходные данные													
Кусты узлов													
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Uном	Uсхн	Uном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	1010	11,00					10,50		10,50	400,0		-5000	5000

Рисунок 5.15 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные										
Кусты узлов										
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки					
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт		
б	7	T1		0,56	22,07	5,5	22,4	33,050		
2	1	T2		1,20	45,74	1,8	10,3	2,870		
3	30	T3		0,40	30,49	2,8	15,5	1,000		
30	4	T3		0,00	0,00			2,870		
30	5	T3		0,40	71,15			31,430		
2	6	L1		13,80	76,13	7,9	-777,4			
3	6	L2		4,80	32,80	2,7	-341,0			
2	3	L3		4,12	35,53	2,2	-380,6			

Рисунок 5.16 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Неба						
N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Unorm	Nсхн	Unом	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-140,8	2,2			-1000	1000
2	11	348,05	3,1	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	347,05	4,4			330,00		330,00						
30	11	334,95	1,9			330,00		330,00						
4	11	116,71	1,9	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,62	1,5	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	358,64	8,0			330,00		330,00						
7	1010	11,00	11,8			10,50		10,50	400,0	85,6			-5000	5000

Рисунок 5.17 – Результаты расчета установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ							
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ptrxx	Qr/Qtрxx	Kт
6	7	T1		358,6	-398,6	-54,8	0,65	11,0	400,0	85,6	21,47	0,71	27,85	1,42	30,77	0,71	2,92	33,050
2	1	T2		348,0	141,2	6,6	0,23	121,0	-140,8	2,2	0,67	0,20	7,53	0,42	8,78	0,22	1,25	2,870
3	30	T3		347,0	170,5	140,1	0,37	334,9	-170,0	-126,1	0,36	0,16	12,25	0,48	14,05	0,32	1,80	1,000
30	4	T3		334,9	160,0	120,0	0,34	116,7	-160,0	-120,0	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5	T3		334,9	10,0	6,1	0,02	10,6	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6	L1		348,0	-143,5	-63,3	0,26	358,6	146,9	-20,6	0,24	2,39	13,20	3,38	-83,89	0,99	-97,08	
3	6	L2		347,0	-248,6	-99,3	0,45	358,6	251,7	75,4	0,42	2,71	18,55	3,05	-23,92	0,34	-42,47	
2	3	L3		348,0	-77,7	-3,3	0,13	347,0	78,2	-40,8	0,15	0,22	1,89	0,49	-44,08	0,27	-45,97	

Рисунок 5.18 – Результаты расчета установившегося режима по ветвям

Изменяя мощность генерации в узле 7, строим угловую характеристику мощности и определяем предельный режим.

Далее проводим аналогичные расчеты при увеличении нагрузки в узле 7 в два раза относительно исходного значения. На рисунках 5.19 и 5.20 представлены полученные угловые характеристики и зависимости напряжения  $U_r$  для всех рассмотренных режимов.

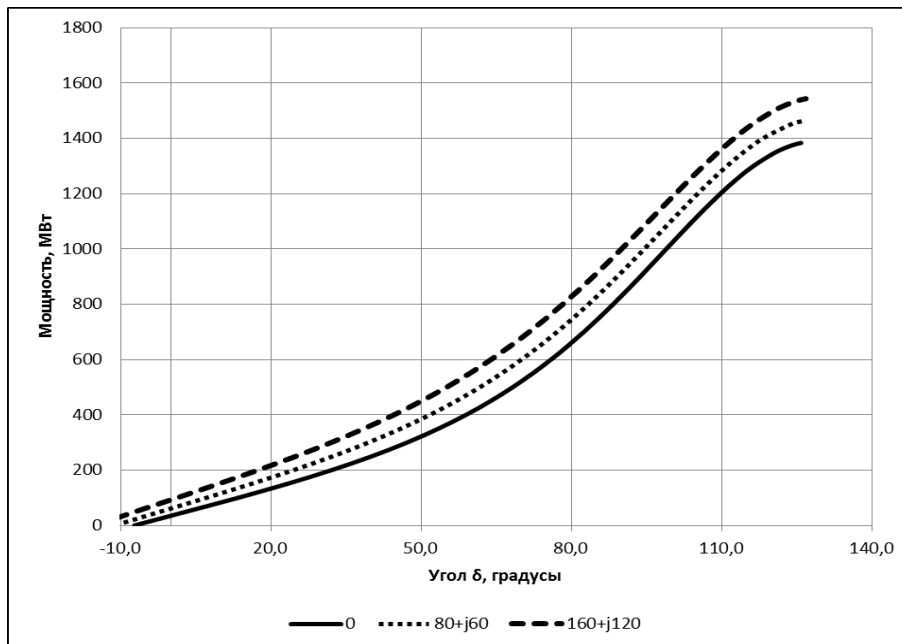


Рисунок 5.19 – Угловые характеристики мощности

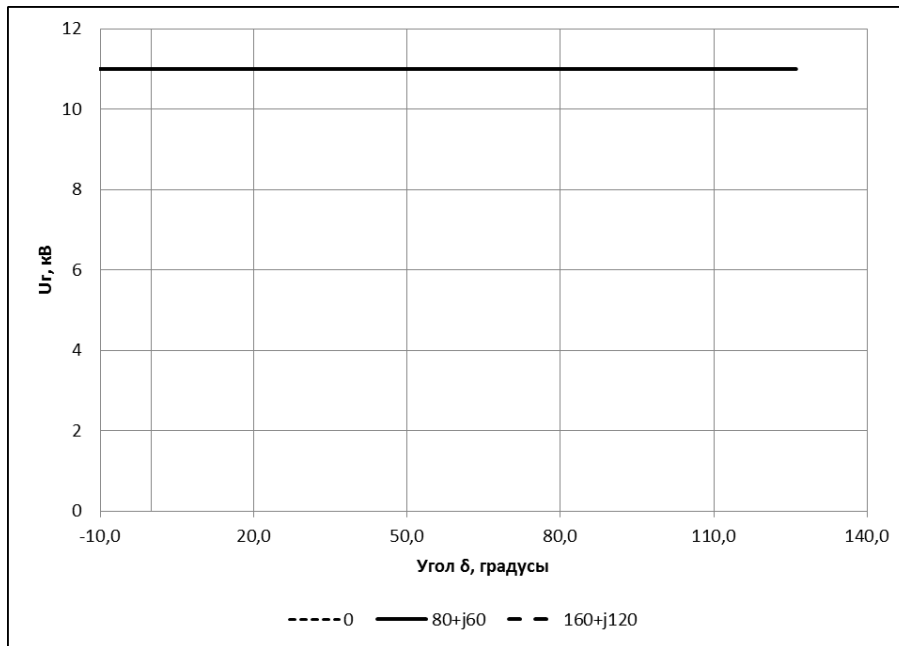


Рисунок 5.20 – Зависимости напряжения на шинах генератора  $U_g$

Таблица 5.2

Результаты расчета

Нагрузка, МВ·А	Режим без АРВ		Режим с АРВ ПД		Режим с АРВ СД	
	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы	$P_M$ , МВт	$\delta_M$ , градусы
0	433,7	79,7	823,9	114,1	1383,4	125,8
$P_H + jQ_H$	444,8	74,5	868	112,3	1463,3	126,3
$2 \cdot (P_H + jQ_H)$	457,6	69,1	912,5	109,2	1543,4	126,8

**Вывод:** местная нагрузка оказывает благоприятное влияние на статическую устойчивость электрической системы. При увеличении местной нагрузки предел пропускной способности увеличивается.

## Лабораторная работа 6

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ

#### 6.1 Цель работы

Исследовать влияние параметров линии на статическую устойчивость и предел передаваемой мощности системы.

#### 6.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) с устройствами АРВ ПД на генераторах станции требуется:

- 1) построить угловые характеристики и определить предел передаваемой мощности электрической системы:
  - а) при изменении протяженности линий электропередачи;
  - б) при учёте ёмкостной проводимости;
  - в) при расщеплении фазы линий;
- 2) выполнить анализ полученных результатов и сделать вывод о влиянии каждого из рассмотренных параметров на статическую устойчивость системы.

#### 6.3 Краткие теоретические сведения

Угловая характеристика активной мощности, выдаваемая генераторами электростанции определяется по выражению:

$$P_r = E^2 \cdot y_{11} \cdot \sin \alpha_{11} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (6.1)$$

Значения  $y_{11}$ ,  $y_{12}$ ,  $\alpha_{11}$  и  $\alpha_{12}$  зависят от протяженности, конструкции фазы и ёмкостной проводимости линий электропередачи.

Для систем электропередачи большой протяженности параметры линий являются определяющими в обеспечении устойчивости всей электропередачи. Это заставляет уделять особое внимание средствам повышения устойчивости систем электропередач большой протяженности.

Для уменьшения реактивного сопротивления линий применяется расщепление ее фазы на несколько проводов. Особенно эффективно расщепление фазы на 2 и 3 провода (рисунок 6.1).

Дальнейшее расщепление не приводит к значительному снижению индуктивного сопротивления линий, однако для линий сверхвысокого напряжения оно применяется. Для линий электропередачи 330 кВ принято расщепление фазы на 2 провода.

При выполнении фазы  $N$  одинаковыми проводами удельное активное сопротивление фазы уменьшается в  $N$  раз:

$$r_0 = \frac{r'_0}{N}, \quad (6.2)$$

где  $r'_0$  – удельное активное сопротивление одного провода.

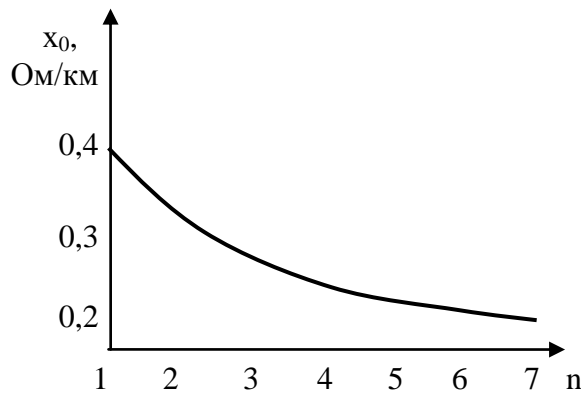


Рисунок 6.1 – Изменение индуктивного сопротивления линии электропередачи напряжением 500 кВ при расщеплении фазы на n-проводов

Эквивалентный радиус расщепленной фазы определяется по формуле:

$$r_{\text{прэ}} = \sqrt[N]{r_{\text{пр}} \cdot a_{\text{ср}}^{N-1}}, \quad (6.3)$$

где  $N$  – число проводов в расщепленной фазе;

$r_{\text{пр}}$  – радиус провода (таблица 6.1);

$a_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы, равное 400-600 мм.

Таблица 6.1

Параметры проводов линий электропередачи напряжением 330 кВ

Сечение	$r_{\text{пр}}$ , мм	Сечение	$r_{\text{пр}}$ , мм
АС-240/32	10,8	АС-400/51	13,75
АС-300/39	12	АС-500/64	15,3

Удельное индуктивное сопротивление линии при расщеплении фазы уменьшается:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{прэ}}} + \frac{0,0157}{N}, \quad (6.4)$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами. Для линий номинальным напряжением 330 кВ  $D_{\text{ср}}=11,5$  м.

Расщепление фазы на несколько проводов увеличивает ёмкость линии и соответственно удельную ёмкостную проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{прэ}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (6.5)$$

Следует отметить, что расщепление фазы применяется не только для уменьшения индуктивного сопротивления линий, но и для снижения потерь на корону. При этом уменьшается активная проводимость. Но так как потери на корону в значительной степени зависят ещё и от погодных условий (например, для линии напряжением 330 кВ, выполненной проводом 2×АС-



240/32, значение потерь на корону колеблется от 3,2 до 4,3 кВт/км), то в данной работе влияние активной проводимости не рассматривается.

Учёт зарядной мощности линий приводит к уменьшению предела передаваемой мощности, так как избыток генерируемой ёмкостью линии реактивной мощности приводит к уменьшению ЭДС генераторов. Наличие АРВ на генераторах снижает влияние зарядной мощности на предел передаваемой мощности.

#### 6.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Определить параметры линий электропередачи
  - а) для разной протяженности;
  - б) с учётом разного числа проводов в расщепленной фазе.
3. Заполнить таблицы 6.2 и 6.3.

Таблица 6.2

Параметры линий электропередачи разной протяженности

Показатель	0,5·l			l			2·l		
	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3
Активное сопротивление, Ом									
Реактивное сопротивление, Ом									
Активная проводимость, мкСм									
Реактивная проводимость, мкСм									

Таблица 6.3

Параметры линий электропередачи при разном числе проводов в расщепленной фазе

Показатель	N=1			N=2			N=3		
	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3
Активное сопротивление, Ом									
Реактивное сопротивление, Ом									
Реактивная проводимость, мкСм									

4. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.

5. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима с АРВ ПД на генераторах станции в лабораторной работе 2.

6. Внести изменения в соответствии с таблицей 6.2. Для полученных схем построить угловые характеристики мощности и определить предел передаваемой мощности. Заполнить таблицу 6.4.

7. Внести изменения в исходный режим в соответствии с таблицей 6.3. Для полученных схем построить угловые характеристики мощности и определить предел передаваемой мощности. Заполнить таблицу 6.5.

Таблица 6.4

Результаты расчета предела передаваемой мощности при разной протяженности линий электропередачи

Длина линий	$E'$ , кВ	$P_m$ , МВт	$P_m$ , о.е.	$\delta_m$ , градусы	$K_p$ , о.е.
$0,5 \cdot l$					
$l$					
$2 \cdot l$					

Таблица 6.5

Результаты расчета предела передаваемой мощности при разном числе проводов в расщепленной фазе

Число проводов в фазе	$E'$ , кВ	$P_m$ , МВт	$P_m$ , о.е.	$\delta_m$ , градусы	$K_p$ , о.е.
$N=1$					
$N=2$					
$N=3$					

8. Выполнить расчет исходного режима без учёта ёмкостных проводимостей линий электропередачи. Построить совмещённые угловые характеристики мощности без учёта и с учётом ёмкостных проводимостей и определить предел передаваемой мощности. Заполнить таблицу 6.6.

Таблица 6.6

Результаты расчета предела передаваемой мощности без учёта и с учётом ёмкостных проводимостей

Ёмкостная проводимость	$E'$ , кВ	$P_m$ , МВт	$P_m$ , о.е.	$\delta_m$ , градусы	$K_p$ , о.е.
$B=0$					
$B$					

9. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии рассмотренных параметров на статическую устойчивость.

10. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

### 6.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Таблицы 6.2 и 6.3. Примеры расчета параметров для этих таблиц.
3. Совмещённые угловые характеристики мощности при разной протяженности линий электропередачи.
4. Совмещённые угловые характеристики мощности при разном числе проводов в расщепленной фазе.
5. Результаты расчёта установившегося режима без учёта ёмкостных проводимостей. Совмещённые угловые характеристики мощности без учёта и с учётом ёмкостных проводимостей.
6. Таблицы 6.4, 6.5 и 6.6.
7. Выводы по работе.

## 6.6 Контрольные вопросы

1. Какое влияние оказывает длина линии на предел передаваемой мощности?
2. От чего зависит значение индуктивного сопротивления линий?
3. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП? Поясните, насколько существенна ее зависимость от сечения проводов и конструкции фаз ВЛ?
4. Для чего применяется расщепление фаз линий?
5. На какие параметры схемы замещения линии и как влияет расщепление фазы линии электропередачи?
6. Как влияет учёт зарядной мощности на статическую устойчивость системы?

## 6.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияния параметров линий электропередачи на статическую устойчивость

Параметры линий электропередачи представлены в таблицах 6.7 и 6.8.

Таблица 6.7

Параметры линий электропередачи разной протяженности

Показатель	0,5·l			l			2·l		
	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3
Активное сопротивление, Ом	6,9	2,4	2,06	13,8	4,8	4,125	27,6	9,6	8,25
Реактивное сопротивление, Ом	38,07	16,40	17,77	76,13	32,8	35,53	152,26	65,6	71,06
Активная проводимость, мкСм	3,97	1,36	1,11	7,935	2,71	2,22	15,9	5,4	4,44
Реактивная проводимость, мкСм	388,7	170,5	190,3	777,4	341	380,6	1554	682	761,2

Таблица 6.8

Параметры линий электропередачи при разном числе проводов в расщепленной фазе

Показатель	N=1			N=2			N=3		
	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3	Л1	Л2	Л3
Активное сопротивление, Ом	27,6	9,6	8,25	13,8	4,8	4,125	9,2	3,2	2,75
Реактивное сопротивление, Ом	103,23	44,23	48,02	76,13	32,80	35,53	66,83	28,84	31,41
Реактивная проводимость, мкСм	575,9	254,2	285,3	777,4	341,0	380,6	879,8	385,5	428,3

Приведем пример расчета параметров линии электропередачи Л3, выполненной проводом АС-400/51 с расщеплением фазы на три провода.

Удельное активное сопротивление:

$$r_0 = \frac{0,075}{3} = 0,025 \text{ Ом/км.}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{лз} = r_0 \cdot l = 0,025 \cdot 110 = 2,75 \text{ Ом.}$$

Эквивалентный радиус расщепленной фазы:

$$r_{прз} = \sqrt[3]{13,75 \cdot 400^{3-1}} = 130,06 \text{ мм}$$

Удельное индуктивное сопротивление:

$$x_0 = 0,144 \cdot lg \frac{11500}{130,06} + \frac{0,0157}{3} = 0,286 \text{ Ом/км.}$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{лз} = x_0 \cdot l = 0,286 \cdot 110 = 31,41 \text{ Ом,}$$

Удельная ёмкостная проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{lg \frac{11500}{130,06}} \cdot 10^{-6} = 3,89 \text{ мкСм/км.}$$

Ёмкостная проводимость линии:

$$B_{лз} = b_0 \cdot l = 3,89 \cdot 110 = 428,3 \text{ мкСм.}$$

Исходные данные и результаты расчета установившегося режима при исходных длинах линий приведены в таблицах 2.5-2.8 лабораторной работы 2. Исходные данные для расчета установившегося режима при  $0,5 \cdot l$  приведены на рисунках 6.2 и 6.3. Результаты расчета этого режима представлены на рисунках 6.4 и 6.5.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы		Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки							
N	Код	Устарг	Урасч	dU	Rн0	Qн0	Unorm	Nсxn	Unom	Pr	Qr	Qmin	Qmax	
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000	
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00					
3	11	330,00					330,00		330,00					
30	11	330,00					330,00		330,00					
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00					
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00					
6	11	330,00					330,00		330,00					
7	11	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50					
8	1010	12,36					10,00		10,00	400,0		-5000	5000	

Рисунок 6.2 – Исходные данные по узлам схемы при  $0,5 \cdot l$

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов								
Узлы		Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки					
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт				
6	7	T1		0,56	22,07	5,5	22,4	33,050				
2	1	T2		1,20	45,74	1,8	10,3	2,870				
3	30	T3		0,40	30,49	2,8	15,5	1,000				
30	4	T3		0,00	0,00			2,870				
30	5	T3		0,40	71,15			31,430				
2	6	Л1		6,90	38,07	4,0	-388,7					
3	6	Л2		2,40	16,40	1,4	-170,5					
2	3	Л3		2,06	17,77	1,1	-190,3					
7	8	Г			0,06							

Рисунок 6.3 – Исходные данные по ветвям схемы при  $0,5 \cdot l$

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов												
Узлы		Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ
N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	Unorm	Nсxn	Unom	Pr	Qr	Pш	Qш	Qmin	Qmax		
1	1100	121,00				110,00		110,00	-65,3	-2,7			-1000	1000		
2	11	348,04	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00								
3	11	347,85	1,7			330,00		330,00								
30	11	335,78	-0,8			330,00		330,00								
4	11	117,00	-0,8	160,00	120,00	110,00		110,00								
5	11	10,64	-1,1	10,00	6,00	10,00		10,00								
6	11	354,60	3,2			330,00		330,00								
7	11	11,00	6,3	80,00	60,00	10,50		10,50								
8	1010	12,36	16,6			10,00		10,00	400,0	311,8			-5000	5000		

Рисунок 6.4 – Результаты расчета режима по узлам при  $0,5 \cdot l$



Результаты расчета предела передаваемой мощности при изменении протяженности линий электропередачи представлены в таблице 6.9 и на рисунках 6.10 и 6.11. Следует отметить, что в таблице 6.9 показан уточненный угол  $\delta$ , а не  $\delta'$ .

Таблица 6.9

Результаты расчета предела передаваемой мощности при разной протяженности линий электропередачи

Длина линий	$E'$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$P_{\text{н}}$ , о.е.	$\delta_{\text{м}}$ , градусы	$K_{\text{р}}$ , о.е.
$0,5 \cdot l$	12,36	961,2	1,11	111,4	1,4
$l$	11,94	868,0	1,00	112,3	1,17
$2 \cdot l$	11,22	739,7	0,85	113,9	0,85

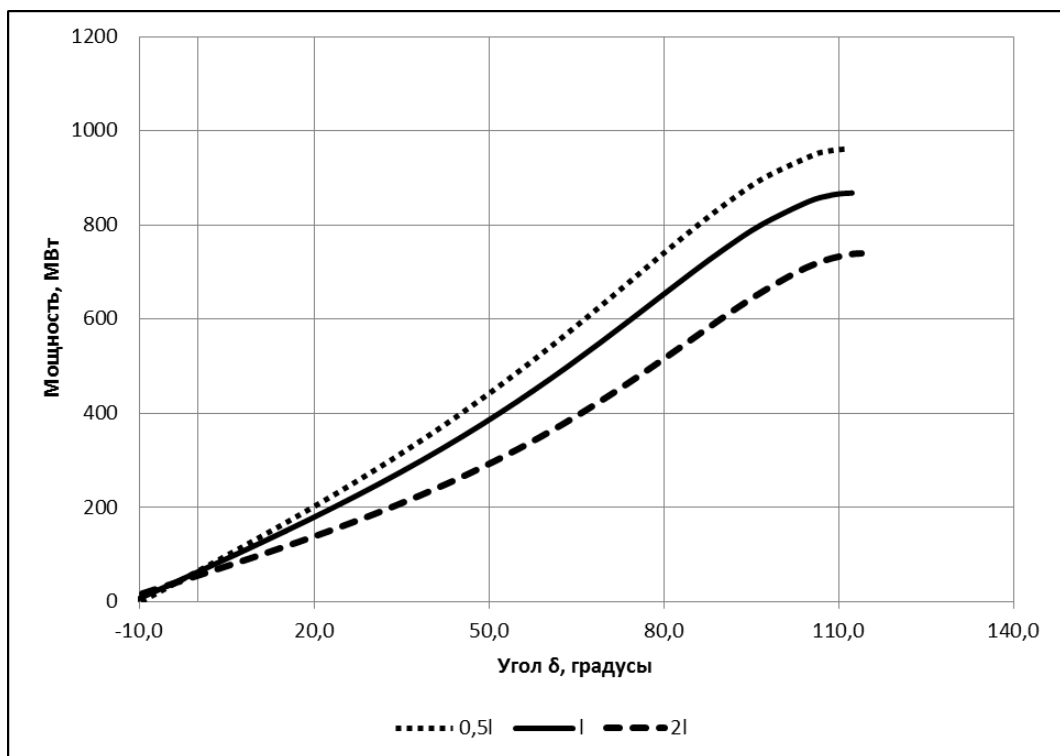


Рисунок 6.10 – Совмещённые угловые характеристики мощности при разной протяженности линий электропередачи

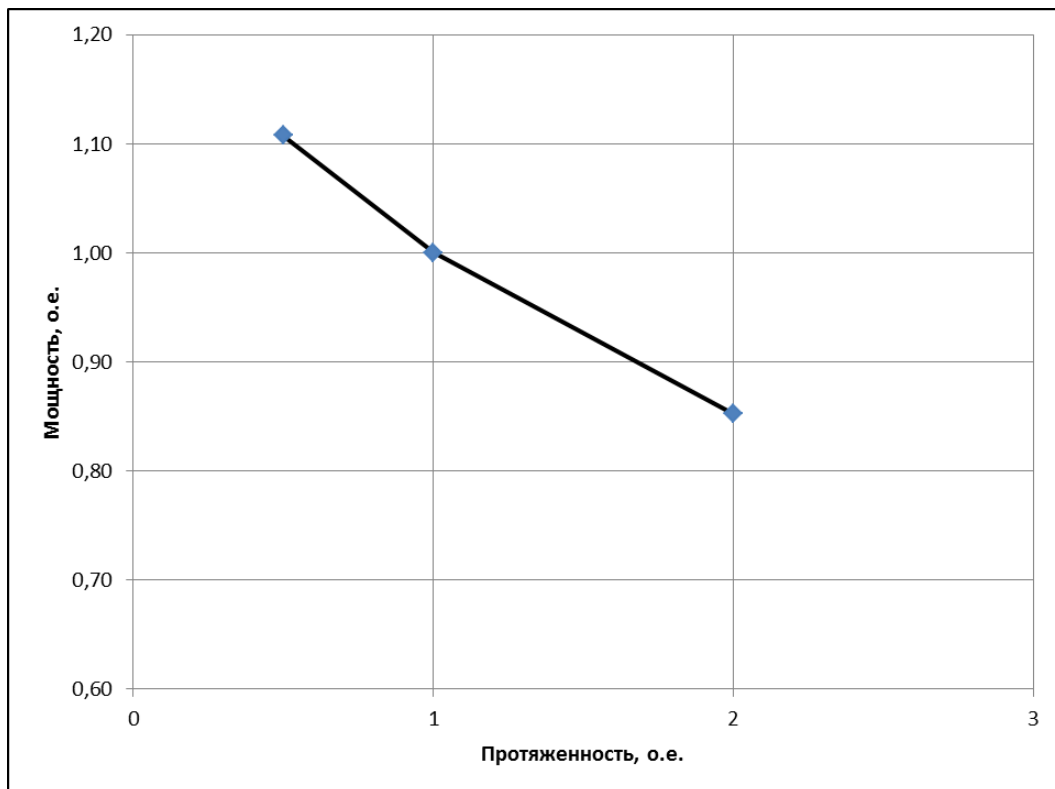


Рисунок 6.11 – Предел передаваемой мощности при разной протяженности линий электропередачи

Исходные данные и результаты расчета установившегося режима при расщеплении фазы линий на 2 провода приведены в лабораторной работе 2.

Исходные данные для расчета установившегося режима без расщепления фазы линий электропередач приведены на рисунках 6.12 и 6.13. Результаты расчета этого режима представлены в таблицах 6.14 и 6.15.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы		Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки							
N	Код	Устар	Урасч	dU	Рн0	Qн0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50				
8	1010	12,05					10,00		10,00	400,0		-5000	5000

Рисунок 6.12 – Исходные данные по узлам схемы при N=1

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы		Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки		
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
6	7	T1		0,56	22,07	5,5	22,4	33,050
2	1	T2		1,20	45,74	1,8	10,3	2,870
3	30	T3		0,40	30,49	2,8	15,5	1,000
30	4	T3		0,00	0,00			2,870
30	5	T3		0,40	71,15			31,430
2	6	Л1		27,60	103,23	7,9	-575,9	
3	6	Л2		9,60	44,23	2,7	-254,2	
2	3	Л3		8,25	48,02	2,2	-285,3	
7	8	Г		0,06				

Рисунок 6.13 – Исходные данные по ветвям схемы при N=1





Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры		Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие		Заданные сечения и составляющие		Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ртрхх	Qr/Qtрхх	Kт
6	7	T1		360,0	-318,8	-40,4	0,52	11,0	320,0	61,0	17,10	0,45	17,65	1,17	20,58	0,72	2,93	33,050
2	1	T2		351,9	64,5	35,1	0,12	121,0	-64,2	-31,8	0,34	0,05	1,97	0,28	3,23	0,22	1,26	2,870
3	30	T3		351,2	170,5	139,9	0,36	339,3	-170,0	-126,1	0,36	0,16	11,94	0,49	13,79	0,33	1,85	1,000
30	4	T3		339,3	160,0	120,0	0,34	118,2	-160,0	-120,0	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5	T3		339,3	10,0	6,1	0,02	10,8	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,08	0,00	0,08			31,430
2	6	Л1		351,9	-107,4	-79,4	0,22	360,0	109,4	-25,4	0,18	0,91	6,62	1,92	-104,8	1,01	-111,5	
3	6	Л2		351,2	-207,9	-103,0	0,38	360,0	209,5	65,8	0,35	1,29	11,58	1,63	-37,17	0,34	-48,75	
2	3	Л3		351,9	-37,1	-15,6	0,07	351,2	37,4	-36,9	0,09	0,03	0,38	0,31	-52,55	0,27	-52,93	
7	8	Г		11,0	-400,0	-121,0	21,93	11,9	400,0	209,0	21,93		88,03		88,03			

Рисунок 6.19 – Результаты расчета режима по ветвям при  $N=3$

Результаты расчета предела передаваемой мощности при изменении числа проводов в расщепленной фазе линии электропередачи представлены в таблице 6.10. Соответствующие характеристики на рисунках 6.20 и 6.21.

Таблица 6.10

Результаты расчета предела передаваемой мощности при разном числе проводов в расщепленной фазе

Число проводов в фазе	$E'$ , кВ	$P_M$ , МВт	$P_M$ , о.е.	$\delta_M$ , градусы	$K_P$ , о.е.
$N=1$	12,05	825,0	0,95	110,9	1,06
$N=2$	11,94	868,0	1,00	112,3	1,17
$N=3$	11,88	883,1	1,02	112,3	1,21

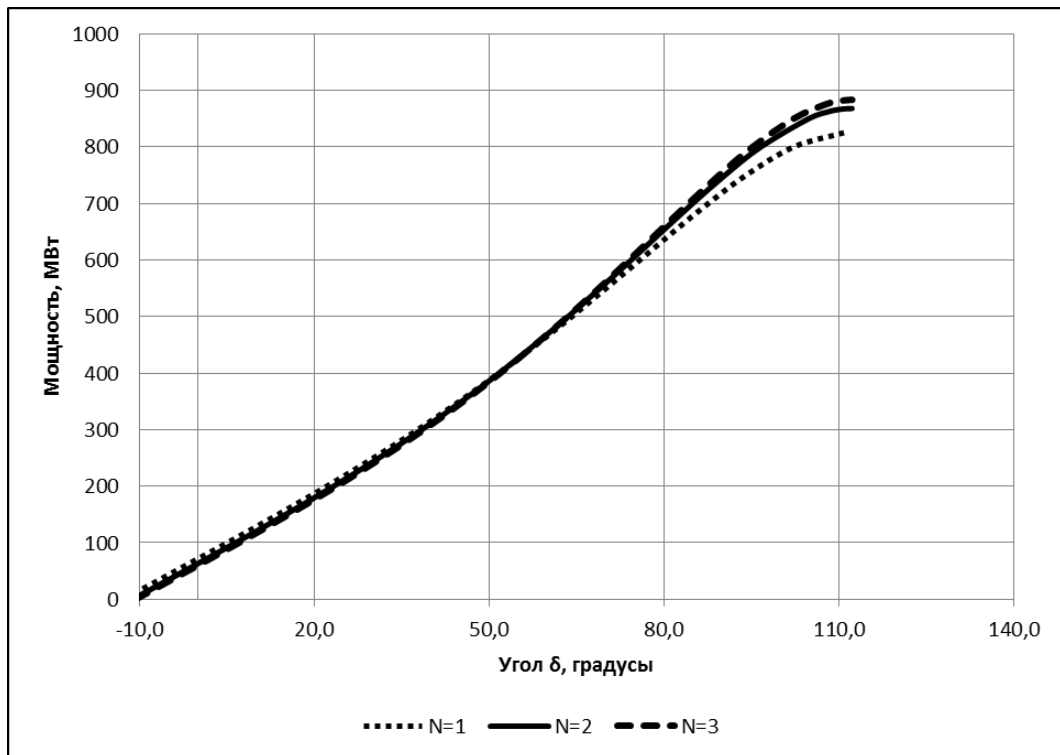


Рисунок 6.20 – Совмещенные угловые характеристики мощности при разном числе проводов в расщепленной фазе

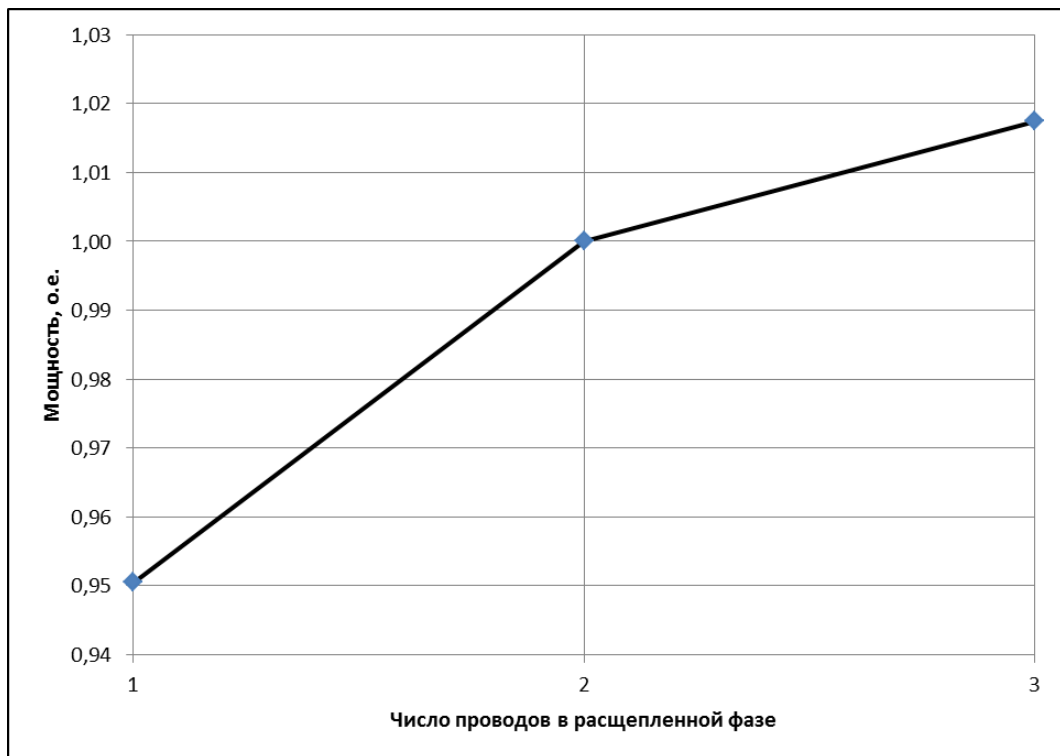


Рисунок 6.21 – Предел передаваемой мощности при разном числе проводов в расщепленной фазе

Далее проводим расчеты с целью определения влияния ёмкостной проводимости. Исходные данные и результаты расчета установившегося режима при учёте ёмкостной проводимости приведены в лабораторной работе 2.

Исходные данные для расчета установившегося режима без ёмкостных проводимостей линий электропередачи приведены на рисунках 6.22 и 6.23. Результаты расчета этого режима представлены на рисунках 6.24 и 6.25.

Результаты расчета предела передаваемой мощности представлены в таблице 6.11. Соответствующие характеристики на рисунке 6.26.

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устар	Урасч	dU	Pн0	Qн0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00			-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			160,00	120,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	11	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50				
8	1010	12,62					10,00		10,00	400,0		-5000	5000

Рисунок 6.22 – Исходные данные по узлам схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
6	7	T1		0,56	22,07	5,5	22,4	33,050
2	1	T2		1,20	45,74	1,8	10,3	2,870
3	30	T3		0,40	30,49	2,8	15,5	1,000
30	4	T3		0,00	0,00			2,870
30	5	T3		0,40	71,15			31,430
2	6	Л1		13,80	76,13	7,9		
3	6	Л2		4,80	32,80	2,7		
2	3	Л3		4,12	35,53	2,2		
7	8	Г		0,06				

Рисунок 6.23 – Исходные данные по ветвям схемы

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урас	dU	Pn	Qn	Unorm	Nсxn	Unom	Pg	Qg	Pш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-62,5	60,0			-1000	1000
2	11	339,77	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	337,38	2,1			330,00		330,00						
30	11	324,89	-0,6			330,00		330,00						
4	11	113,20	-0,6	160,00	120,00	110,00		110,00						
5	11	10,29	-1,0	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	351,90	5,1			330,00		330,00						
7	11	11,00	8,2	80,00	60,00	10,50		10,50						
8	1010	12,62	18,4			10,00		10,00	400,0	369,7			-5000	5000

Рисунок 6.24 – Результаты расчета по узлам установившегося режима без учёта ёмкостных проводимостей

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорр/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
6	7		T1	351,9	-318,7	-169,8	0,59	11,0	320,0	196,1	19,69	0,59	23,37	1,30	26,24	0,70	2,87	33,050
2	1		T2	339,8	62,8	-55,9	0,14	121,0	-62,5	60,0	0,41	0,07	2,82	0,29	4,04	0,22	1,22	2,870
3	30		T3	337,4	170,5	140,8	0,38	324,9	-170,0	-126,1	0,38	0,17	13,01	0,47	14,71	0,30	1,70	1,000
30	4		T3	324,9	160,0	120,0	0,36	113,2	-160,0	-120,0	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5		T3	324,9	10,0	6,1	0,02	10,3	-10,0	-6,0	0,65	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6		Л1	339,8	-106,8	-31,4	0,19	351,9	109,3	39,6	0,19	1,49	8,24	2,44	8,24	0,95		
3	6		Л2	337,4	-206,7	-114,1	0,40	351,9	209,4	130,2	0,40	2,35	16,09	2,68	16,09	0,32		
2	3		Л3	339,8	-35,9	27,3	0,08	337,4	36,3	-26,7	0,08	0,07	0,63	0,33	0,63	0,25		
7	8		Г	11,0	-400,0	-256,1	24,92	12,6	400,0	369,7	24,92		113,63		113,63			

Рисунок 6.25 – Результаты расчета по ветвям установившегося режима без учёта ёмкостных проводимостей

Таблица 6.11

Результаты расчета предела передаваемой мощности без учёта и с учётом ёмкостных проводимостей

Ёмкостная проводимость	$E'$ , кВ	$P_M$ , МВт	$P_M$ , о.е.	$\delta_M$ , градусы	$K_P$ , о.е.
$B=0$	12,62	872,3	1,005	108,4	1,18
$B$	11,94	868,0	1,00	112,3	1,17

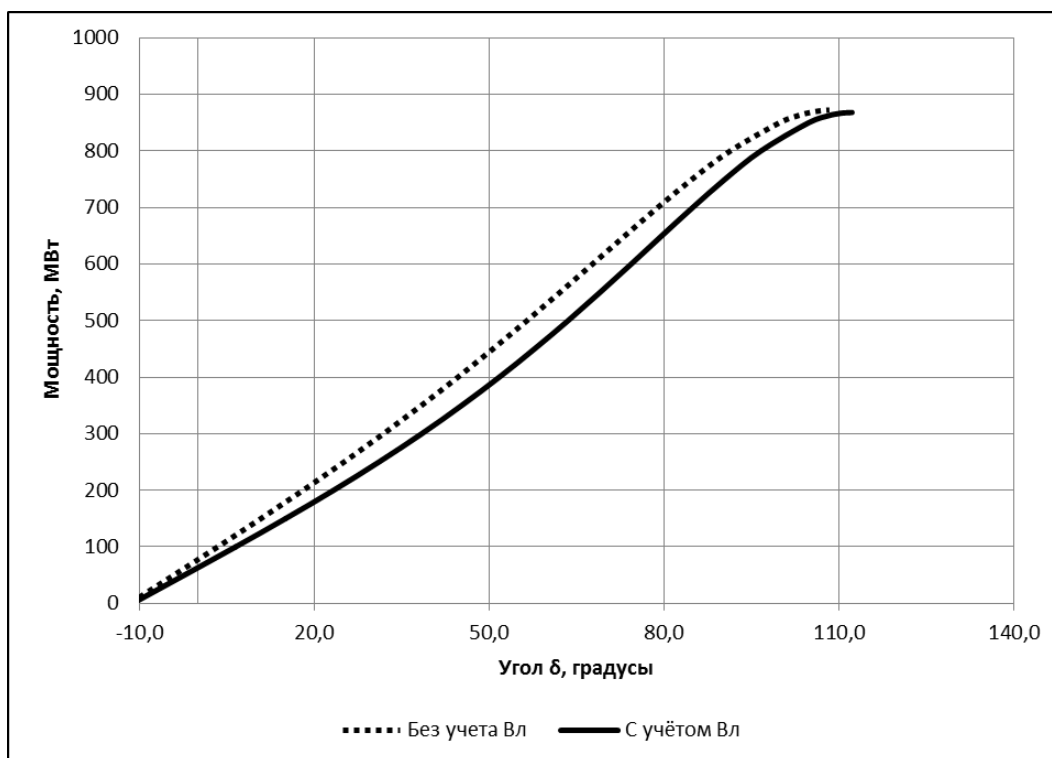


Рисунок 6.26 – Совмещённые угловые характеристики мощности без учёта и с учётом ёмкостных проводимостей

### **Выводы:**

1) для системы с генераторами с АРВ ПД при увеличении длины линий электропередачи предел передаваемой мощности уменьшается. Коэффициент запаса статической устойчивости при длине линий электропередачи  $0,5 \cdot l$  равен 1,4, при длине  $l$  – 1,17 и при длине  $2 \cdot l$  – 0,85;

2) расщепление фаз позволяет увеличить предел передаваемой мощности. Для случая, когда фаза линии электропередачи содержит только один провод, коэффициент запаса статической устойчивости равен 1,06. При расщеплении фазы линии электропередачи на два провода коэффициент запаса статической устойчивости увеличивается до 1,17, а при расщеплении на три провода до 1,21;

3) учёт зарядной ёмкости линии несколько снижает предел передаваемой мощности. Коэффициент запаса статической устойчивости без учёта и с учетом зарядной ёмкости линии равен соответственно 1,18 и 1,17. В исходных режимах без учёта зарядной мощности линий электропередач генераторы станции выдают в электрическую сеть реактивную мощность 369,7 Мвар, при её учёте – 221,7 Мвар.

## Лабораторная работа 7

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

#### 7.1 Цель работы

Исследовать влияние величины постоянной механической инерции генераторов на динамическую устойчивость системы электропередачи.

#### 7.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется определить значения предельного угла и времени отключения короткого замыкания при различных значениях постоянной механической инерции генераторов.

#### 7.3 Краткие теоретические сведения

Уравнение относительного движения ротора синхронной машины описывается, согласно второму закону Ньютона, уравнением:

$$J \cdot \alpha = \Delta M. \quad (7.1)$$

Рассмотрим составляющие, входящие в данное уравнение.

Момент инерции вращающейся части энергоагрегата (ротора турбины, вала и ротора генератора)  $J$  определяется по формуле:

$$J = \frac{GD^2}{4}, \quad (7.2)$$

где  $GD^2$  – маховый момент.

Угловое ускорение вращающейся части энергоагрегата  $\alpha$  равно:

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d(\omega_0 + \Delta\omega)}{dt}, \quad (7.3)$$

где  $\omega$  – угловая скорость;

$\omega_0$  – угловая синхронная скорость;

$\Delta\omega$  – изменение угловой скорости.

Небаланс моментов, действующих на вал  $\Delta M$  равен:

$$\Delta M = M_T - M_{эм}, \quad (7.4)$$

где  $M_T$  – вращающий момент, создаваемый турбиной;

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

Небаланс моментов  $\Delta M$  можно выразить через небаланс мощностей  $\Delta P$  и угловую скорость  $\omega$ :

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega}. \quad (7.5)$$

Если разделить левую и правую части уравнения (7.1) на номинальный момент  $M_{ном} = S_{ном} / \omega_0$ , то в системе относительных единиц после определенных преобразований и допущений (составляющей  $\Delta\omega_*$  пренебрегают из-за её малой величины  $\Delta\omega_* = 0,01 \dots 0,02$ ) получим:

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta P_*, \quad (7.6)$$

где  $T_j$  – постоянная механической инерции вращающейся части энергоагрегата.

Величина постоянной механической инерции численно равна промежутку времени, необходимому для изменения скорости машины от нуля до синхронной при постоянном вращающемся моменте, равном номинальному.

Для приближенной оценки постоянной механической инерции турбоагрегата можно значение постоянной механической инерции ротора генератора  $T_{jг}$  увеличить в два раза

$$T_j = 2 \cdot T_{jг}. \quad (7.7)$$

С учётом того, что маховый момент ротора генератора задается, как правило, в  $\text{т} \cdot \text{м}^2$ , скорость вращения  $n$  в оборот/мин, а номинальная мощность в МВт выражение для определения постоянной механической инерции ротора генератора  $T_{jг}$  примет вид:

$$T_{jг} = \frac{GD^2}{4} \cdot \frac{\omega_0^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{GD^2}{4} \cdot \frac{(2 \cdot \pi \cdot n/60)^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2}{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi} \cdot 10^{-6}. \quad (7.8)$$

В некоторых программах для расчета динамической устойчивости может использоваться постоянная инерции  $H = T_j/2$ .

В программе Mustang для расчета динамической устойчивости необходимо задать  $M_j = k \cdot T_j \cdot P_{\text{нг}}$ , МВт·с (лабораторная работа 1).

От величины постоянной механической инерции зависит скорость изменения угла и скольжения электрических машин. Чем больше постоянная инерции машины, тем медленнее изменяется ее скольжение и угол в переходном процессе (рисунок 7.1), а, следовательно, больше предельное время отключения короткого замыкания.

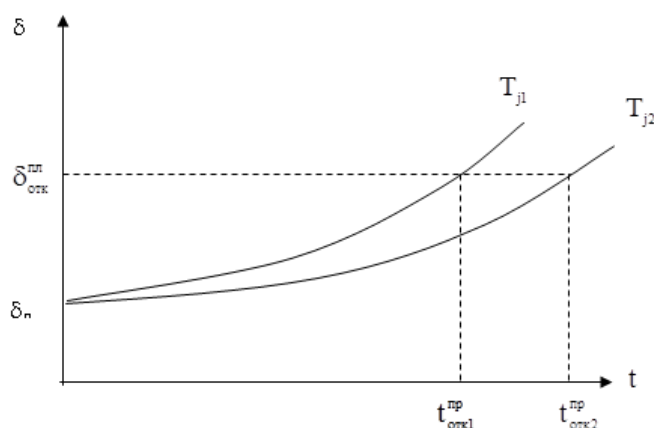


Рисунок 7.1 – Изменение угла  $\delta$  в переходном процессе при различных постоянных механической инерции ( $T_{j1} < T_{j2}$ )

#### 7.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.

3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для определения предельного времени отключения короткого замыкания в лабораторной работе 3. Воспроизвести расчет переходного режима при найденном предельном времени отключения короткого замыкания.

4. Увеличить постоянную механической инерции электрических машин станции  $T_{j2} = 1,5 \cdot T_{j1}$  и определить предельное время отключения короткого замыкания и соответствующий ему относительный угол ротора. Значение постоянной механической инерции вращающейся части энергоагрегата  $T_{j1}$  принять из лабораторной работы 1.

5. Увеличить постоянную механической инерции электрических машин станции  $T_{j3} = 2 \cdot T_{j1}$  и определить предельное время отключения короткого замыкания и соответствующий ему относительный угол ротора.

6. Заполнить таблицу 7.1.

7. Построить зависимости  $\delta = f(t)$  для трех предельных режимов.

8. Построить зависимость  $t_{отк}^{пп} = f(T_j)$ .

9. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии постоянной механической инерции генераторов на динамическую устойчивость.

10. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

Таблица 7.1

Результаты расчета предела передаваемой мощности при различных значениях постоянной механической инерции генераторов станции

Постоянная механической инерции	$t_{отк}^{пп}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пп}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пп}$ , %	$\delta_{отк}^{пп}$ , градусы
$T_{j1}$				
$T_{j2}$				
$T_{j3}$				

### 7.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

2. Таблица 7.1.

3. Характеристики  $\delta = f(t)$  для трех предельных режимов.

4. Зависимость  $t_{отк}^{пп} = f(T_j)$ .

5. Выводы по работе.

### 7.6 Контрольные вопросы

1. Как можно описать уравнение движения ротора синхронной машины? Поясните, что входит в это уравнение.

2. Какой физический смысл имеет постоянная механической инерции?

3. От чего зависит значение постоянной механической инерции электрической машины? Как можно изменить это значение?

4. Как будет изменяться угол  $\delta$  синхронной машины в переходном процессе при уменьшении постоянной механической инерции?

5. Как изменятся предельный угол и предельное время отключения ко-

роткого замыкания при увеличении постоянной механической инерции?

6. Как зависит соотношение площадок ускорения и торможения от постоянной механической инерции?

### 7.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияния параметров линий электропередачи на статическую устойчивость

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 3. Выполняем расчет переходного режима при найденном предельном времени отключения короткого замыкания. Записываем в таблицу 7.2 предельное время отключения короткого замыкания и соответствующий ему относительный угол ротора.

Таблица 7.2

Результаты расчета предела передаваемой мощности при разной протяженности линий электропередачи

Постоянная механической инерции	$t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , %	$\delta_{отк}^{пр}$ , градусы
7,8	0,249	-	-	80,63
11,7	0,297	0,048	19,3	78,68
15,6	0,337	0,088	35,3	77,32

Повторяем расчеты при  $T_{j2} = 1,5 \cdot 7,8 = 11,7$  с (таблица 7.3) и при  $T_{j3} = 2 \cdot 7,8 = 15,6$  с (таблица 7.4). Определяем предельное время отключения короткого замыкания и соответствующий ему относительный угол ротора. Результаты заносим в таблицу 7.2.

Таблица 7.3

Исходные данные по генераторам  $T_{j2} = 11,7$  с

Ω		О.Е.		Добавить / Изменить		Шрифт		Согласовать с УР		Справка					
Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД		Форсировка							
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0	T''d0	T''q0
	1		110,00					0,419							
	7		10,50	400	0,800	10,00	11,70	0,277							

Таблица 7.4

Исходные данные по генераторам  $T_{j3} = 15,6$  с

Ω		О.Е.		Добавить / Изменить		Шрифт		Согласовать с УР		Справка					
Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД		Форсировка							
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0	T''d0	T''q0
	1		110,00					0,419							
	7		10,50	400	0,800	10,00	15,60	0,277							

На рисунке 7.2 представлены зависимости активной мощности и относительного угла роторов генераторов от времени при  $T_{j1} = 7,8$  с. На рисунке 7.3 показана угловая характеристика мощности.

Аналогичные зависимости при других значениях постоянной механической инерции представлены на рисунках 7.4 и 7.5.



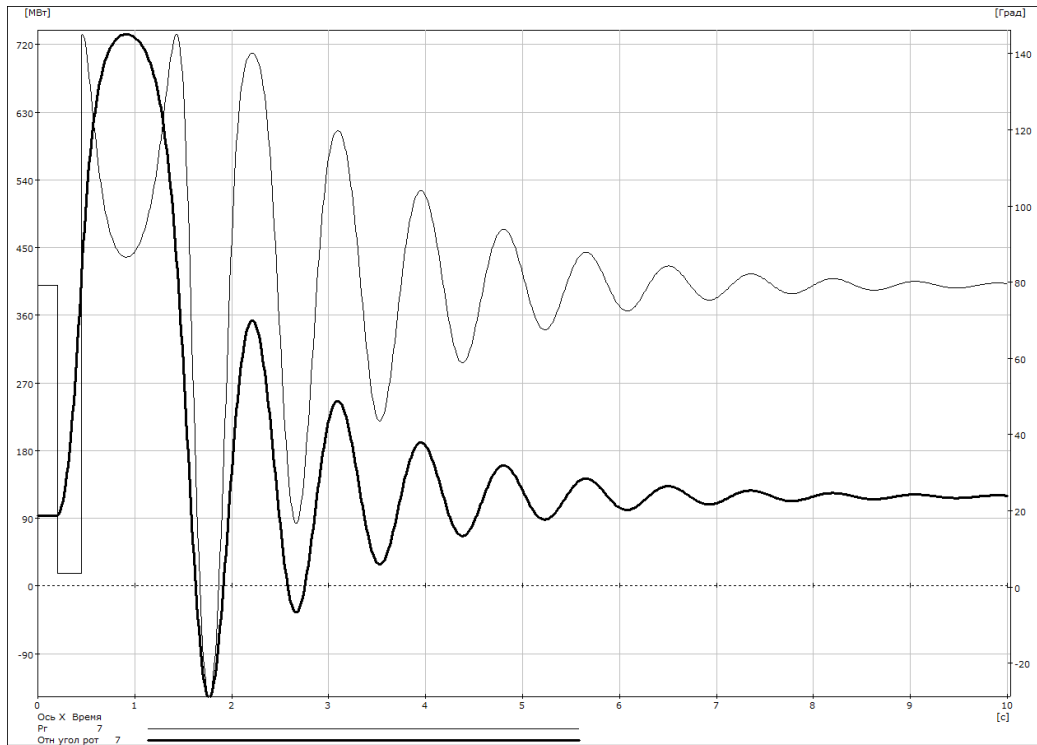


Рисунок 7.2 – Зависимости активной мощности и относительного угла роторов генераторов от времени при  $T_{j1} = 7,8$  с

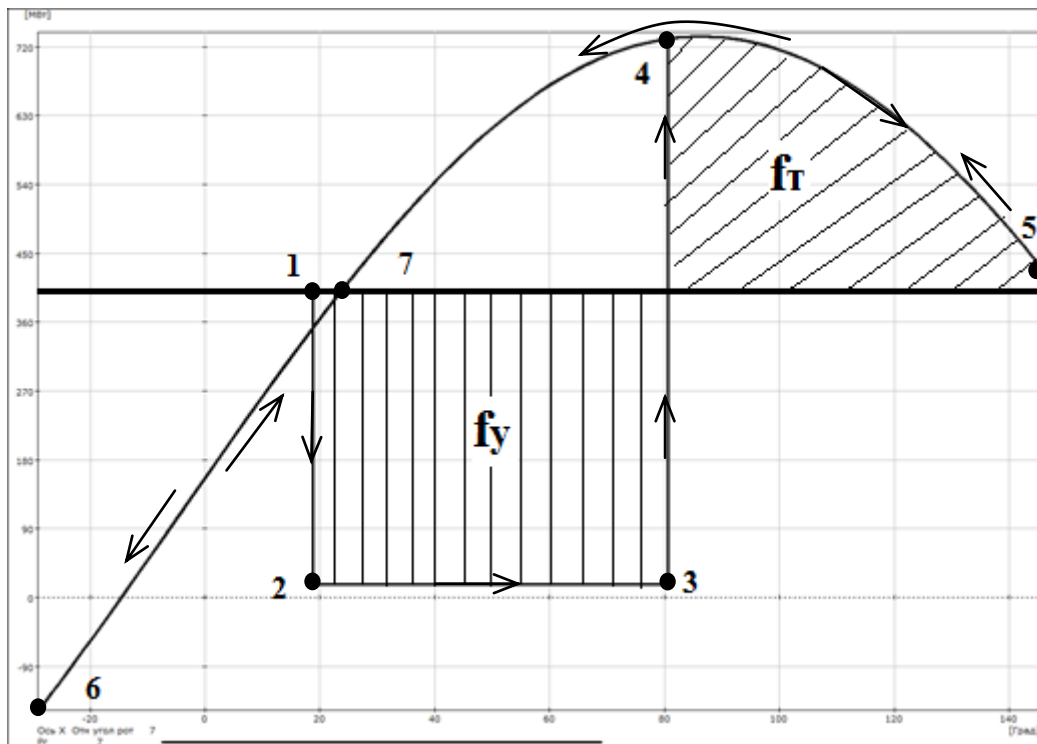


Рисунок 7.3 – Угловая характеристика мощности при  $T_{j1} = 7,8$  с

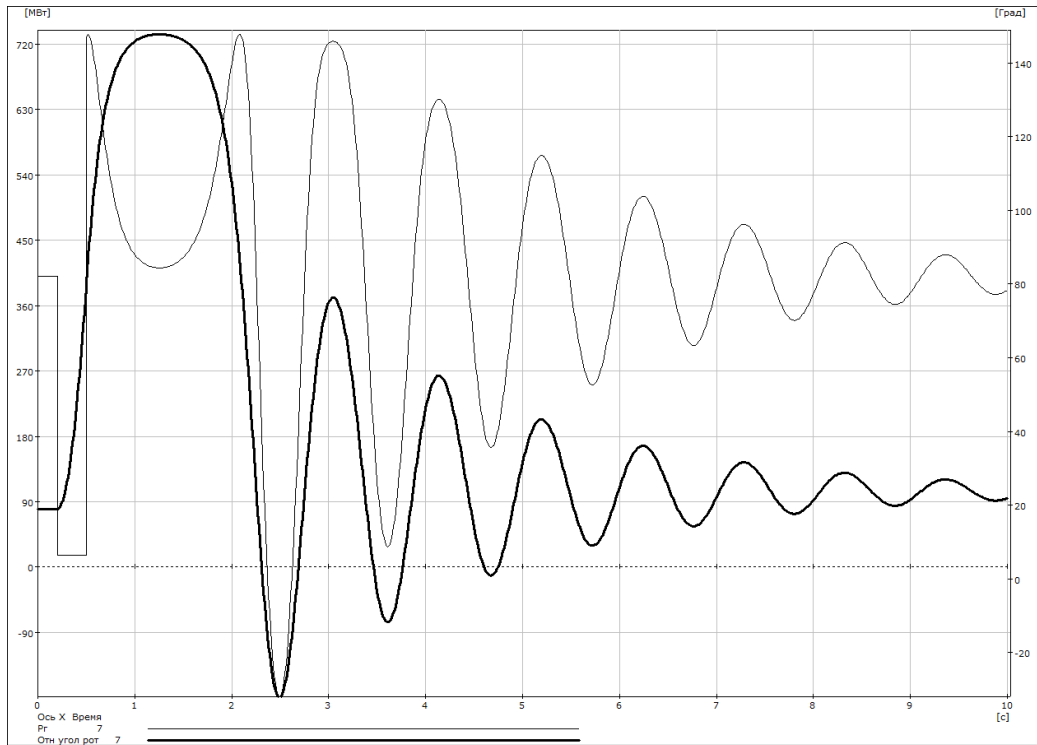


Рисунок 7.4 – Зависимости активной мощности и относительного угла роторов генераторов от времени при  $T_{j2} = 11,7$  с

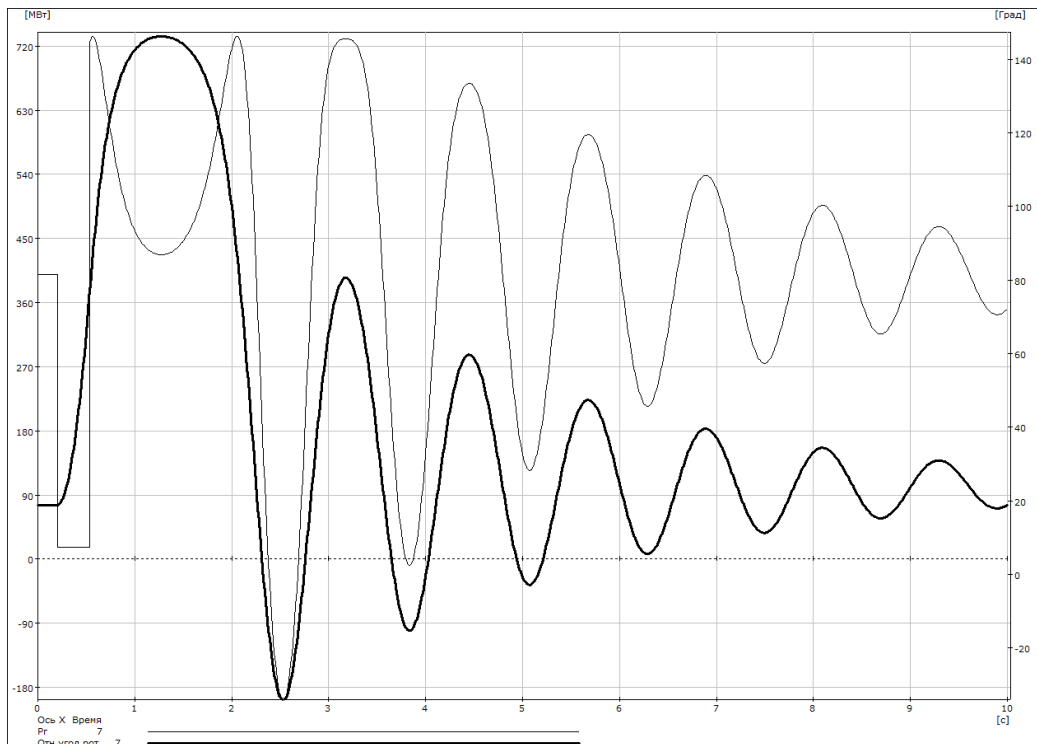


Рисунок 7.5 – Зависимости активной мощности и относительного угла роторов генераторов от времени при  $T_{j3} = 15,6$  с

Зависимость предельного времени отключения КЗ от постоянной механической инерции показана на рисунке 7.6.

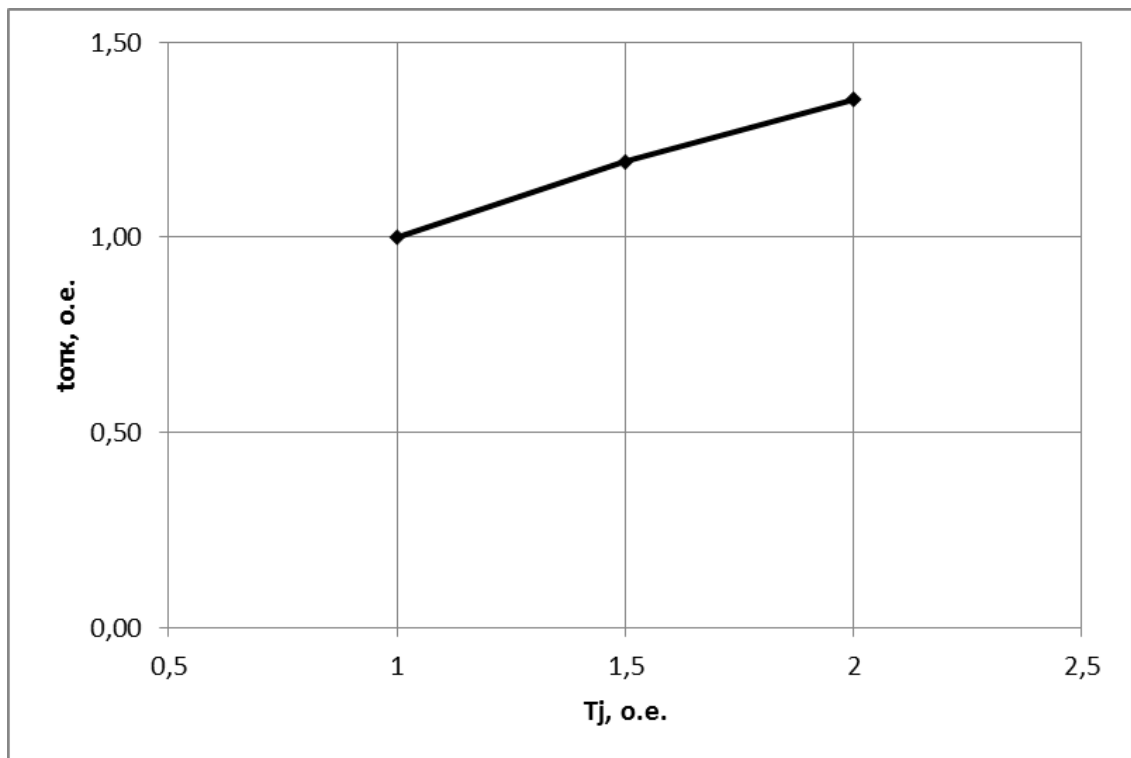


Рисунок 7.6 – Зависимость предельного времени отключения КЗ от постоянной механической инерции

**Выводы:**

- 1) при увеличении постоянной механической инерции генераторов в 1,5 раза предельное время отключения КЗ возрастает на 19,3 %;
- 2) при увеличении постоянной механической инерции генераторов в 2 раза предельное время отключения КЗ возрастает на 35,3 %.

Следовательно, увеличение постоянной механической инерции генераторов станции приводит к повышению динамической устойчивости энергосистемы. Но необходимо отметить, что при этом колебания активной мощности, относительного угла роторов и других режимных параметров затухают за более длительное время. То есть больше времени требуется для возникновения нового установившегося режима.

## **Лабораторная работа 8**

### **ВЛИЯНИЕ АВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ТУРБИН НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ**

#### **8.1 Цель работы**

Получить практические навыки моделирования электрогидравлических преобразователей (ЭГП) для управления мощностью турбин в аварийных режимах и оценить влияние ЭГП на динамическую устойчивость энергосистемы.

#### **8.2 Постановка задачи**

Для генераторов электрической системы (рисунок 1.1) требуется смоделировать работу ЭГП, определить значения предельного времени отключения короткого замыкания без ЭГП и при действии ЭГП и проанализировать полученные результаты.

#### **8.3 Краткие теоретические сведения**

Проблема обеспечения устойчивости энергосистем существует из-за возникающего в аварийных режимах небаланса мощности на валу синхронных машин, приводящему к недопустимому их ускорению или торможению, следствием которых является потеря синхронизма. Если бы механическая мощность агрегатов могла достаточно быстро и точно изменяться в соответствии с изменениями электрической мощности, то небалансы мощности были бы устранены и, следовательно, нарушения устойчивости в энергосистемах были бы исключены. Однако существующие системы регулирования паровых турбин пока не могут решить такую задачу. Более того, системы регулирования, обычно применяемые в нормальном режиме, из-за наличия инерции, органов с зонами нечувствительности, практически не реагируют в начале переходного процесса и мощности турбины почти не изменяются. Для обеспечения динамической устойчивости требуется быстрое изменение мощности турбины при возникновении возмущения в энергосистеме. Поэтому для быстрого управления мощностью турбины в аварийных режимах она оснащается специальным электрогидравлическим преобразователем (ЭГП), который позволяет вводить в систему регулирования электрические сигналы (импульсы) и тем самым осуществить быстродействующее управление регулирующих клапанов турбины. При этом происходит относительно быстрое уменьшение механической мощности на валу агрегата, необходимое для обеспечения устойчивости в случае сброса электрической нагрузки генератором. Различные аварийные ситуации требуют различной глубины разгрузки, но по возможности наибольшей скорости ее осуществления. Скорость разгрузки турбины не может быть сколь угодно большой и ограничивается в основном быстродействием регулирующих клапанов и наличием парового объема между ними и турбиной. Поэтому мощность турбины снижается постепенно и ее изменение зависит от амплитуды  $U_m$  и длительности  $T_U$  и величи-

ны остаточного  $U_{oc}$  управляющего сигнала от ЭГП. Изменяя его, можно получить различные изменения механической мощности во времени, которые называют импульсными характеристиками турбин (рисунок 8.1).

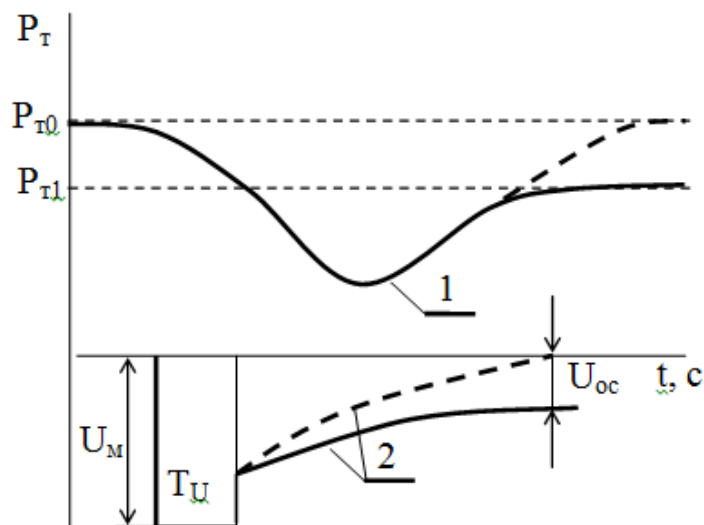


Рисунок 8.1 – Импульсная характеристика (1) турбины и график (2) управляющего сигнала от ЭГП

После снятия управляющего сигнала, регулирующие клапаны открываются, и мощности агрегатов восстанавливаются до заданного значения, определяемого, как правило, условиями статической устойчивости (рисунок 8.2).

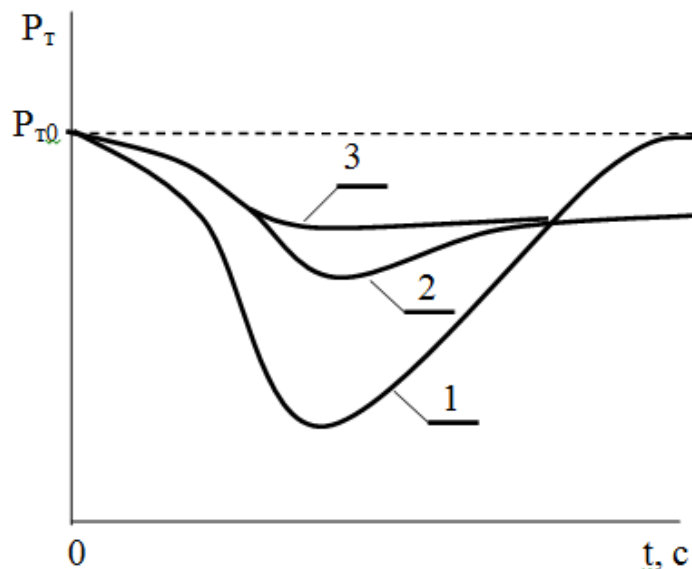


Рисунок 8.2 – Изменение мощности турбины по условиям обеспечения устойчивости: 1 – динамической; 2 - статической и динамической; 3 – статической

Рассмотрим влияние аварийной разгрузки турбины (АРТ) на устойчивость системы при возникновении КЗ. Для этого на диаграмме характеристик мощности (рисунок 8.3) нанесем изменение механической мощности турбины  $P_T$  в функции угла  $\delta$ .

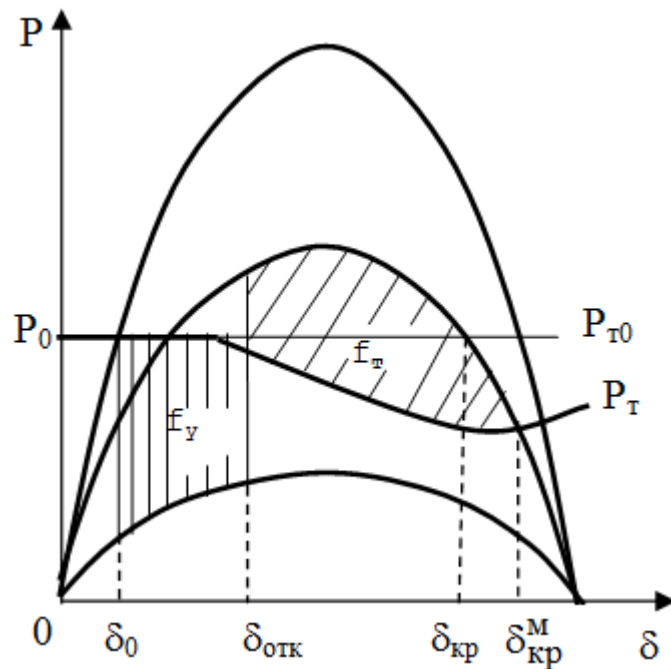


Рисунок 8.3 – Влияние аварийной разгрузки турбин на динамическую устойчивость

Из приведенных зависимостей видно, что существенное уменьшение  $P_T$  наступает после времени отключения КЗ, длительность которых для современных систем электроснабжения составляет 0,1...0,2 с. Поэтому АРТ практически не уменьшает площадку ускорения и это было одним из препятствия его применения. Однако в конце переходного процесса  $P_T$  начинает уменьшаться, что приводит к увеличению площадки торможения и критического угла с  $\delta_{кр}$  до  $\delta_{кр}^M$ , определяющего предел синхронной динамической устойчивости генератора.

Таким образом, применение АРТ позволяет повысить динамическую устойчивость и быстро восстановить режим электростанции в послеаварийном режиме. Это ее главное достоинство. К недостаткам следует отнести задержку в ограничении механической мощности, что в ряде аварийных режимов снижает ее эффективность, а также возможность нарушения устойчивости во втором и последующих циклах качаний из-за высокой скорости восстановления мощности турбины.

#### 8.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для определения предельного времени отключения короткого замыкания в лабораторной работе 3. В список контролируемых параметров добавить мощность турбины генераторов электрической станции. Воспроизвести расчет переходного режима при найденном предельном времени отключения КЗ. Построить графики контролируемых параметров.

4. Задать характеристику 1 импульсной разгрузки турбины Дин. данные – ЭГП (рисунок 8.4). Определить предельное время отключения КЗ. Построить графики контролируемых параметров.

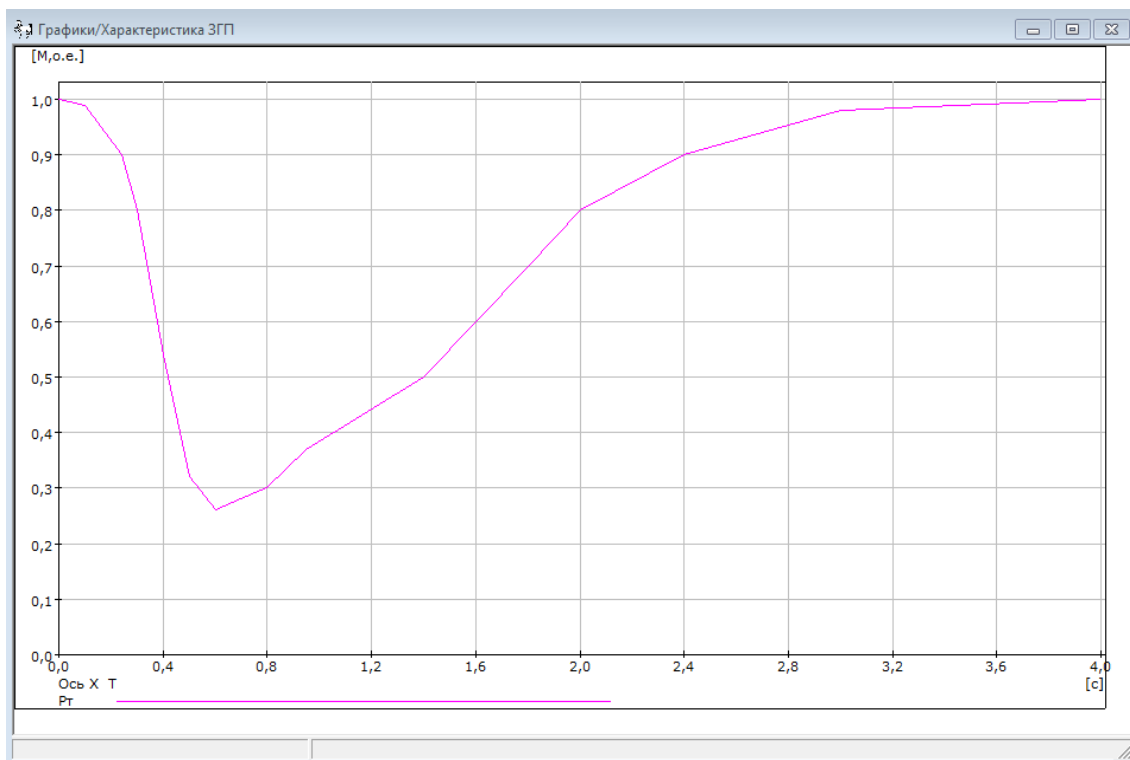


Рисунок 8.4 – Характеристика 1 импульсной разгрузки турбины

5. Задать характеристику 2 импульсной разгрузки турбины Дин. данные – ЭГП (рисунок 8.5). Определить предельное время отключения КЗ. Построить графики контролируемых параметров.

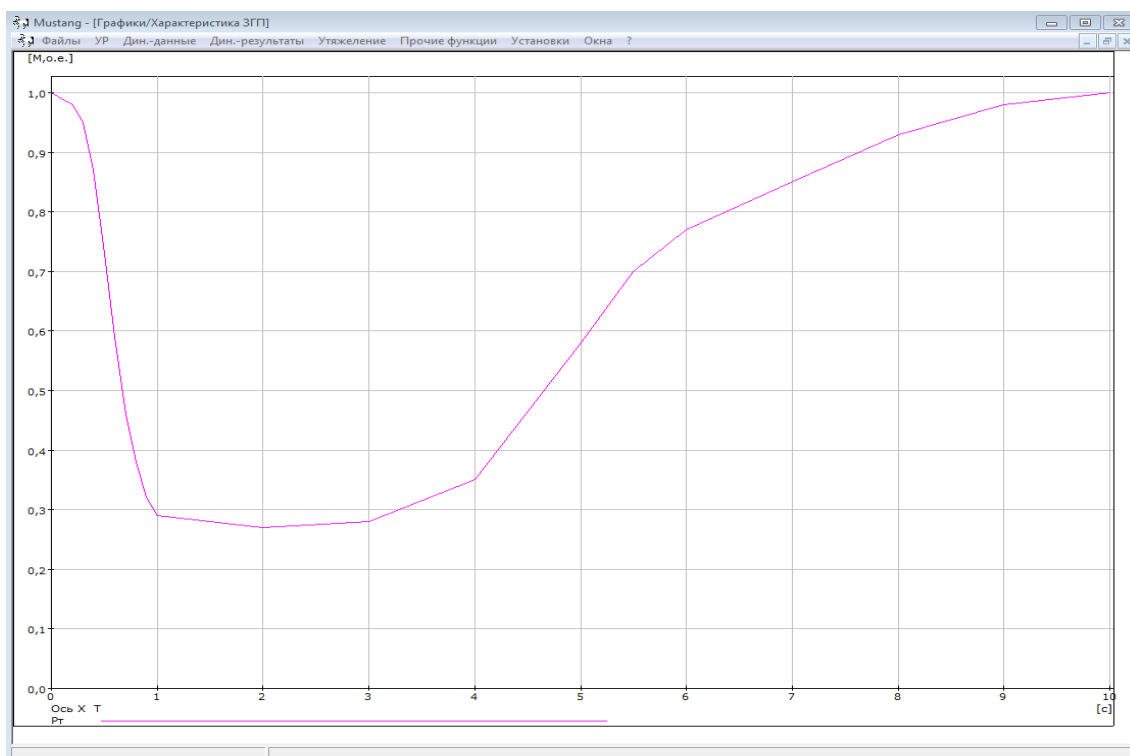


Рисунок 8.5 – Характеристика 2 импульсной разгрузки турбины

6. Заполнить таблицу 8.1.
7. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии ЭГП на динамическую устойчивость энергосистемы.
8. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

Таблица 8.1

Результаты расчета предельного времени отключения КЗ

Условия расчета	$t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , %
Без аварийной разгрузки турбины			
Импульсная разгрузка с характеристикой 1			
Импульсная разгрузка с характеристикой 2			

### 8.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Таблица 8.1.
3. Зависимости активной мощности, относительного угла роторов генераторов и мощности турбины генераторов электрической станции от времени переходного процесса при предельном времени отключения КЗ.
4. Выводы по работе.

### 8.6 Контрольные вопросы

1. С какой целью применяется аварийная разгрузка турбин электрических станций?
2. Как осуществляется аварийная разгрузка турбин электрических станций?
3. Чем ограничивается скорость и глубина аварийной разгрузки турбин электрических станций?
4. Как влияют параметры управляющего сигнала от ЭГП на динамическую устойчивость системы?
5. Как влияет величина остаточного  $U_{oc}$  управляющего сигнала на послеаварийный режим?
6. Какое главное достоинство аварийной разгрузки турбины.

### 8.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования аварийного управления мощностью турбин на динамическую устойчивость

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 3. В список контролируемых параметров вносим мощность турбины генераторов электрической станции (рисунок 8.6). Проводим расчет переходного режима при найденном предельном времени отключения КЗ. Характер изменения контролируемых параметров показан на рисунке 8.7.



Узлы							Текущие параметры									
Название	N	Блок	Uгном	Rгном	COS(φ)	D	Параметр	Ni	Nj	Np	Название i	Название j	Название	Zk1	Zk2	Nсуммы
	1	110,00					Rг	7								
	7	10,50	400	0,800	10,00		Qг	7								
							Отн. угол рот	7	1							
							Rгг	7								

Рисунок 8.6 – Список контролируемых параметров

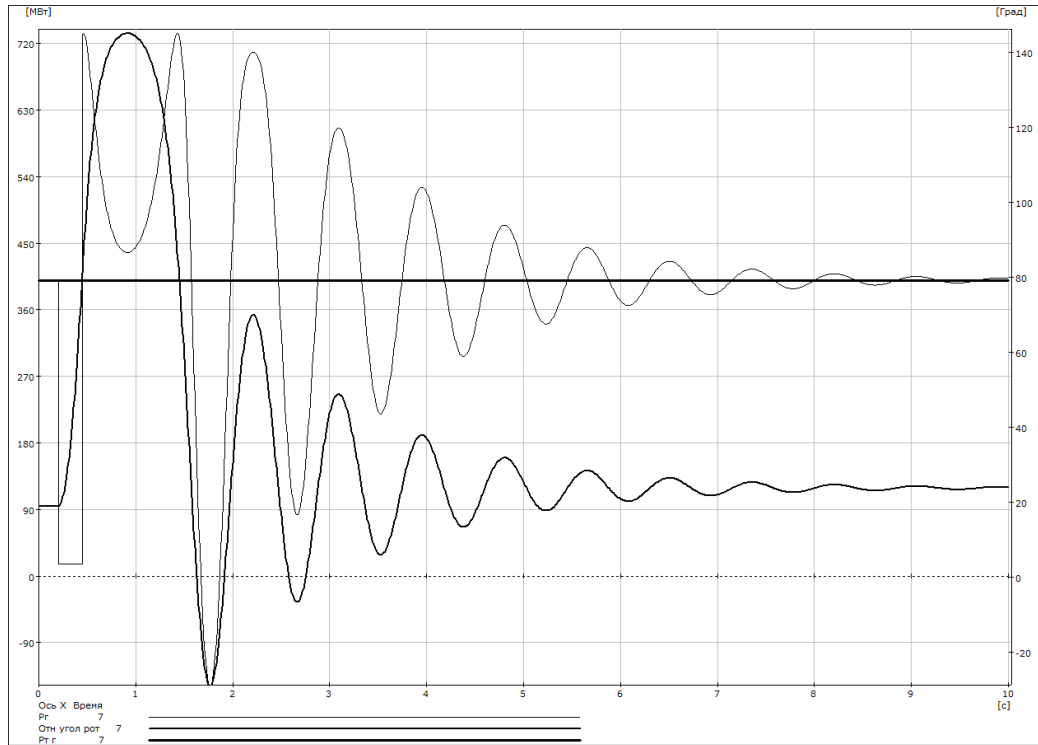


Рисунок 8.7 – Характер изменения режимных параметров при переходном процессе

Задаем характеристику импульсной разгрузки турбины (рисунок 8.8) и команду на включение ЭГП в автоматике (рисунок 8.9).

Генераторы							Характеристика ЭГП		
Название	N	Блок	Uгном	Rгном	COS(φ)	D	N	Rт	T
	1	110,00					7	1,000	
	7	10,50	400	0,800	10,00		7	0,990	0,100
							7	0,900	0,240
							7	0,800	0,300
							7	0,540	0,400
							7	0,320	0,500
							7	0,260	0,600
							7	0,280	0,700
							7	0,300	0,800
							7	0,370	0,950
							7	0,500	1,400
							7	0,600	1,600
							7	0,700	1,800
							7	0,800	2,000
							7	0,900	2,400
							7	0,980	3,000
							7	1,000	4,000

Рисунок 8.8 – Характеристика 1 импульсной разгрузки турбины

Стандартные		АЛАР		Программируемые									
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2		
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3			
				Время				0,200					
				Шунт	6				0,001				
			0,100	Включить ЭГП	7								
			0,273	Отключить связь	2	6							
			0,273	Шунт	6				-0,001				

Рисунок 8.9 – Команды автоматики

Определяем предельное время отключения КЗ. Характер изменения контролируемых параметров показан на рисунке 8.10.

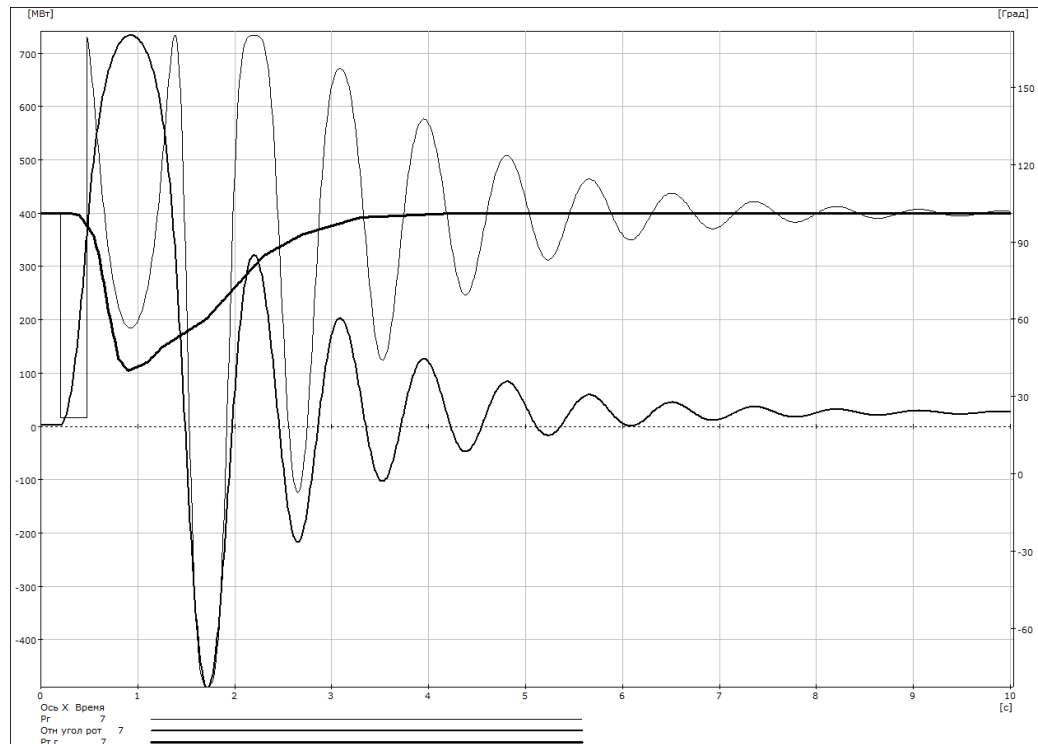


Рисунок 8.10 – Характер изменения режимных параметров при переходном процессе

Задаем следующую характеристику импульсной разгрузки турбины (рисунок 8.11). Определяем предельное время отключения КЗ и заполняем таблицу 8.2. Характер изменения контролируемых параметров показан на рисунке 8.12.

Таблица 8.2

Результаты расчета предельного времени отключения КЗ

Условия расчета	$t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , %
Без аварийной разгрузки турбины	0,249	0	0
Импульсная разгрузка с характеристикой 1	0,273	0,024	9,6
Импульсная разгрузка с характеристикой 2	0,259	0,01	4,0

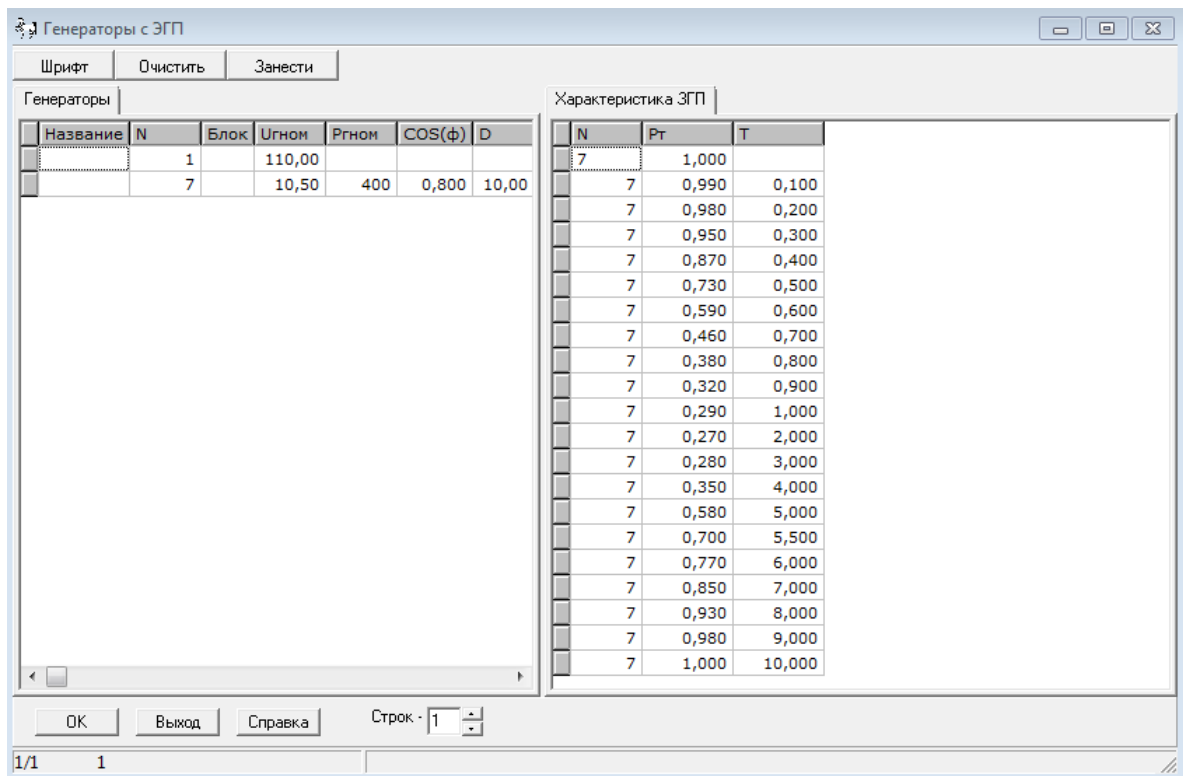


Рисунок 8.11 – Характеристика 2 импульсной разгрузки турбины

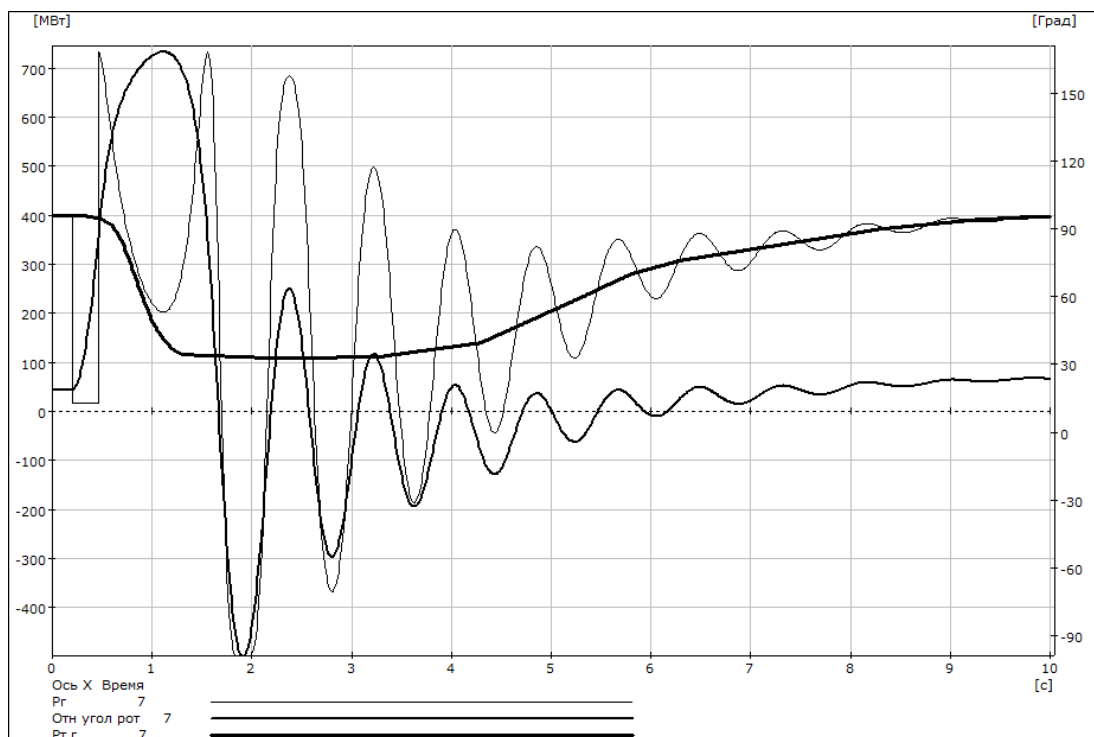


Рисунок 8.12 – Характер изменения режимных параметров при переходном процессе

**Вывод:** применение импульсной разгрузки турбин улучшает динамическую устойчивость электрической системы. Наибольший эффект от применения импульсной разгрузки достигнут при использовании импульсной характеристики 1. Предельное время отключения КЗ в этом случае увеличилось на 9,6 %.

## **Лабораторная работа 9**

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ**

#### **9.1 Цель работы**

Исследовать влияние специальных нагрузочных активных сопротивлений на динамическую устойчивость электрической системы при возникновении короткого замыкания.

#### **9.2 Постановка задачи**

Для электрической системы (рисунок 1.1) требуется определить значения предельного времени отключения короткого замыкания при включении нагрузочных активных сопротивлений и проанализировать полученные результаты.

#### **9.3 Краткие теоретические сведения**

Динамическую устойчивость генераторов при возникновении КЗ можно повысить путем резкого увеличения их электрической мощности в переходном режиме. Это можно сделать путем кратковременного автоматического включения в цепь генераторов специальных нагрузочных активных сопротивлений (НАС), увеличивающих тормозной электромагнитный момент. Поэтому такой способ повышения устойчивости обычно принято называть электрическим торможением.

Нагрузочные сопротивления можно включать последовательно в нейтраль или на входе генераторов (рисунок 9.1,а), причем в нормальных режимах они закорачиваются специальными выключателями. При КЗ эти выключатели отключаются и НАС оказываются включенными в цепь генераторов. Это приводит к повышению электрической мощности генератора за счет протекания в НАС токов КЗ. После отключения КЗ ток в обмотке статора генератора уменьшается, что приводит к значительному снижению тормозящего воздействия нагрузочных сопротивлений. Поскольку включить НАС во время КЗ при малых временах его отключения практически невозможно, то наиболее эффективно включение активных сопротивлений параллельно генераторам или повышающим трансформаторам электростанций (рисунок 9.1,б). В этом случае активные сопротивления нагружают генератор в основном после отключения КЗ.

Рассмотрим переходной процесс, происходящий при электрическом торможении генератора. На рисунке 9.2,а показаны характеристики мощности при КЗ на одной из линий системы электропередачи при отсутствии нагрузочных сопротивлений. Как видно из рисунка в системе без нагрузочных сопротивлений происходит нарушение динамической устойчивости, т.к. площадка торможения меньше площадки ускорения.

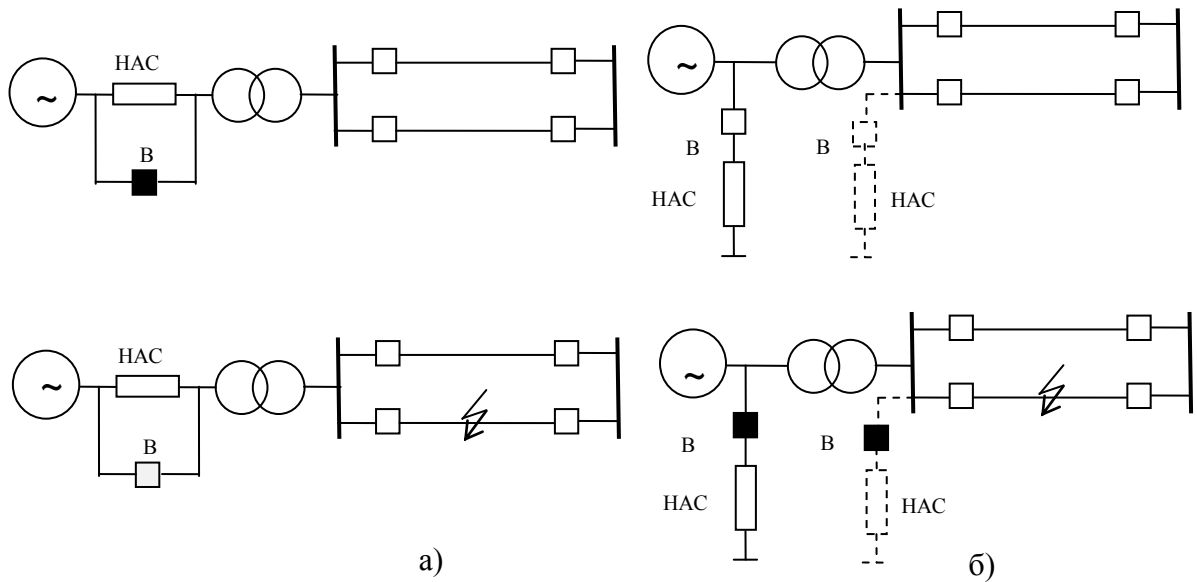


Рисунок 9.1 – Принципиальные схемы включения нагрузочных сопротивлений:  
 а - последовательное включение; б - параллельное включение

Во втором случае, при применении НАС, переходной процесс протекает вначале аналогично предыдущему. Однако в момент отключения КЗ происходит включение нагрузочного сопротивления выключателем В (рисунок 9.1,б). Благодаря этому электрическая мощность генератора резко увеличивается (рисунок 9.2,б). Поскольку мощность турбины остается неизменной, то площадка торможения увеличивается, и динамическая устойчивость системы сохраняется.

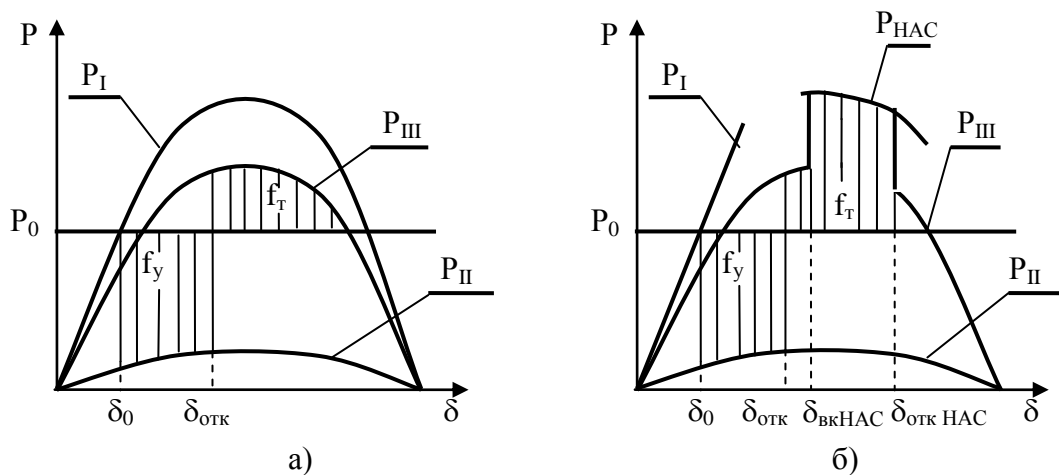


Рисунок 9.2 – Влияние электрического торможения на динамическую устойчивость:  
 а - характеристики мощности без нагрузочного сопротивления;  
 б - характеристики мощности при включении нагрузочного сопротивления

Следует отметить, что включение тормозного сопротивления желательно было бы осуществлять во время КЗ, что способствовало бы уменьшению площадки ускорения. Однако в современных электроэнергетических системах, где КЗ в высоковольтных сетях отключается за время 0,1...0,15 с,

время включения тормозных сопротивлений практически совпадает по времени с отключением КЗ, а иногда и превосходит его. В этих условиях электрическое торможение способно реально лишь увеличить площадку торможения.

Анализируя процесс электрического торможения, следует обратить внимание на важность момента отключения нагрузочных сопротивлений. При большом времени включенного состояния нагрузочных сопротивлений нарушение устойчивости может произойти после их отключений, во втором цикле качаний, вследствие перетормаживания генераторов. Это является одним из недостатков такого мероприятия по повышению устойчивости.

Электрическое торможение можно применять не только для сохранения динамической устойчивости, но и для демпфирования качаний в переходных процессах энергосистем. Для этого используется многократное кратковременное включение нагрузочных сопротивлений в соответствующие моменты переходного режима.

Наиболее эффективно использование электрического торможения на электростанциях, имеющих небольшую постоянную механической инерции агрегатов. Вследствие этого предел динамической устойчивости значительно более низкий, чем предел статической устойчивости послеаварийного режима. Применение электрического торможения целесообразно также на электростанциях, где условия надежности электроснабжения потребителей требуют сохранения динамической устойчивости при увеличении по каким-либо причинам времени отключения КЗ.

#### **9.4 Порядок выполнения работы**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для определения предельного времени отключения короткого замыкания в лабораторной работе 3. Воспроизвести расчет переходного режима при найденном предельном времени отключения КЗ. Построить зависимости контролируемых параметров для предельного режима.
4. Задать в автоматике включение НАС в узле 7 параллельно генераторам станции. Время включения НАС принять равным 0,1 с после возникновения КЗ. Сопротивление шунта НАС задать  $R_{ш} = 0,3 \text{ Ом}$ . Через 1,5 с после включения НАС должны быть отключены.
5. Дополнить в список контролируемых параметров напряжение в узле 7 и активную мощность НАС.
6. Определить предельное время отключения короткого замыкания. Построить зависимости контролируемых параметров для предельного режима.
7. Увеличить время включения НАС до 0,3 с. Определить предельное время отключения короткого замыкания. Построить зависимости контролируемых параметров для предельного режима.

8. Заполнить таблицу 9.1.
9. Сравнить полученные результаты и сделать вывод о влиянии НАС на динамическую устойчивость энергосистемы.
10. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

Таблица 9.1

Результаты расчета предельного времени отключения КЗ

Условия расчета	$t_{\text{отк}}^{\text{пр}}$ , с	$\Delta t_{\text{отк}}^{\text{пр}}$ , с	$\Delta t_{\text{отк}}^{\text{пр}}$ , %
Без включения НАС			
Параллельное включение НАС $t_{\text{вкл}}=0,1$ с			
Параллельное включение НАС $t_{\text{вкл}}=0,2$ с			

### 9.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Таблица 9.1.
3. Зависимости активной мощности, относительного угла роторов генераторов, напряжения на шинах электрической станции и мощности НАС от времени переходного процесса при предельном времени отключения КЗ.
4. Угловые характеристики мощности.
5. Выводы по работе.

### 9.6 Контрольные вопросы

1. С какой целью применяется электрическое торможение генераторов электрических станций?
2. Какие схемы подключения НАС существуют?
3. Как протекает переходный процесс при электрическом торможении генераторов?
4. Как влияет подключение НАС на площадки ускорения и торможения?
5. Какие требования предъявляются к выключателям и активным сопротивлениям, используемым для электрического торможения генераторов?
6. Влияет ли значение времени отключения НАС на динамическую устойчивость? Поясните свой ответ.

### 9.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияние электрического торможения генераторов на динамическую устойчивость

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 3. Характер изменения контролируемых параметров при предельном времени отключения КЗ показан на рисунке 8.7.

Задаем в автоматике включение НАС (рисунок 9.3). В список контролируемых параметров дополнительно вносим напряжение в узле 7 и активную мощность НАС (рисунок 9.4).

Определяем предельное время отключения КЗ. Характер изменения контролируемых параметров показан на рисунках 9.5 и 9.6.

Стандартные АЛПР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Np	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Np	Парам1	Парам2	Парам3		
				Время				0,200				
				Шунт	6				0,001			
			0,100	Шунт	7			0,300				
			0,285	Отключить связь	2	6						
			0,285	Шунт	6				-0,001			
			1,600	Шунт	7			-0,300				

Рисунок 9.3 – Команды автоматики

Рг >> Изменить Очистка Пояснение + Сохранить все Шрифт Справка <input checked="" type="checkbox"/> Названия Выбрать из УР													
Узлы Ветви Генераторы ВПТ							Текущие параметры						
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Параметр	Ni	Nj	Np	Название i	Название j	Название Zk1
	1		110,00				Рг	7					
	7		10,50	400	0,800	10,00	Отн угол рот	7	1				
							U	7					
							Рш	7					

Рисунок 9.4 – Список контролируемых параметров

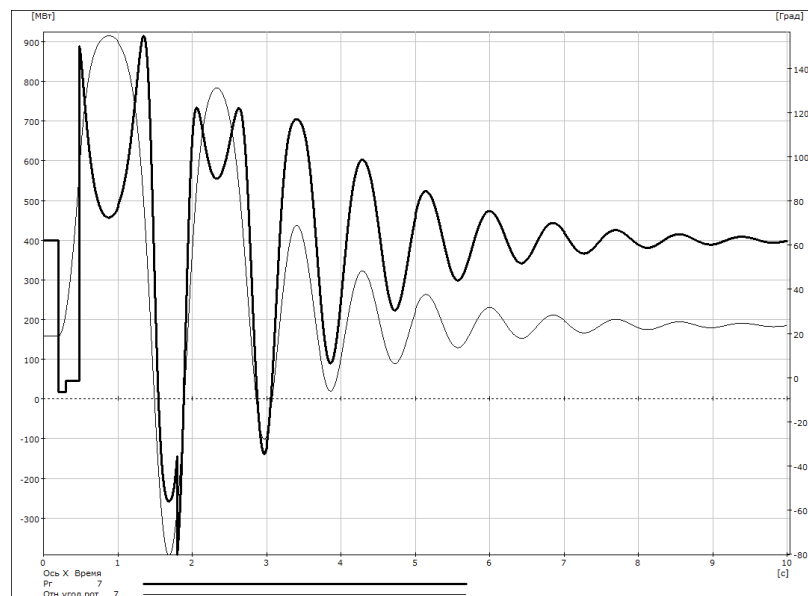


Рисунок 9.5 – Характер изменения активной мощности и относительного угла роторов генераторов при переходном процессе

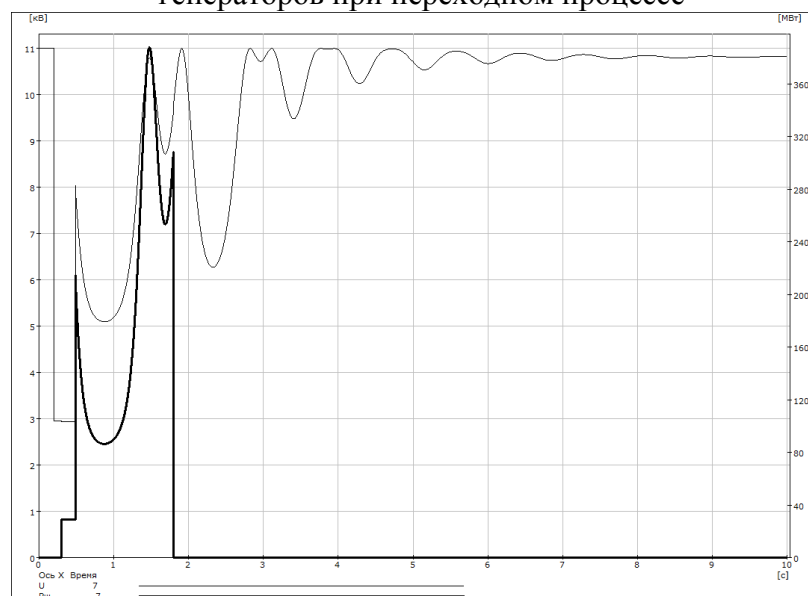


Рисунок 9.6 – Характер изменения напряжения на шинах электрической станции и активной мощности НАС при переходном процессе



Рассмотрим угловую характеристику мощности при переходном процессе (рисунок 9.7). Начальный установившийся режим характеризуется балансом электрической и механической мощности в точке 1. В момент возникновения КЗ электрическая мощность резко уменьшается и режим переходит в точку 2. Из-за небаланса мощностей ротор генератора ускоряется и увеличивается угол  $\delta$ . Через 0,1 с после возникновения КЗ включается НАС и электрическая мощность увеличивается (точка 3). Так как при этом уменьшается небаланс мощностей, то площадка ускорения снижается на величину  $\Delta f_y$ . В точке 4 происходит отключение КЗ и режим переходит на послеаварийную характеристику. В точке 5 электрическая мощность больше механической и скорость ротора начинает снижаться. Угол  $\delta$  продолжает увеличиваться, так как скорость ротора все еще больше номинального значения. В точке 6 скорость вращения ротора снижается до номинального значения, но новый установившийся режим в этой точке не может быть осуществлен, поскольку нет баланса электрической и механической мощности. Режим по послеаварийной характеристике переходит в точку 7. В точке 8 отключается НАС, что приводит к снижению электрической мощности и переходу режима в точку 9. После нескольких затухающих колебаний по траектории характеристики 9-10 послеаварийный установившийся режим наступает в точке 11.

Включение НАС позволило уменьшить площадку ускорения на величину  $\Delta f_y$  и увеличить площадку торможения на  $\Delta f_r$ , что улучшило условия динамической устойчивости системы.

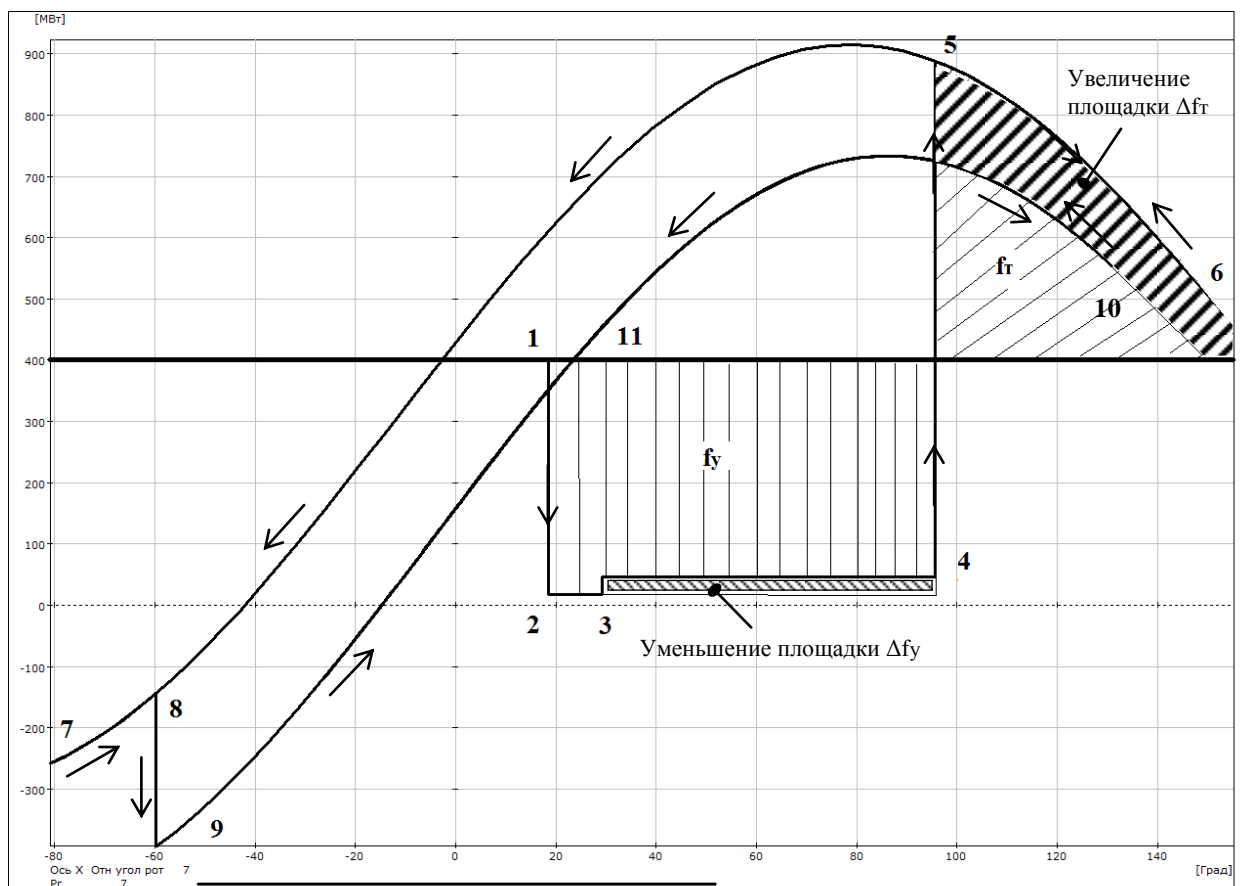


Рисунок 9.7 – Угловая характеристика мощности при переходном процессе

Увеличиваем время включения НАС до 0,3 с (рисунок 9.8). Определяем предельное время отключения КЗ и заполняем таблицу 9.2. Характер изменения контролируемых параметров показан на рисунках 9.9 и 9.10. Угловая характеристика мощности представлена на рисунке 9.11.

Стандартные		АЛАР		Программируемые								
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Парам1	Парам2	Парам3			
				Время			0,200					
				Шунт	6			0,001				
			0,300	Шунт	7		0,300					
			0,271	Отключить связь	2	6						
			0,271	Шунт	6			-0,001				
			1,900	Шунт	7		-0,300					

Рисунок 9.8 – Команды автоматики

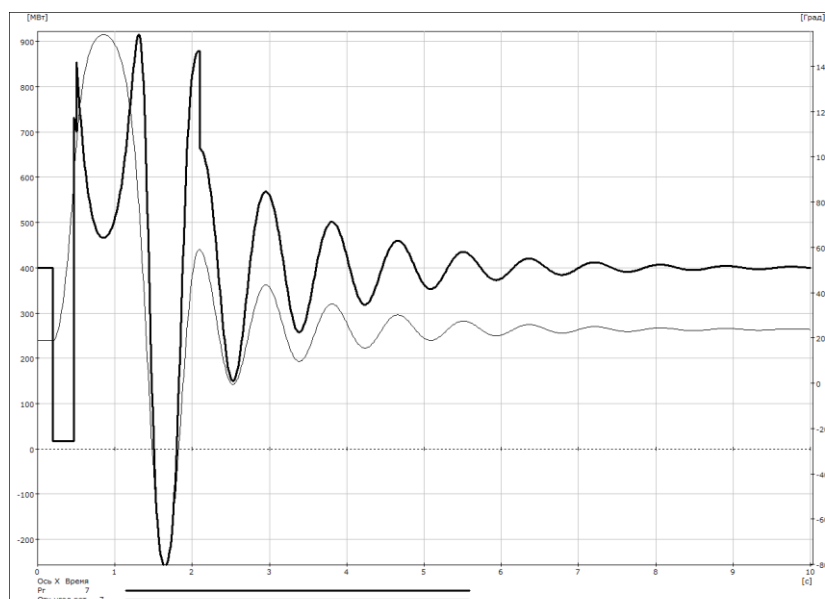


Рисунок 9.9 – Характер изменения активной мощности и относительного угла роторов генераторов при переходном процессе

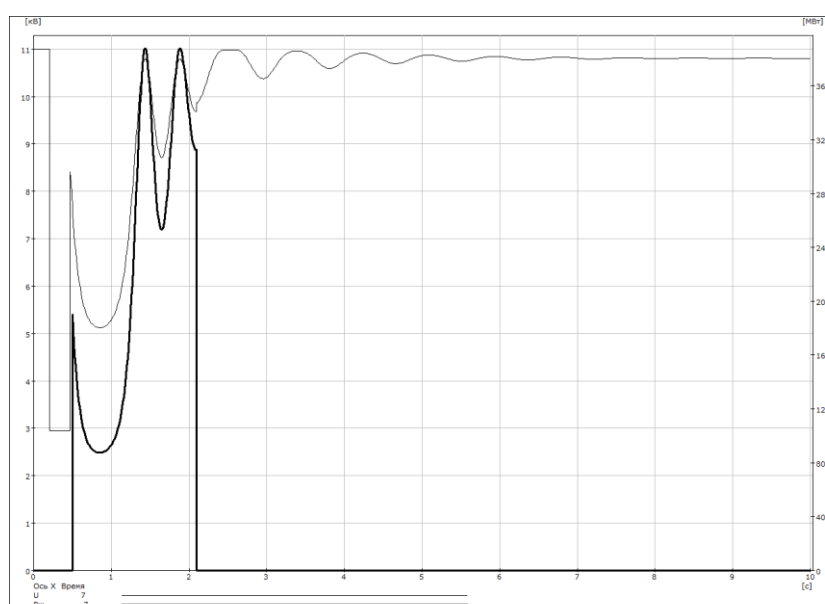


Рисунок 9.10 – Характер изменения напряжения на шинах электрической станции и активной мощности НАС при переходном процессе

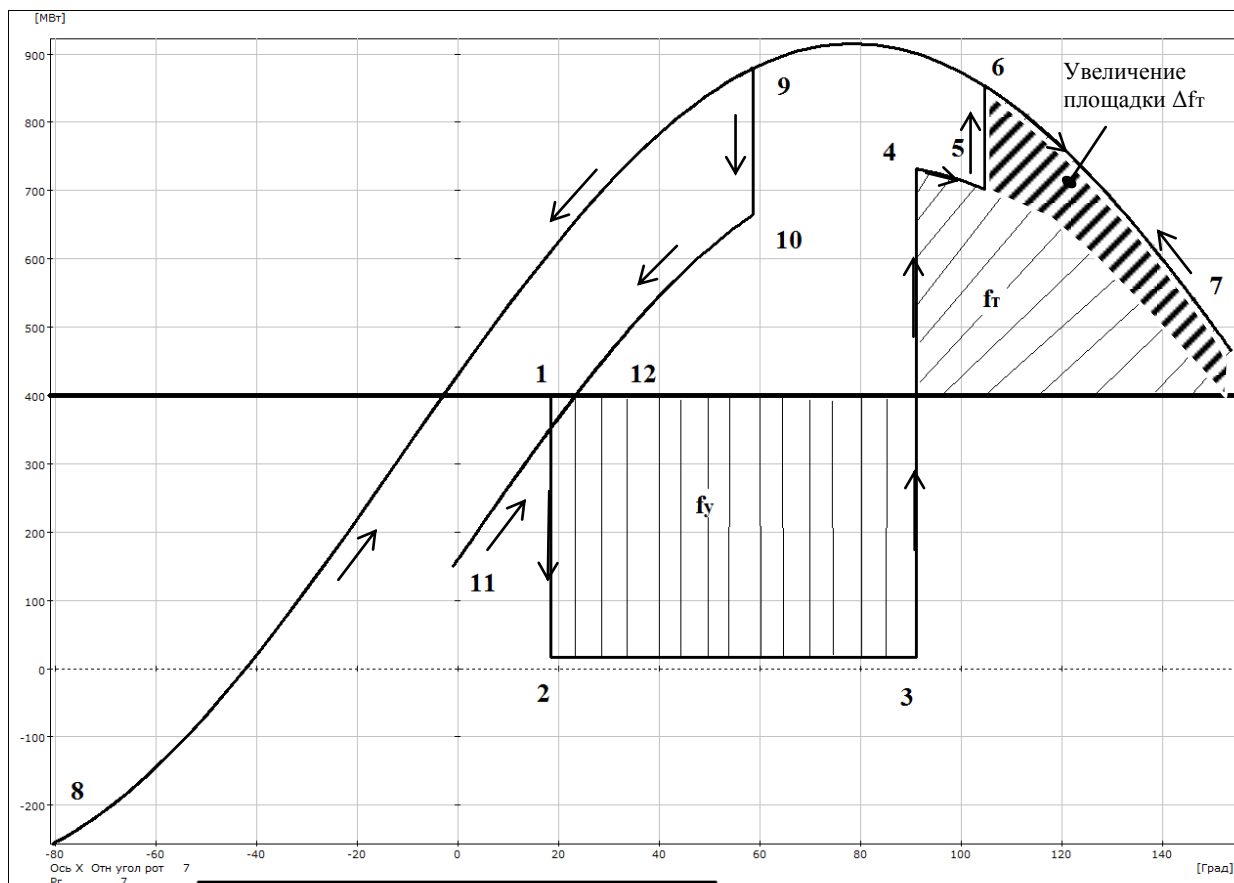


Рисунок 9.11 – Угловая характеристика мощности при переходном процессе

Таблица 9.2

Результаты расчета предельного времени отключения КЗ

Условия расчета	$t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , с	$\Delta t_{отк}^{пр}$ , %
Без включения НАС	0,249	0	0
Параллельное включение НАС $t_{вкл}=0,1$ с	0,285	0,036	14,5
Параллельное включение НАС $t_{вкл}=0,3$ с	0,271	0,022	8,8

**Выводы:**

1) применение электрического торможения генераторов электрической станции улучшает динамическую устойчивость электрической системы при возникновении КЗ. Предельное время отключения КЗ в случае параллельного включения нагрузочных активных сопротивлений через  $t_{вкл}=0,1$  с увеличилось на 14,5 %, а при включении  $t_{вкл}=0,3$  с на 8,8 % (в этом случае улучшение условий динамической устойчивости системы происходит только за счёт увеличения площадки торможения на  $\Delta f_T$ );

2) для осуществления данного мероприятия необходимо применение быстродействующих выключателей и отвод тепла, выделяемого в активных сопротивлениях. Как видно по результатам расчета активная мощность НАС достигает 380 МВт.

## Лабораторная работа 10

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

#### 10.1 Цель работы

Исследовать влияние отключения части генераторов электрической станции на динамическую устойчивость электрической системы при возникновении короткого замыкания.

#### 10.2 Постановка задачи

Для электрической системы (рисунок 1.1) время отключения КЗ превышает предельное значение. Требуется определить необходимое количество отключаемых генераторов на электрической станции для сохранения динамической устойчивости системы.

#### 10.3 Краткие теоретические сведения

Отключение генераторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения частоты и перегрузки оборудования.

Устойчивость электроэнергетических систем может быть улучшена путем отключения части синхронных машин в процессе аварии или в послеаварийном режиме. Рассмотрим устойчивость системы, изображенной на рисунке 10.1,а, при КЗ на одной из линий с последующим ее отключением устройствами защиты. Поскольку при этом площадка ускорения больше площадки торможения, то происходит нарушение устойчивости (рисунок 10.1,б). Если одновременно с отключением КЗ, а желательно еще и раньше, отключить часть электрических машин, то это приведет к снижению эквивалентной механической мощности. Для системы с электрическими машинами одинаковой номинальной мощности и нагрузки эквивалентная механическая мощность при отключении  $m$  машин составит:

$$P_{\text{мех}}^{\text{отк}} = P_0 \frac{n - m}{n}, \quad (10.1)$$

где  $n$  – общее число работающих электрических машин.

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

$$P_{2\text{м}}^{\text{отк}} = P_{2\text{м}} \frac{x'_d/n + x_c}{x'_d/(n - m) + x_c}, \quad (10.2)$$

где  $x_c$  – эквивалентное реактивное сопротивление системы.

Поскольку снижение характеристики электрической мощности значительно меньше, чем снижение механической мощности, то отключение синхронных машин приводит к увеличению площадки торможения  $f_T^0 > f_T$  (рисунок 10.1,в). Необходимо также учитывать, что при отключении части син-

хронных машин теряется и соответствующая часть кинетической энергии, запасенной роторами машин в процессе ускорения. Поэтому условие устойчивости в данном случае может быть записано в виде:

$$f_y \frac{n-m}{n} < f_T^0. \quad (10.3)$$

Таким образом, отключение части синхронных машин, увеличивая площадку торможения и уменьшая действенную площадку ускорения, приводит к улучшению устойчивости оставшихся синхронных машин.

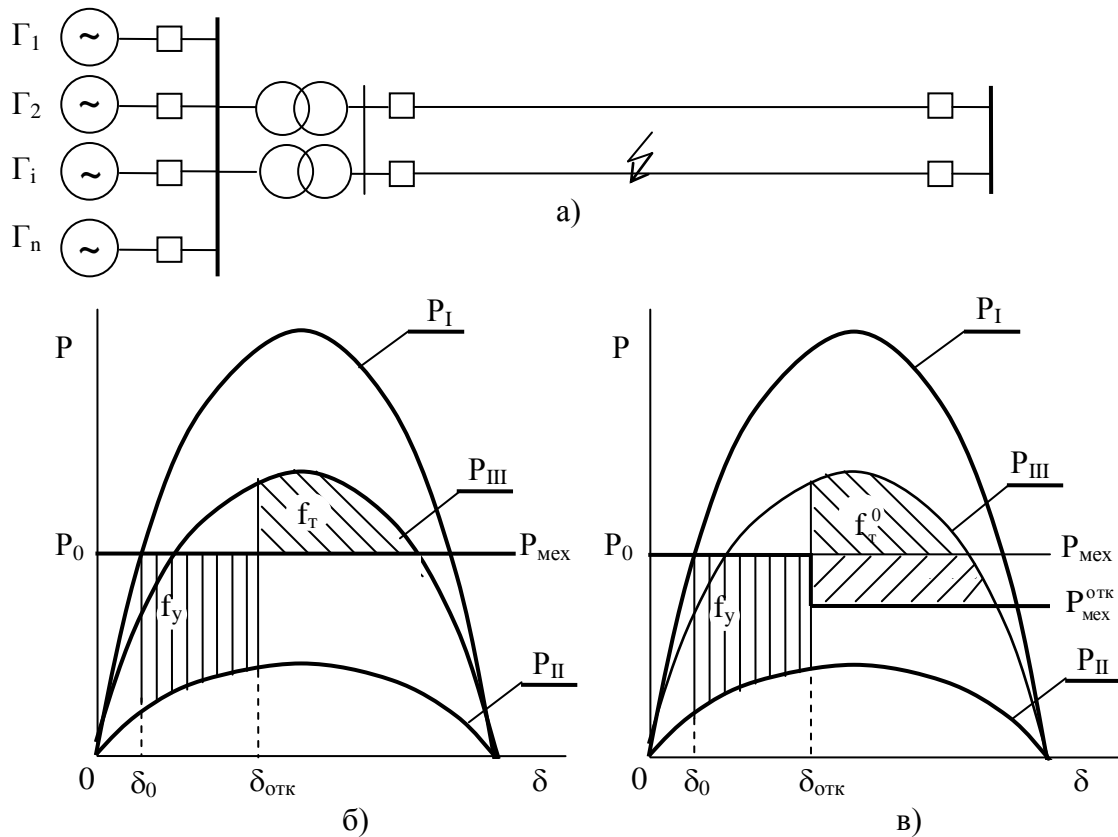


Рисунок 10.1 – Влияния отключения синхронных машин на динамическую устойчивость: а - принципиальная схема системы; б - переходной процесс без отключения синхронных машин; в - переходной процесс при отключении части синхронных машин

Отключение части синхронных машин в аварийных режимах нашло широкое практическое применение. Преимущества его заключаются в простоте и быстродействии реализации. Однако применение этого способа менее желательно, чем применение других мероприятий. Отключение синхронных двигателей может привести к нарушению технологических процессов у потребителей. Отключение генераторов приводит к снижению передаваемой мощности и необходимости набора мощности на других электростанциях или отключению части нагрузки, так как время пуска турбогенераторов после их отключения составляет от 20 минут до 2 часов. Кроме того, процесс отключения тепловых агрегатов не является “безболезненным” и может приводить к повреждению парогенераторов или турбин. Поэтому на блоках теп-

ловых электростанций вместо отключения генераторов целесообразно применять автоматическую кратковременную разгрузку турбин.

#### **10.4 Порядок выполнения работы**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файлы с исходными данными, которые были использованы для расчета установившегося режима в лабораторной работе 1.
4. Задать генераторы электрической станции не одним эквивалентным блоком, а отдельными элементами. Для этого:
  - задать дополнительные узлы генераторного типа по количеству генераторов. Напряжение в этих узлах принять равным напряжению в узле 7. В каждом узле задать возможный диапазон реактивной мощности;
  - в узле 7 задать код нагрузочного узла. Активную мощность генераторов распределить между заданными узлами генераторного типа;
  - задать ветви между узлом 7 и узлами генераторного типа  $X = 0,001$  Ом. Данные ветви будут моделировать выключатели.
5. Выполнить расчет установившегося режима. Сравнить режимные параметры с результатами, полученными при выполнении лабораторной работы 1. Режимные параметры в обоих случаях должны получиться одинаковыми.
6. В данных по генераторам заменить эквивалентный генератор электрической станции отдельными генераторами.
7. В списке контролируемых параметров задать активную мощность, мощность турбины и относительный угол ротора каждого генератора.
8. Загрузить данные по автоматике из лабораторной работы 3 при предельном времени отключения КЗ. Выполнить расчёт переходного процесса. Убедиться в том, что после замены эквивалентного генератора электрической станции отдельными генераторами результаты расчета динамической устойчивости не изменились.
9. Задать в автоматике отключение поврежденной линии в момент времени 0,3 с после возникновения КЗ. Построить зависимости контролируемых параметров и проанализировать полученные результаты.
10. Задать в автоматике отключение одного из генераторов в момент отключения поврежденной линии. Построить зависимости контролируемых параметров и проанализировать полученные результаты. Если динамическая устойчивость не сохраняется, то повторить расчеты при отключении двух, а затем и трёх генераторов.
11. Выполнить расчёт послеаварийного установившегося режима.
12. Проанализировать полученные результаты и сделать вывод об эффективности отключения генераторов электрической станции для сохранения динамической устойчивости энергосистемы.
13. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

### **10.5 Содержание отчёта**

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Исходные данные и результаты расчета нормального установившегося режима.
3. Данные по генераторам для расчета переходного процесса.
4. Зависимости суммарной активной мощности, эквивалентной механической мощности и относительного угла ротора генераторов, оставшихся в работе, от времени переходного процесса.
5. Результаты расчета послеаварийного установившегося режима.
6. Выводы по работе.

### **10.6 Контрольные вопросы**

1. Для чего применяется отключение генераторов?
2. Как изменяются эквивалентная механическая мощность, эквивалентное сопротивление и амплитуда характеристики электрической мощности при отключении части синхронных машин в переходном процессе?
3. В каких случаях отключением части генераторов можно сохранить устойчивость системы?
4. Поясните ход протекания переходного процесса и характер изменения площадок ускорения и торможения при отключении части синхронных машин до момента отключения КЗ.
5. Назовите достоинства и недостатки отключения части синхронных машин.
6. Отключение турбогенераторов или гидрогенераторов должно рассматриваться в первую очередь при определении управляющих воздействий для сохранения устойчивости.

### **10.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования влияние отключения части генераторов на динамическую устойчивость**

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 1. Результаты расчета нормального установившегося режима представлены на рисунках 1.12 и 1.13.

Задаем генераторы электрической станции отдельными элементами (рисунки 10.2 и 10.3). Ветви 7-71, 7-72, 7-73 и 7-74 моделируют выключатели и заданы сопротивлениями  $X = 0,001$  Ом.





Данные по генераторам показаны на рисунке 10.6, по контролируемым параметрам – на рисунке 10.7.

Ω О.Е. Добавить / Изменить Шрифт Согласовать с УР Справка																
Генераторы РС РВ Возбудители СД Форсировка																
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0	T''d0	T''q0	
	1		110,00					0,419								
	71		10,50	100	0,800	10,00	780,00	0,245								
	72		10,50	100	0,800	10,00	780,00	0,245								
	73		10,50	100	0,800	10,00	780,00	0,245								
	74		10,50	100	0,800	10,00	780,00	0,245								

Рисунок 10.6 – Данные по генераторам

Рг >> Изменить Очистка Пояснение + Сохранить все Шрифт Справка Названия Выбрать из УР																	
Узлы Ветви Генераторы ВПТ								Текущие параметры									
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	Параметр	Ni	Nj	Np	Название i	Название j	Название	Zk1	Zk2	Nсуммы
	1		110,00					Rr	71								1
	71		10,50	100	0,800	10,00	7,80	Rr	72								1
	72		10,50	100	0,800	10,00	7,80	Rr	73								1
	73		10,50	100	0,800	10,00	7,80	Rr	74								1
	74		10,50	100	0,800	10,00	7,80	Отн угол рот	71	1							
								Отн угол рот	72	1							
								Отн угол рот	73	1							
								Отн угол рот	74	1							
								Rr г	71								2
								Rr г	72								2
								Rr г	73								2
								Rr г	74								2

Рисунок 10.7 – Список контролируемых параметров

Загружаем данные по автоматике из лабораторной работы 3 при предельном времени отключения КЗ  $t_1 = 0,249$  с. Динамическая устойчивость системы сохраняется (рисунок 10.8). При времени отключения КЗ  $t_2 = 0,3$  с динамическая устойчивость нарушается (рисунок 10.9).

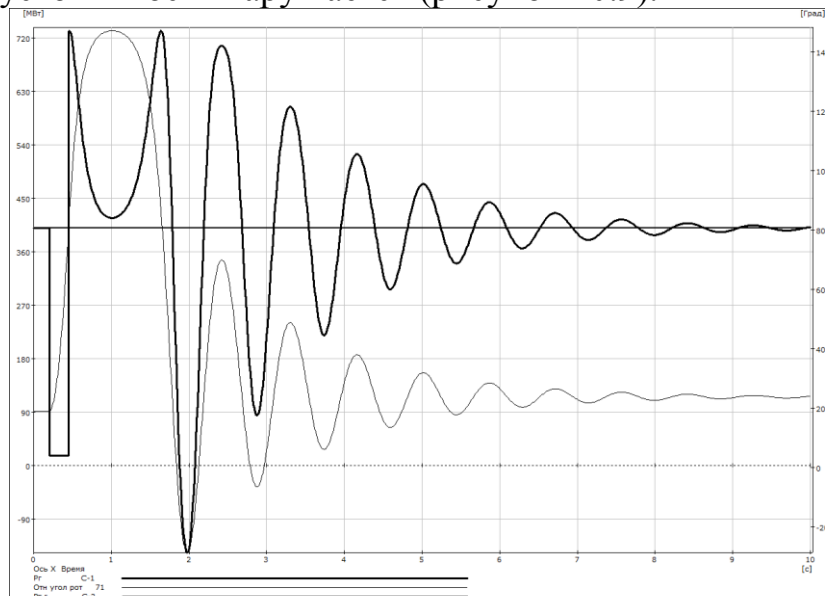


Рисунок 10.8 – Зависимости контролируемых параметров от времени при сохранении динамической устойчивости

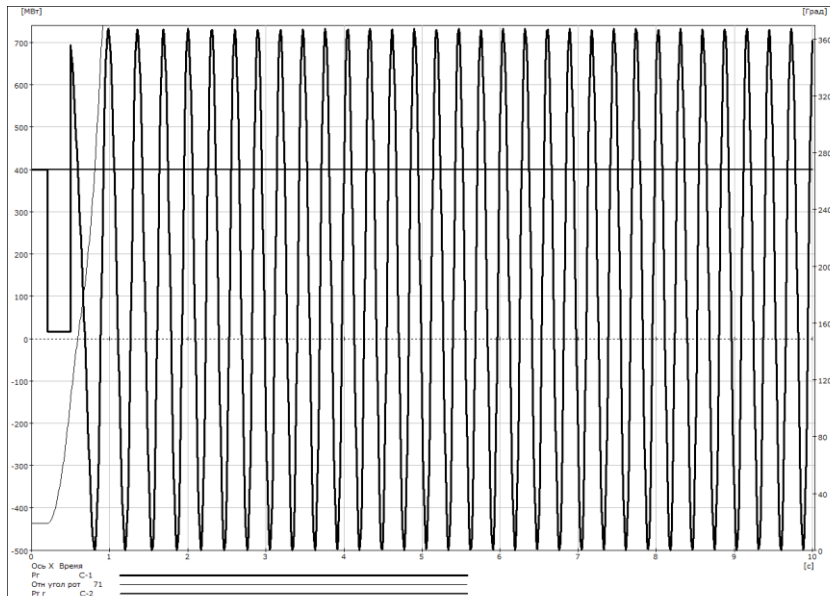


Рисунок 10.9 – Зависимости контролируемых параметров от времени при нарушении динамической устойчивости

Задаем в автоматике отключение генератора 74 и определяем предельное время отключения КЗ при условии, что генератор отключается в один момент времени с поврежденной линией электропередачи (рисунок 10.10). На рисунке 10.11 представлены зависимости контролируемых параметров для генераторов, оставшихся в работе.

Стандартные   АДПР   Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
				Время				0,200				
				Шунт	6				0,001			
			0,300	Отключить связь	2	6						
			0,300	Шунт	6				-0,001			
			0,300	Изменить генератор	74							

Рисунок 10.10 – Команды автоматики при отключении генератора 74

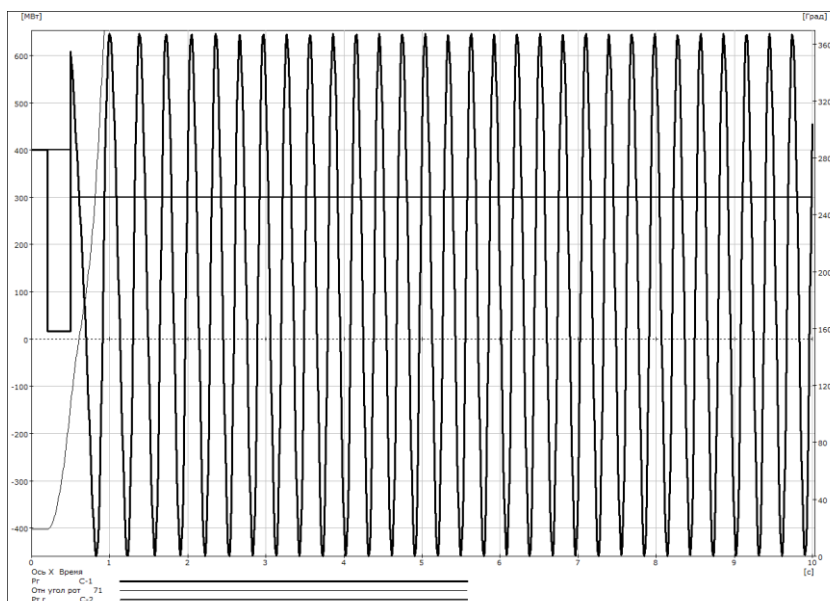


Рисунок 10.11 – Зависимости контролируемых параметров от времени при отключении генератора 74

При отключении одного генератора динамическая устойчивость нарушается. Рассмотрим отключение двух генераторов (рисунок 10.12). На рисунке 10.13 представлены зависимости контролируемых параметров для генераторов, оставшихся в работе.

Стандартные   АДПР   Программируемые											
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
				Время				0,200			
				Шунт	6				0,001		
			0,300	Отключить связь	2	6					
			0,300	Шунт	6				-0,001		
			0,300	Изменить генератор	73						
			0,300	Изменить генератор	74						

Рисунок 10.12 – Команды автоматики при отключении двух генераторов

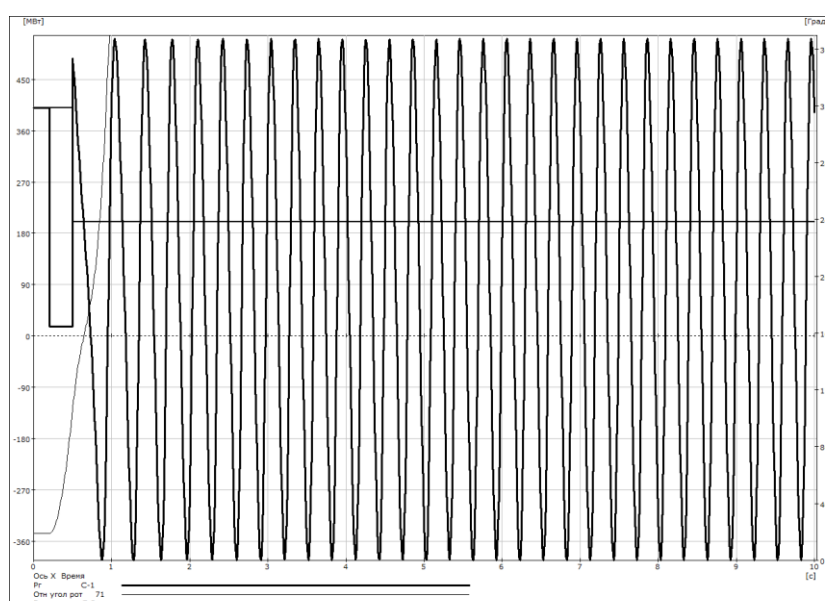


Рисунок 10.13 – Зависимости контролируемых параметров от времени при отключении двух генераторов

Так как и при отключении двух генераторов динамическая устойчивость нарушается, то рассмотрим отключение трех генераторов (рисунки 10.14 и 10.15). В этом случае динамическая устойчивость сохраняется.

Стандартные   АДПР   Программируемые											
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
				Время				0,200			
				Шунт	6				0,001		
			0,300	Отключить связь	2	6					
			0,300	Шунт	6				-0,001		
			0,300	Изменить генератор	72						
			0,300	Изменить генератор	73						
			0,300	Изменить генератор	74						

Рисунок 10.14 – Команды автоматики при отключении трёх генераторов

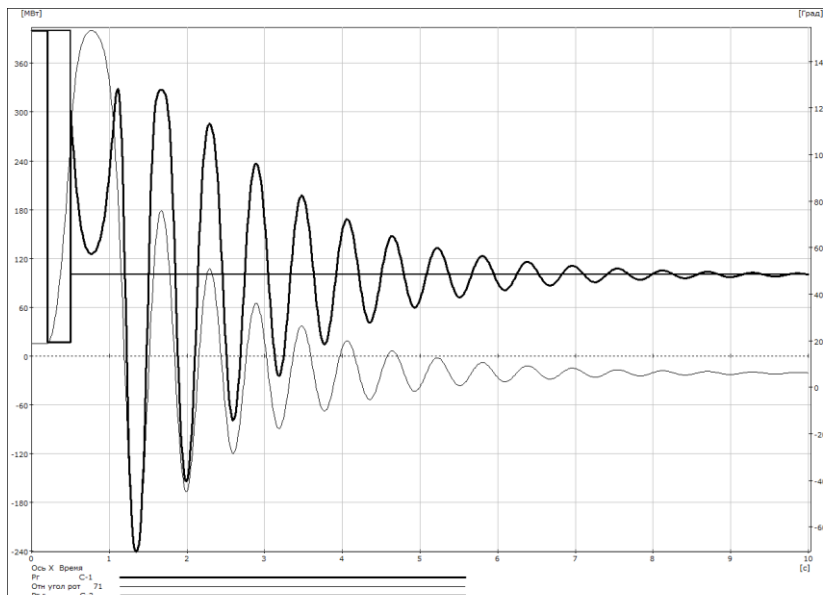


Рисунок 10.15 – Зависимости контролируемых параметров от времени при отключении трёх генераторов

Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима представлены на рисунках 10.16 и 10.17.

Исходные данные															Результаты		Кусты узлов	
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи			Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МПП
N	Код	Урас	dU	Pn	Qn	Unorm	Nсxn	Unom	Pg	Qg	Pш	Qш	Qmin	Qmax				
1	1100	121,00				110,00		110,00	234,1	36,8			-1000	1000				
2	11	343,07	-5,1	80,00	60,00	330,00		330,00										
3	11	344,02	-7,8			330,00		330,00										
30	11	331,80	-10,4			330,00		330,00										
4	11	115,61	-10,4	160,00	120,00	110,00		110,00										
5	11	10,52	-10,8	10,00	6,00	10,00		10,00										
6	11	356,49	-7,8			330,00		330,00										
7	11	11,00	-7,7	80,00	60,00	10,50		10,50										
71	1010	11,00	-7,7			10,50		10,50	100,0	176,4			-1000	1000				
72	1010	11,00				10,50		10,50	100,0	33,1			-1000	1000				
73	1010	11,00				10,50		10,50	100,0	33,1			-1000	1000				
74	1010	11,00				10,50		10,50	100,0	33,1			-1000	1000				

Рисунок 10.16 – Результаты расчета послеаварийного установившегося режима по узлам

Исходные данные																			Результаты		Кусты узлов	
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи			Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МПП				
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Pкорр/Pтрхх	Qг/Qтрхх	Кт				
6	7	T1		356,5	-19,2	-111,2	0,18	11,0	20,0	116,3	6,20	0,06	2,27	0,77	5,17	0,71	2,91	33,050				
2	1	T2		343,1	-233,4	-14,3	0,39	121,0	234,1	36,8	1,13	0,56	21,27	0,78	22,50	0,22	1,23	2,870				
3	30	T3		344,0	170,5	140,3	0,37	331,8	-170,0	-126,1	0,37	0,16	12,48	0,48	14,25	0,31	1,77	1,000				
30	4	T3		331,8	160,0	120,0	0,35	115,6	-160,0	-120,0	1,00	0,00	0,00	0,00				2,870				
30	5	T3		331,8	10,0	6,1	0,02	10,5	-10,0	-6,0	0,64	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430				
2	6	Л1																				
3	6	Л2		344,0	-18,2	-148,4	0,25	356,5	19,2	111,2	0,18	0,68	4,65	1,01	-37,20	0,33	-41,85					
2	3	Л3		343,1	153,4	-45,7	0,27	344,0	-152,3	8,0	0,26	0,84	7,25	1,10	-37,67	0,26	-44,92					
7	71	Г1		11,0	-100,0	-176,3	10,64	11,0	100,0	176,4	10,64		0,03		0,03							
7	72	Г2																				
7	73	Г3																				
7	74	Г4																				

Рисунок 10.17 – Результаты расчета послеаварийного установившегося режима по ветвям

### Выводы:

1) при отключении трёх из четырех генераторов электрической станции можно обеспечить динамическую устойчивость системы при времени отключения поврежденной линии 0,3 с;

2) в установившемся режиме исследуемой электрической системы по-

сле отключения линии 2-6 и трёх генераторов на электрической станции наблюдается значительный дефицит активной мощности. В результате недостающая активная мощность 234,1 МВт поступает в нашу систему из балансирующего узла, то есть из соседней энергосистемы. В послеаварийном установившемся режиме, который наступает без отключения генераторов электрической станции (рисунки 1.24 и 1.25 лабораторной работы 1), исследуемая электрическая система остается избыточной и передает в соседнюю энергосистему 62,1 МВт. Следовательно, при отключении трёх генераторов необходимым условием осуществления установившегося послеаварийного режима является возможность передачи недостающей мощности из соседней энергосистемы. Если такой возможности нет, то для сохранения баланса активной мощности необходимо отключение части наименее ответственных потребителей.

# Лабораторная работа 11

## САМОЗАПУСК АСИХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

### 11.1 Цель работы

Исследовать возможность самозапуска асинхронных двигателей после возникновения КЗ и его устранения на питающей линии электропередачи.

### 11.2 Постановка задачи

В качестве объекта исследования принимается исходная схема энергосистемы (рисунок 1.1), дополненная линией электропередачи Л4, трансформатором Т4 и нагрузкой в узле 42 (рисунок 11.1).

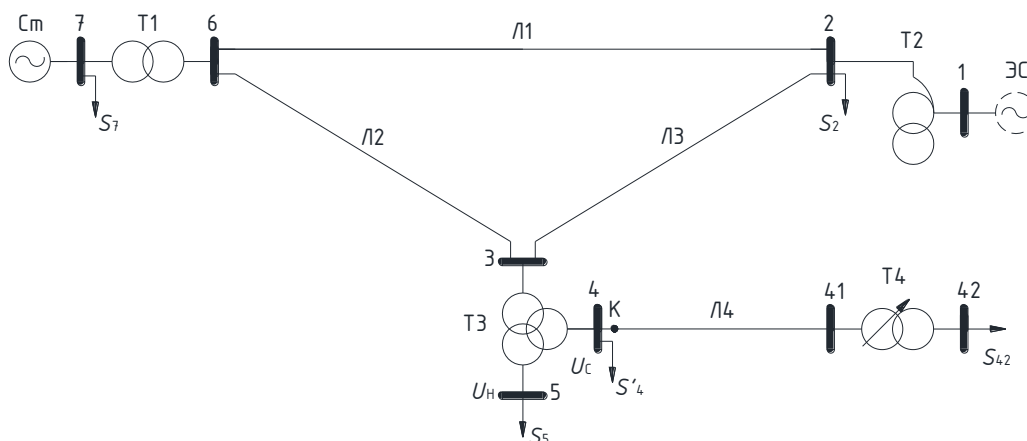


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема энергосистемы

Данные по электрооборудованию:

- а) линия электропередачи Л4 – длина, марка и сечение провода заданы в таблице 11.1 по вариантам, принятым в лабораторной работе 1 для узлов нагрузки;
- б) трансформатор Т4 – тип ТРДН 25000/110;
- в) нагрузка  $S_{42}$  - задана в таблице 11.1;
- г) нагрузка  $S'_4 = S_4 - S_{42}$ .

Таблица 11.1

Данные по электрооборудованию

Вариант	Марка и сечение провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{доп}$ , кА	Длина линии, км	$S_{42}$ , МВ·А
1	АС-120/19	0,249	0,427	0,39	10	$12 + j \cdot 5,8$
2	АС-150/24	0,198	0,42	0,445	12	$14 + j \cdot 6,7$
3	АС-185/29	0,162	0,413	0,51	14	$16 + j \cdot 7,6$
4	АС-240/32	0,12	0,405	0,605	16	$20 + j \cdot 9,5$
5	АС-150/24	0,198	0,42	0,445	18	$18 + j \cdot 8$

Требуется выполнить следующее:

- определить параметры схемы замещения дополнительного оборудования;
- выполнить расчёт нормального установившегося режима;

- ввести в программу данные динамической характеристики нагрузки (ДХН) эквивалентного асинхронного двигателя (ЭАД) для  $S_{42}$ ;
- выполнить расчет переходного режима при трехфазном КЗ в начале линии Л4, с последующим ее отключением и включением при успешном АПВ;
- определить максимальную выдержку времени срабатывания АПВ для обеспечения самозапуска ЭАД.
- провести анализ полученных результатов и оформить отчет.

### 11.3 Краткие теоретические сведения

Для повышения надежности работы ответственных электроустановок при кратковременных понижениях или отключениях напряжения питающей сети используется самозапуск электродвигателей. Самозапуск – это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания или снижения напряжения. Основная задача самозапуска заключается в том, чтобы не допустить останова рабочих механизмов и тем самым предотвратить нарушение технологического процесса.

Переходный электромеханический процесс при кратковременных нарушениях электроснабжения потребителей с учетом самозапуска может быть условно представлен двумя периодами:

I –выбег, характеризующийся затормаживанием двигателей, увеличением их скольжения;

II – самозапуск, наступающий после восстановления напряжения на питающих шинах.

Самозапуск можно считать обеспеченным, если при пониженном напряжении избыточный электромагнитный момент двигателей достаточен для доведения их до номинальной скорости и если за это время нагрев обмоток не превысит максимально допустимой величины.

Самозапуск иногда бывает трудно осуществим. Это связано с тем, что самозапуск большой группы двигателей вызывает такое глубокое снижение напряжения на их шинах, что вращающий момент становится меньше момента сопротивления приводного механизма.

Известно, что вращающий момент может быть определен по выражению, соответствующему упрощенной схеме замещения асинхронного двигателя (АД):

$$M = \frac{U^2 \cdot r_2 \cdot s}{w \cdot [r_2^2 + (x_s \cdot s)^2]} \quad (11.1)$$

где  $U$  – напряжение на шинах АД;

$r_2$  и  $x_s$  – активное и реактивное сопротивления АД;

$s$  – скольжение АД;

$w$  – частота электрической сети.

Поэтому, именно, квадратичная зависимость вращающего момента от напряжения на шинах двигателя определяет успешность режима самозапус-

ка. На рисунке 11.2 показано изменение режима работы АД при возникновении повреждения в питающей электрической сети и возможности осуществления самозапуска АД.

В нормальном установившемся режиме АД работает со скольжением  $s_0$ , определяемым точкой а – точкой пересечения характеристик момента сопротивления приводного механизма  $M_c$  и  $M_0$ . При возникновении КЗ АД переходит в точку б на характеристике  $M_{КЗ}$ . Поскольку  $M_c > M_{КЗ}$ , то скольжение увеличивается. В точке в происходит отключение поврежденной линии и режим переходит в точку г, где электромагнитный момент  $M_{откл} = 0$ . Поэтому двигатель продолжает затормаживаться и его скольжение увеличивается. Для осуществления самозапуска включение линии устройством АПВ должно произойти до достижения скольжением значения  $s_{пр}$ . В этом случае, например при скольжении выбега  $s_{в1}$ , двигатель переходит на характеристику  $M_{АПВ}$ , электромагнитный момент становится больше момента сопротивления, и двигатель под его воздействием возвращается к исходному режиму в точку а. При увеличении скольжения, например до  $s_{в2} > s_{пр}$ , двигатель переходит на характеристику  $M_{АПВ}$  при  $M_c > M_{АПВ}$ , что не может прекратить его торможение и останов. Следовательно, при  $s_{в2} > s_{пр}$  самозапуск двигателей не возможен.

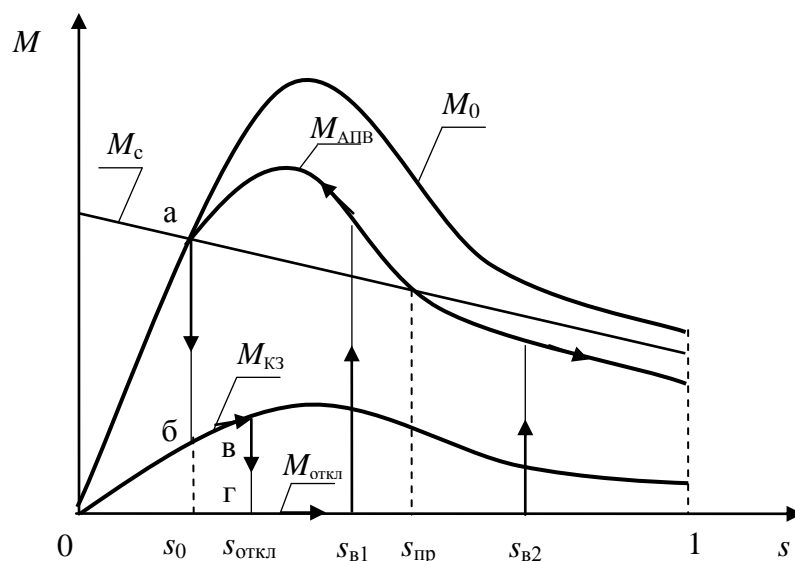


Рисунок 11.2 – Переходные процессы в АД при изменении вращающего момента:

$M_0$  – в исходном режиме;  $M_{КЗ}$  – в режиме КЗ;

$M_{откл}$  – в режиме отключения питающей линии;  $M_{АПВ}$  – в режиме успешного АПВ линии

#### 11.4 Порядок выполнения работы

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файл с данными, которые были использованы для расчета нормального установившегося режима в лабораторной работе 1.



4. Используя справочные данные определить и задать в программе параметры схемы замещения дополнительного оборудования в соответствии с вариантом.

5. Выполнить расчёт нормального установившегося режима. Проанализировать полученные результаты. Напряжение в узле 42 должно находиться в пределах от 10 до 10,5 кВ. При необходимости добиться соответствующего значения напряжения путем изменения коэффициента трансформации трансформатора Т4. Трансформатор ТРДН 25000/110 имеет устройство РПН с диапазоном регулирования напряжения (число ступеней и шаг регулирования)  $\pm 9 \times 1,78\%$  в нейтрали обмотки высшего напряжения.

6. Загрузить файл с данными о генераторных узлах из лабораторной работы 1.

7. Задать информацию для расчёта самозапуска ЭАД.

7.1. В меню Дин.-данные выбрать команду Характеристики СХН/ДХН. В появившемся окне выбрать закладку ДХН и ввести следующие данные о динамической характеристике нагрузки:

Тип – номер динамической характеристики асинхронного двигателя,  $N_{\text{дх}} = 1 \dots 30$ . Один и тот же тип характеристики в дальнейшем может быть использован в различных узлах электрической сети;

Вид – параметр, который определяет два способа задания информации об асинхронном двигателе: с кусочно-линейной аппроксимацией параметров схемы замещения от скольжения (вид 1) или асинхронными характеристиками  $m_{\text{АД}}(s)$  и  $i_{\text{АД}}(s)$  (вид 2). В лабораторной работе задаем вид 2;

$T_{\text{дв}}$  – механическая постоянная инерции асинхронного двигателя вместе с приводимым механизмом,  $T_{\text{дв}} = 0,8$  с;

$D_{\text{ac}}$  – доля активной мощности, потребляемой асинхронными двигателями в суммарной активной нагрузке узла в нормальном режиме. Если в данном узле имеется синхронная нагрузка, то  $D_{\text{ac}}$  – доля активной мощности, потребляемой асинхронными двигателями в оставшейся (за вычетом активной мощности, потребляемой синхронными двигателями) активной нагрузке узла. Если в данном узле нет синхронных двигателей, то  $D_{\text{ac}} = 1$ ;

$\cos\varphi$  – номинальный коэффициент мощности АД,  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$K_{\text{заг}}$  – коэффициент загрузки, т.е. отношение номинальной мощности механизма к номинальной мощности двигателя,  $K_{\text{заг}} = 0,7$ ;

$M_{\text{ст}}$  – статический момент сопротивления (в долях полного момента сопротивления на валу) в долях номинального,  $M_{\text{ст}} = 0,5$ ;

$M_{\text{трог}}$  – дополнительный момент сопротивления, возникающий при трогании асинхронного двигателя, в долях его номинального момента [о.е.],  $M_{\text{трог}} = 0 \dots 0,1$ ;

$K_{\text{м}}$  – показатель степени в выражении, аппроксимирующем зависимость реактивной мощности холостого хода от напряжения,  $K_{\text{м}} = 4$ ;

$U_{\text{дв}}/U_{\text{н}}$  – фактическое напряжение на шинах двигателей в долях от номинального напряжения,  $U_{\text{дв}}/U_{\text{н}} = 1$ . Если в исходном установившемся режи-

ме напряжение на шинах двигателя значительно отличается от номинального значения, то  $U_{дв}/U_n \neq 1$ ;

$M_{max}$  – максимальный момент в долях номинального,  $M_{max} = 1,7$ ;

$M_{пуск}$  – пусковой момент в долях номинального,  $M_{пуск} = 1,2$ ;

$I_{пуск}$  – пусковой ток в долях номинального,  $I_{пуск} = 5$ ;

$S_{двном}$  – номинальное скольжение двигателя,  $S_{двном} = 2\%$ ;

$S_r/R_{ст}$  – скольжение, начиная с которого вводится учет вытеснения тока в роторе (если используется вид характеристики 1) или активное сопротивление цепи статора (если используется вид характеристики 2),  $S_r = 70\%$  или  $R_{ст} = 0,01$ .

7.2. В меню Дин.-данные выбрать команду Узлы с СХН / ДХН. В появившемся окне в таблице, которая содержит информацию о всех узлах электрической сети, выбрать узел 42 и нажатием клавиши >> перенести информацию об этом узле в таблицу Узлы с СХН / ДХН. В столбце ДХН задать номер (тип) динамической характеристики из пункта 7.1.

7.3. Сохранить данные (в меню Файлы выбрать команду Сохранить нагрузку).

8. В меню Дин.-данные выбрать команду Управляющая и задать время расчёта 30-40 с.

9. С помощью команд автоматики задать:

- длительность исходного режима  $\Delta t_1 = 0,2$  с;

- режим трёхфазного КЗ в начале линии 4-41 длительностью  $\Delta t_2 = 0,2$  с:

$$\Delta t_2 = t_{рз} + t_{со},$$

где  $t_{рз}$  - время действия релейной защиты,  $t_{рз} = 0,1$  с;

$t_{со}$  - собственное время отключения выключателя,  $t_{со} = 0,1$  с;

- отключение линии 4-41;

- автоматическое повторное включение линии 4-41. Момент включения линии варьировать.

10. Задать контролируемые параметры в узле 41:

- активную и реактивную мощности нагрузки;

- напряжение;

- электромагнитный момент и момент сопротивления;

- скольжение.

11. Выполнить расчёты динамической устойчивости и определить значения предельного скольжения  $s_{пр}$  и максимальную выдержку времени срабатывания АПВ для обеспечения самозапуска ЭАД.

12. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

## 11.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

2. Исходные данные и результаты расчета нормального установившегося режима с учётом дополнительного электрооборудования.

3. Данные по динамической характеристике ЭАД.

4. Асинхронные характеристики моделируемого ЭАД.

5. Данные по автоматике.
6. Зависимости контролируемых параметров при различных выдержках времени срабатывания АПВ.
7. Выводы по работе.

### 11.6 Контрольные вопросы

1. Что такое самозапуск двигателей?
2. На какие периоды может быть разделен переходный процесс при кратковременных нарушениях электроснабжения потребителей с учётом самозапуска?
3. Что происходит при выбеге двигателя?
4. От чего зависит значение вращающего момента асинхронного двигателя?
5. Что такое динамическая характеристика нагрузки?
6. Каковы условия обеспечения самозапуска асинхронного двигателя?
7. Предложите мероприятия для улучшения условий осуществления успешного самозапуска асинхронных двигателей наиболее ответственных потребителей в узле нагрузки, если действительная выдержка времени срабатывания АПВ больше максимального рассчитанного значения.

### 11.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования возможности успешного самозапуска асинхронных двигателей

Определяем параметры схемы замещения дополнительного оборудования. Удельные параметры линии электропередачи напряжением 110 кВ, выполненной проводом марки АС-150/24:  $r_0=0,198$  Ом/км;  $x_0=0,42$  Ом/км;  $b_0=2,7$  мкСм/км. Параметры схемы замещения при длине линии 18 км:

$$R_{л4} = r_0 \cdot l = 0,198 \cdot 18 = 3,56 \text{ Ом},$$

$$X_{л4} = x_0 \cdot l = 0,42 \cdot 18 = 7,56 \text{ Ом},$$

$$B_{л4} = b_0 \cdot l = 2,7 \cdot 18 = 48,6 \text{ мкСм}.$$

Каталожные данные трансформатора ТРДН 25000/110:  $S_{ном}=25$  МВ·А;  $U_{ВН}=115$  кВ;  $U_{НН}=10,5$  кВ;  $\Delta P_k=120$  кВт;  $U_{к\%}=10,5$  %;  $\Delta P_x=27$  кВт;  $I_{х\%}=0,7$  %.

Определяем параметры схемы замещения трансформатора:

$$R_{т4} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} = \frac{120 \cdot 115^2}{25^2} \cdot 10^{-3} = 2,54 \text{ Ом},$$

$$X_{т4} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,5 \text{ Ом},$$

$$G_{т4} = \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2} = \frac{27}{115^2} \cdot 10^{-3} = 2,04 \cdot 10^{-6} = 2,04 \text{ мкСм},$$

$$B_{т4} = \frac{I_{х\%} \cdot S_{ном}}{100 \cdot U_{ВН}^2} = \frac{0,7 \cdot 25}{100 \cdot 115^2} = 13,2 \cdot 10^{-6} = 13,2 \text{ мкСм},$$

$$K_{т4} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,952.$$

Определяем значение нагрузки  $S'_4$ :

$$S'_4 = S_4 - S_{42} = 160 - 18 + j \cdot (120 - 8) = 142 + j112 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 1 и задаем информацию по дополнительному электрооборудованию (рисунки 11.3 и 11.4). Результаты расчёта исходного установившегося режима представлены на рисунках 11.5 и 11.6.

Исходные данные														
Узлы			Кусты узлов											
N	Код	Устар.	Урасч	dU	Рн0	Qн0	Унорм	Нсхн	Уном	Рг	Qg	Уша	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00				-1000	1000
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00					
3	11	330,00					330,00		330,00					
30	11	330,00					330,00		330,00					
4	11	110,00			142,00	112,00	110,00		110,00					
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00					
6	11	330,00					330,00		330,00					
7	1010	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50	400,0			-1000	1000
41	11	110,00					110,00		110,00					
42	11	10,00			18,00	8,00	10,00		10,00					

Рисунок 11.3 – Исходные данные по узлам

Исходные данные										
Узлы		Кусты узлов								
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт		
6	7	T1		0,56	22,07	5,5	22,4	33,050		
2	1	T2		1,20	45,74	1,8	10,3	2,870		
3	30	T3		0,40	30,49	2,8	15,5	1,000		
30	4	T3		0,00	0,00			2,870		
30	5	T3		0,40	71,15			31,430		
2	6	Л1		13,80	76,13	7,9	-777,4			
3	6	Л2		4,80	32,80	2,7	-341,0			
2	3	Л3		4,12	35,53	2,2	-380,6			
4	41	Л4		3,56	7,56		-48,6			
41	42	T4		2,54	55,50	2,0	13,2	10,952		

Рисунок 11.4 – Исходные данные по ветвям

Исходные данные														
Узлы										Кусты узлов				
N	Код	Урасч	dU	Рн	Qн	Унорм	Нсхн	Уном	Рг	Qg	Рш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-62,9	-13,3			-1000	1000
2	11	349,42	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	348,17	2,0			330,00		330,00						
30	11	335,97	-0,5			330,00		330,00						
4	11	117,06	-0,5	142,00	112,00	110,00		110,00						
5	11	10,65	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	359,20	4,9			330,00		330,00						
7	1010	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	133,5			-1000	1000
41	11	115,88	-1,0			110,00		110,00						
42	11	10,14	-5,3	18,00	8,00	10,00		10,00						

Рисунок 11.5 – Результаты расчета нормального установившегося режима по узлам

Исходные данные																		
Узлы										Кусты узлов								
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dРобщ	dQобщ	Ркорр/Ртрxx	Qg/Qтрxx	Kт
6	7	T1		359,2	-318,8	-52,7	0,52	11,0	320,0	73,5	17,23	0,46	17,93	1,17	20,86	0,72	2,93	33,050
2	1	T2		349,4	63,1	16,2	0,11	121,0	-62,9	-13,3	0,31	0,04	1,58	0,26	2,83	0,22	1,25	2,870
3	30	T3		348,2	170,7	141,7	0,37	336,0	-170,2	-127,6	0,37	0,16	12,30	0,48	14,11	0,32	1,81	1,000
30	4	T3		336,0	160,2	121,5	0,35	117,1	-160,2	-121,5	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00			2,870
30	5	T3		336,0	10,0	6,1	0,02	10,6	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
2	6	Л1		349,4	-106,7	-69,7	0,21	359,2	109,0	-20,5	0,18	1,35	7,47	2,35	-90,14	1,00	-97,61	
3	6	Л2		348,2	-207,5	-102,3	0,38	359,2	209,8	73,1	0,36	1,97	13,47	2,31	-29,20	0,34	-42,67	
2	3	Л3		349,4	-36,5	-6,5	0,06	348,2	36,8	-39,4	0,09	0,05	0,47	0,32	-45,83	0,27	-46,30	
4	41	Л4		117,1	18,2	9,5	0,10	115,9	-18,1	-9,9	0,10	0,11	0,24	0,11	-0,42		-0,66	
41	42	T4		115,9	18,1	9,9	0,10	10,1	-18,0	-8,0	1,12	0,08	1,75	0,11	1,92	0,03	0,17	10,952

Рисунок 11.6 – Результаты расчета нормального установившегося режима по ветвям

Напряжение в узле 42 находится в допустимых пределах  $U_{42} = 10,14$  кВ. Загружаем файл с данными о генераторах из лабораторной работы 1.

В меню Дин.-данные выбираем команду Характеристики СХН/ДХН, а затем закладку ДХН. Вводим данные о динамической характеристике нагрузки (рисунок 11.7).

СХН		ДХН														
Тип	Вид	Тде	Дас	Cos(φ)	Кзаг	Мст	Мтрог	Ки	Удв/Ун	Ммах	Мпуск	Тпуск	Сденом	Сг/Рст		
1	2	0,800	1,000	0,800	0,700	0,500	0,100	4,000	1,000	2,200	1,200	5,000	2,000	0,010		

Рисунок 11.7 – Динамические характеристики нагрузки

Двойным нажатием левой кнопки манипулятора “Мышь” выводим окно для расчёта асинхронной характеристики двигателя (рисунок 11.8).

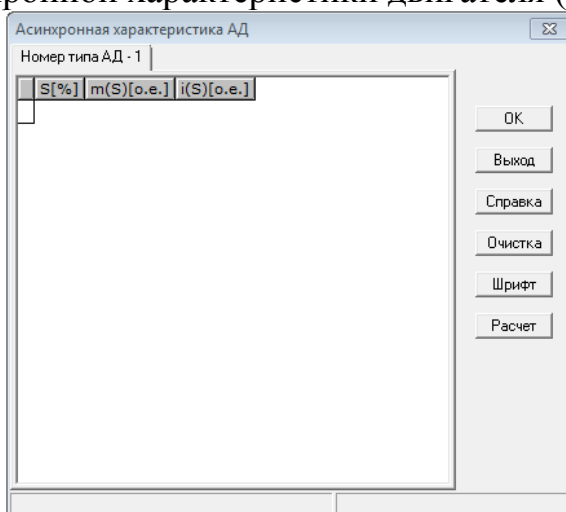


Рисунок 11.8 – Вид окна для расчёта асинхронной характеристики

Нажимаем кнопку Расчёт и получаем зависимости момента, тока, активного и реактивного сопротивлений от скольжения (рисунок 11.9).

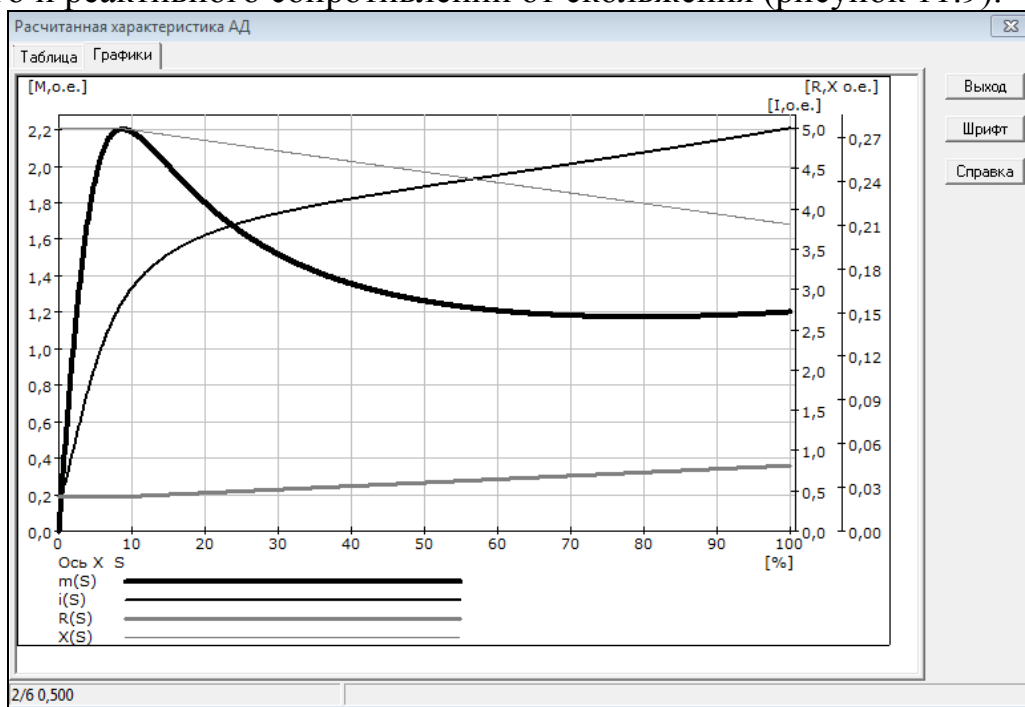


Рисунок 11.9 – Асинхронные характеристики моделируемого эквивалентного АД

Значения, по которым построены данные зависимости, можно посмотреть, а при необходимости и скорректировать, выбрав закладку Таблица (рисунок 11.10).

Расчитанная характеристика АД

Таблица | Графики

S	m(S)	i(S)	R(S)	X(S)
		0,414	0,024	0,276
0,100	0,054	0,416	0,024	0,276
0,200	0,107	0,424	0,024	0,276
0,300	0,160	0,437	0,024	0,276
0,400	0,213	0,454	0,024	0,276
0,500	0,266	0,476	0,024	0,276
0,600	0,318	0,500	0,024	0,276
0,700	0,371	0,528	0,024	0,276
0,800	0,422	0,558	0,024	0,276
0,900	0,474	0,590	0,024	0,276
1,000	0,524	0,623	0,024	0,276
1,100	0,575	0,658	0,024	0,276
1,200	0,625	0,694	0,024	0,276
1,300	0,674	0,731	0,024	0,276
1,400	0,722	0,768	0,024	0,276
1,500	0,770	0,806	0,024	0,276
1,600	0,818	0,845	0,024	0,276
1,700	0,864	0,883	0,024	0,276
1,800	0,910	0,922	0,024	0,276
1,900	0,956	0,961	0,024	0,276
2,000	1,000	1,000	0,024	0,276
2,100	1,044	1,039	0,024	0,276
2,200	1,087	1,078	0,024	0,276
2,300	1,129	1,117	0,024	0,276

1/1 0,000

Выход Шрифт Справка

Рисунок 11.10 – Вид окна для просмотра и корректировки асинхронных характеристик

Далее в меню Дин.-данные выбираем команду Узлы с СХН/ДХН и задаём требуемую динамическую характеристику нагрузки в узле 42 (рисунок 11.11). Сохраняем информацию с помощью кнопки ОК.

Номера узлов с СХН/ДХН

Шрифт Очистить >> > Занести СХН Занести ДХН

Узлы УР

Название	N	Код	Истарт	Урасч	dU	Rн0	Qн0	Унорм	Нсхн	Уном	F
	1	1100	121,00	121,00				110,00		110,00	
	2	11	330,00	349,42	1,4	80,00	60,00	330,00		330,00	
	3	11	330,00	348,17	2,0			330,00		330,00	
	4	11	110,00	117,06	-0,5	142,00	112,00	110,00		110,00	
	5	11	10,00	10,65	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00	
	6	11	330,00	359,20	4,9			330,00		330,00	
	7	1010	11,00	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50	
	30	11	330,00	335,97	-0,5			330,00		330,00	
	41	11	110,00	115,88	-1,0			110,00		110,00	
	42	11	10,00	10,14	-5,3	18,00	8,00	10,00		10,00	

Узлы с СХН/ДХН

N	Нсхн	Ндхн
42		1

ОК Выход Справка Номер СХН/ДХН -

1/1 1

Рисунок 11.11 – Ввод узла с динамической характеристикой нагрузки

На рисунках 11.12 и 11.13 приведена информация о контролируемых параметрах и командах автоматики.

При вводе команд автоматики интервалы времени задаём исходя из того, что наименьшая длительность КЗ, отключаемого токовыми отсечками, составляет 0,2 с, длительность КЗ, отключаемого токовыми защитами, составляет 0,5-0,7 с и длительность перерыва питания при успешном действии автоматики АПВ (АВР) составляет 1,5-2 с.

Узлы							Текущие параметры									
Название	N	Код	Устар	Урасч	dU	Pн0	Параметр	Ni	Nj	Nп	Название i	Название j	Название	Zk1	Zk2	Нсуммы
	1	1100	121,00	121,00			Rн		42							
	2	11	330,00	349,42	1,4	80,00	Qн		42							
	3	11	330,00	348,17	2,0		U		42							
	4	11	110,00	117,06	-0,5	142,00	Мтор ад		42							
	5	11	10,00	10,65	-0,9	10,00	Мэл ад		42							
	6	11	330,00	359,20	4,9		Sp ад		42							
	7	1010	11,00	11,00	8,0	80,00										
	30	11	330,00	335,97	-0,5											
	41	11	110,00	115,88	-1,0											
	42	11	10,00	10,14	-5,3	18,00										

Рисунок 11.12 – Список контролируемых параметров

Стандартные		АДАР		Программируемые		Фактор		Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
Пояснение	N	Логика	Т2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3					
				Время				0,200							
				Шунт	4			0,001							
			0,200	Отключить связь	4	41									
			0,200	Шунт	4			-0,001							
			1,700	Включить связь	4	41									

Рисунок 11.13 – Команды автоматики

Результаты расчета представлены на рисунках 11.14 - 11.15. Во время переходного процесса двигатель затормаживается, но полной остановки не происходит. Наибольшее значение скольжения составляет 82 %. Если по результатам расчета переходного процесса окажется, что произошла остановка двигателя, то длительность перерыва питания при АПВ в командах автоматики необходимо уменьшить.

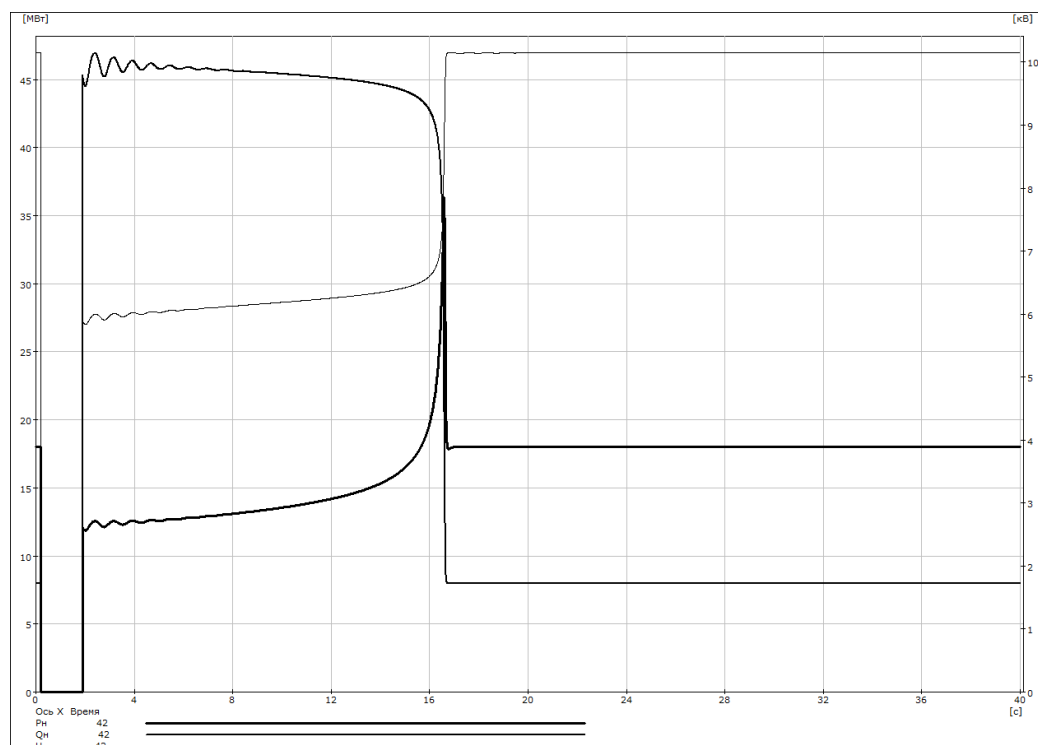


Рисунок 11.14 – Зависимости  $P_n$ ,  $Q_n$ ,  $U$  в узле нагрузки от времени переходного процесса

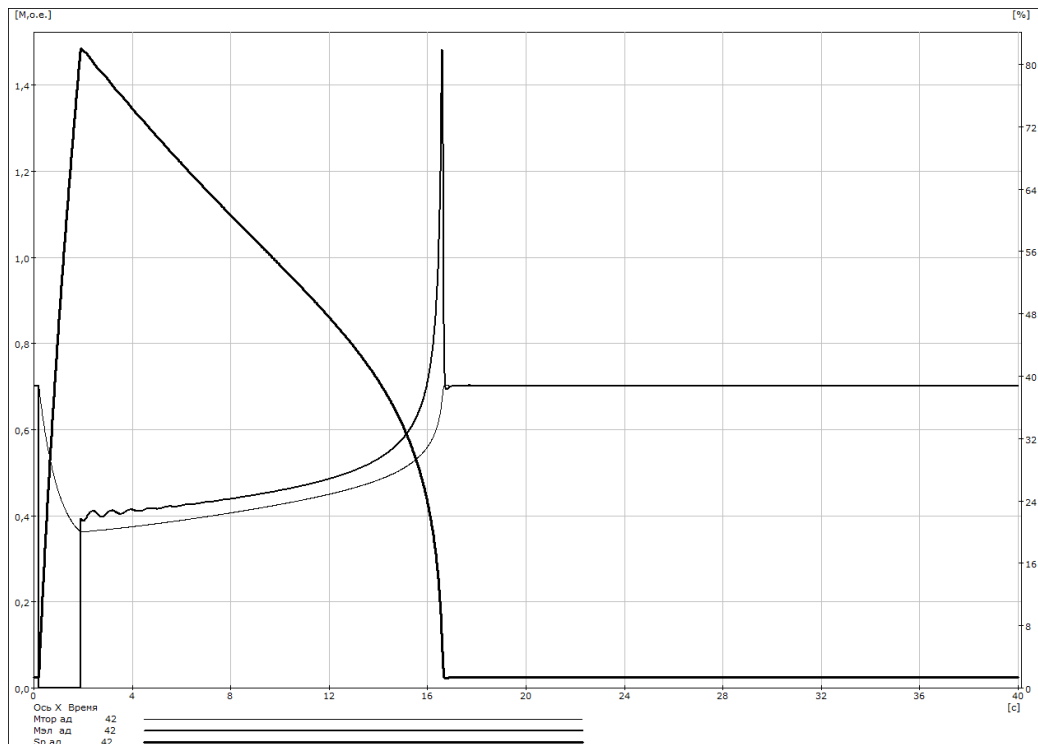


Рисунок 11.15 – Зависимости  $M_{\text{тор}}$ ,  $M_{\text{эл}}$ ,  $s$  в узле от времени переходного процесса

Далее увеличиваем длительность перерыва питания при АПВ (рисунок 11.16), добиваясь полной остановки двигателя, моделируя ситуацию, при которой двигатели после восстановления питания снова запускаются и разворачиваются до рабочей частоты вращения. Результаты расчета представлены на рисунках 11.17 - 11.18.

Стандартные		АЛАР		Программируемые									
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2		
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3			
				Время				0,200					
				Шунт	4				0,001				
			0,200	Отключить связь	4	41							
			0,200	Шунт	4				-0,001				
			2,500	Включить связь	4	41							

Рисунок 11.16 – Команды автоматики



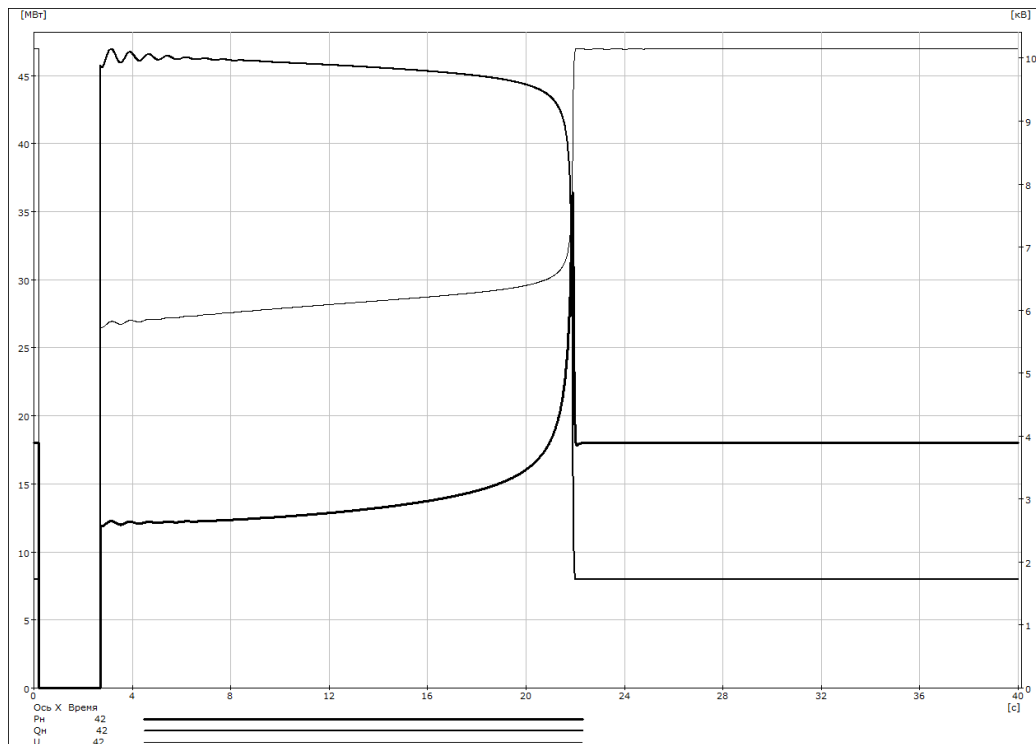


Рисунок 11.17 – Зависимости  $P_n$ ,  $Q_n$ ,  $U$  в узле нагрузки от времени переходного процесса

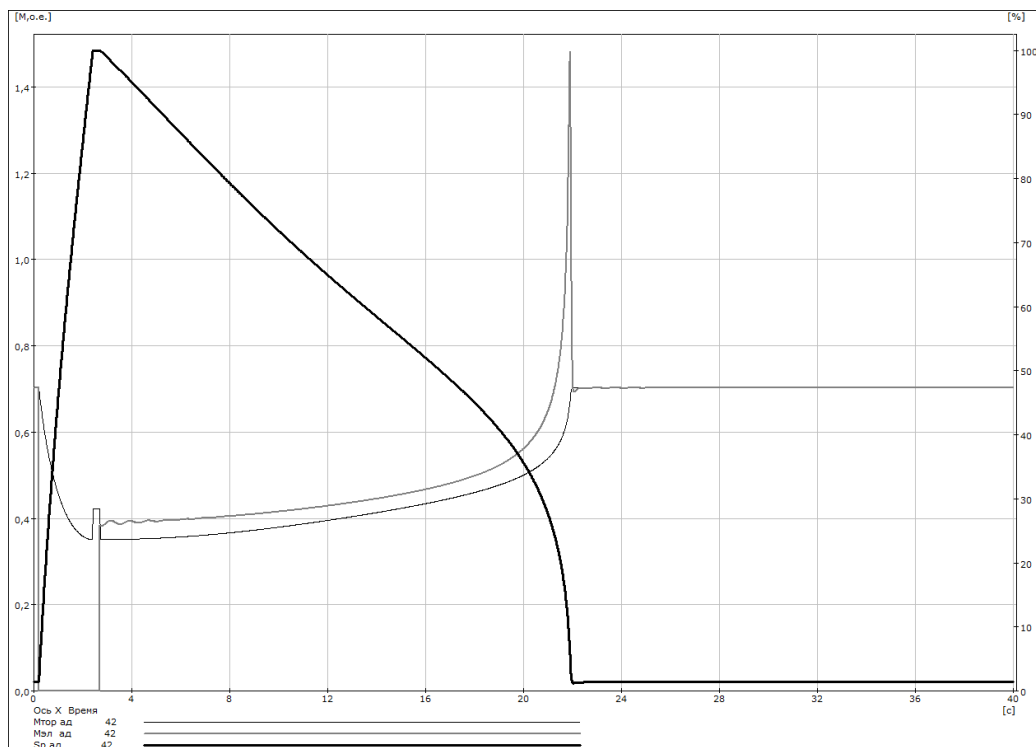


Рисунок 11.18 – Зависимости  $M_{\text{тор}}$ ,  $M_{\text{эл}}$ ,  $s$  в узле от времени переходного процесса

**Выводы:**

1) при длительности перерыва питания 1,5 с ЭАД не успевает остановиться. Наибольшее значение скольжения при этом равно 82 %. После восстановления питания двигатель разворачивается до рабочей частоты вращения. В момент включения питающей линии резко увеличивается потребление ЭАД реактивной мощности. Из-за увеличения потока реактивной мощности

увеличиваются потери напряжения в питающей линии. В результате напряжение на шинах ЭАД восстанавливается до нормального уровня не сразу. Нормальный установившийся режим наступает через 17 с после возникновения возмущения;

2) при длительности перерыва питания 2,3 с ЭАД полностью останавливается, а после восстановления питания разворачивается до рабочей частоты вращения. Нормальный установившийся режим наступает через 22 с после возникновения возмущения;

3) так как процесс самозапуска двигателя не происходит мгновенно, то решение об эффективности самозапуска должно приниматься с учётом того, что время восстановления нормальной частоты вращения должно быть меньше времени, допустимого по условиям сохранения устойчивости технологических процессов потребителя. Кроме того рост потребления тока при самозапуске требует проверки условия допустимого нагрева двигателей;

4) для провода АС 150/24 питающей линии допустимый длительный ток составляет 445 А. В исходном режиме по линии электропередачи протекает ток 101 А, а при самозапуске ЭАД ток достигает значений 425 и 437 А соответственно при длительности перерыва питания 1,5 и 2,3 с.

## Лабораторная работа 12 САМОЗАПУСК СИХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

### 12.1 Цель работы

Исследовать возможность самозапуска синхронных двигателей после возникновения КЗ и его устранения на питающей линии электропередачи.

### 12.2 Постановка задачи

В качестве объекта исследования принимается исходная схема энергосистемы (рисунок 12.1). Нагрузка в узле 42 представляет собой группу синхронных двигателей.

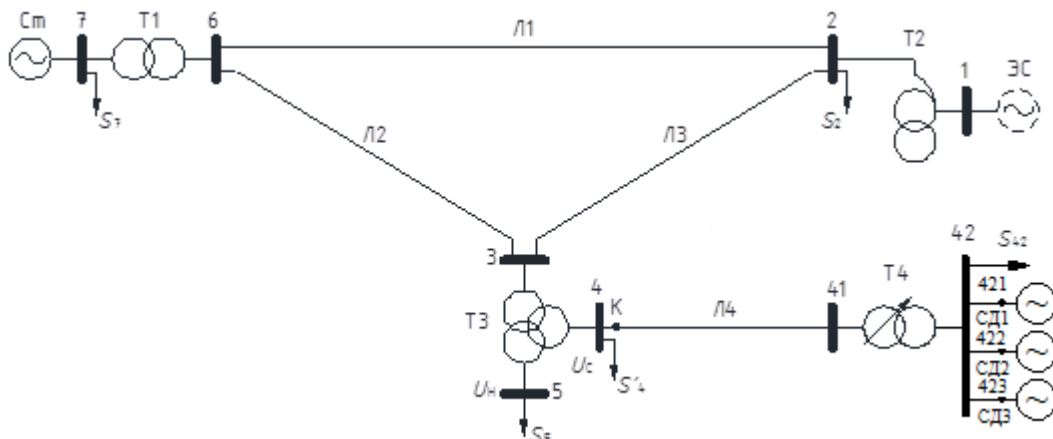


Рисунок 12.1 – Принципиальная схема энергосистемы

Данные по электрооборудованию:

а) линия электропередачи Л4 – длина, марка и сечение провода заданы в таблице 11.1 по вариантам, принятым в лабораторной работе 1 для узлов нагрузки;

б) трансформатор Т4 – тип ТРДН 25000/110;

в) нагрузка  $S_{42}$  – задана в таблице 11.1 и включает нагрузку синхронных двигателей;

г) нагрузка  $S'_4 = S_4 - S_{42}$ ;

д) синхронные двигатели – заданы в таблице 12.1 по вариантам, принятым в лабораторной работе 1 для узлов нагрузки.

Таблица 12.1

Данные по электрооборудованию

Вариант	$U_n$ , кВ	$P_n$ , МВт	$\cos\varphi_n$	$X'_d$ , о.е.	$m_{сд}$ , шт
1	10	1,0	0,9	0,211	5
2	10	1,6	0,9	0,211	4
3	10	2,0	0,9	0,22	3
4	10	2,5	0,9	0,236	3
5	10	3,2	0,9	0,235	2

Требуется выполнить следующее:

- задать параметры синхронных двигателей;
- выполнить расчёт нормального установившегося режима;
- выполнить расчет переходного режима при трехфазном КЗ в начале линии Л4, с последующим ее отключением и включением при успешном АПВ;
- определить максимальную выдержку времени срабатывания АПВ для обеспечения самозапуска синхронных двигателей.
- провести анализ полученных результатов и оформить отчёт.

### 12.3 Краткие теоретические сведения

Если при снижении напряжения или его кратковременном исчезновении двигатели не были отключены и не выпали из синхронизма, то при восстановлении напряжения происходит процесс самозапуска. Если двигатель выпадает из синхронизма и к моменту восстановления напряжения работает как асинхронный со скольжением  $s_1$ , то процесс самозапуска надо рассматривать как пуск асинхронного двигателя, но осуществляемый от той промежуточной скорости, до которой успели затормозиться двигатели за время перерыва питания. Самозапуск отличается от пуска еще и тем, что возбужденный двигатель включается прямо на шины нагрузки без дополнительных сопротивлений в цепи статора.

Во время перерыва питания напряжение на выводах двигателя зависит от его ЭДС, которая уменьшается по мере выбега. Уменьшение скорости до 80% от синхронной приводит к значительному снижению напряжения (до 60-60%).

Синхронные двигатели работают чаще всего с перевозбуждением, отдавая реактивную мощность в электрическую сеть. Поэтому после отключения от сети напряжение на зажимах двигателя возрастает скачком. Затем изменение напряжения определяется как характером снижения скорости, так и параметрами системы возбуждения. Наиболее типичной является ситуация, когда после начального скачка напряжение на зажимах двигателя снижается. Характер снижения зависит от технологии гашения поля двигателя в процессе выбега. Если выбег происходит с глухим подключением возбудителя либо по замкнутой накоротко обмотке ротора, то снижение напряжения до  $0,5 \cdot U_{ном}$  происходит примерно за 2 с. В современных системах возбуждения синхронных двигателей гашение поля осуществляется путем перевода тиристорного статического возбудителя в инверторный режим. При этом на обмотке ротора появляется напряжение обратной полярности, что при питании возбудителя от источника постоянного напряжения обеспечивает интенсивное снижение напряжения со скоростью, близкой к скорости снижения для асинхронных двигателей. Если же статический возбудитель подключен к зажимам выбегающего двигателя, то из-за снижения напряжения в процессе выбега интенсивность гашения поля снижается. В целом, для подстанций с синхронной

двигательной нагрузкой затухание напряжения в процессе выбега происходит медленнее, чем на подстанциях с асинхронными двигателями.

В момент подачи напряжения на выбегающий двигатель возникает сверхпереходной ток включения, который может превосходить пусковой ток. В худшем случае, когда напряжение сети  $U_c$  и ЭДС  $E_q$  двигателя находятся в противофазе, ток самозапуска будет равен:

$$I'' = \frac{U_c + E_q}{z_\Sigma}, \quad (12.1)$$

где  $z_\Sigma$  – суммарное сопротивление двигателя и питающей сети.

В синхронном двигателе  $E_q$  в момент отключения может превышать номинальное значение напряжения. Так как затухание  $E_q$  происходит не мгновенно, то ток включения при малом сопротивлении питающей сети может значительно превысить пусковой ток и вызвать повреждение двигателя. Поэтому для синхронных двигателей требуется выполнить расчёт тока и момента на валу двигателя при самозапуске. Если эти величины меньше, чем при коротком замыкании на зажимах двигателя, то самозапуск допустим. В противном случае необходимо использование мероприятий по ограничению тока и момента самозапуска (ускорение гашения поля, включение двигателя с малыми углами).

После подачи напряжения на обесточенную секцию начинается второй этап самозапуска – разворот. Для синхронного двигателя процесс подтягивания к синхронной скорости происходит также под действием асинхронного момента, но втягивание в синхронизм осуществляется под действием синхронного момента, обусловленного в первую очередь током возбуждения двигателя. Наиболее технологически простыми являются разворот и ресинхронизация синхронного двигателя без воздействия на ток возбуждения.

Однако если разворот по такой схеме оказывается неудачным и колебания тока и момента двигателя в процессе подтягивания к синхронной скорости велики или двигатель не втягивается в синхронизм, то применяется специальное управление возбуждением двигателя.

На этапе подтягивания к синхронной скорости поле возбуждения гасится, а при достижении подсинхронной скорости производится форсировка возбуждения. В большинстве случаев за счёт подобного управления возбуждением удается обеспечить успешный самозапуск синхронных двигателей.

Различают следующие разновидности самозапуска синхронного двигателя с нагруженным механизмом:

а) с глухим подключением возбuditеля с форсировкой или без форсировки возбуждения;

б) с глухим подключением коллекторного электромашинного возбuditеля с введением в начале выбега в цепь возбуждения возбuditеля сопротивления для гашения поля и снижения тока включения, с последующим шунтированием этого сопротивления в начале разгона;

в) с введением на время разгона разрядного сопротивления, шунтируемого после достижения подсинхронной частоты вращения;

г) с реверсированием тиристорного возбудителя в начале выбега с целью ускорения гашения поля и снижения тока включения с последующей форсировкой возбуждения.

Наиболее тяжелыми оказываются условия самозапуск при скольжении 0,02 – 0,08. Если в этой зоне самозапуск обеспечивается, то в большинстве случаев он будет обеспечен по условию необходимого момента и при других значениях скольжения. В тех случаях, когда самозапуск неосуществим в синхронизм, можно применять автоматическую ресинхронизацию двигателя. Вхождение в синхронизм должно обеспечиваться действием форсировки возбуждения, повышающей максимальный синхронный момент. Облечение синхронизации двигателя может быть достигнуто отключением обмотки возбуждения и кратковременным замыканием ее на разрядное сопротивление с последующим (через 2-3 с) включением форсированного возбуждения (на 1 с). Обеспечить ресинхронизацию иногда помогает разгрузка привода.

#### **12.4 Порядок выполнения работы**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Включить ЭВМ и запустить программу Mustang.
3. Загрузить файл с данными, которые были использованы для расчета нормального установившегося режима в лабораторной работе 11.
4. Используя данные таблицы 12.1 определить номинальную нагрузку группы синхронных двигателей.
5. Для каждого из синхронных двигателей задать узел нагрузочного типа, в котором указать номинальное напряжение, активную и реактивную нагрузки.
6. Задать ветви, моделирующие выключатели и связывающие узлы, к которым подключены синхронные двигатели, с узлом 42.
6. Определить нагрузку в узле 42 без учёта группы синхронных двигателей.
7. Выполнить расчёт нормального установившегося режима. Проанализировать полученные результаты. Напряжение в узле 42 должно находиться в пределах от 10 до 10,5 кВ. При необходимости добиться соответствующего значения напряжения путем изменения коэффициента трансформации трансформатора Т4. Трансформатор ТРДН 25000/110 имеет устройство РПН с диапазоном регулирования напряжения (число ступеней и шаг регулирования)  $\pm 9 \times 1,78\%$  в нейтрали обмотки высшего напряжения.
8. Загрузить файл с данными о генераторных узлах из лабораторной работы 1.
9. Задать информацию о синхронных двигателях.
  - 9.1. В меню Дин.-данные выбрать команду Генераторы, РВ, РС...СД. В появившемся окне выбрать закладку генераторы и ввести следующие данные:
    - Н – номер узла, к которому подключен синхронный двигатель;
    - Угном – номинальное напряжение синхронного двигателя, кВ;

$P_{гном}$  – номинальная активная мощность синхронного двигателя, кВт. В отличие от синхронного генератора мощность двигателя задается со знаком «минус»;

$D$  – коэффициент демпфирования колебаний. Принимаем  $D = 7$  о.е.;

$M_j/T_j$  – постоянная механической инерции. Принимаем  $M_j/T_j = 5$  о.е.;

$X'd$  – переходное сопротивление, о.е.

9.2. Выбрать закладку СД и ввести следующие данные:

$N$  – номер узла, к которому подключен синхронный двигатель;

$D_p$  – доля активной мощности, потребляемой синхронными двигателями от активной нагрузки узла, о.е. Так как в лабораторной работе каждый двигатель задается в отдельном узле, то  $D_p=1$ ;

$\cos(\varphi)$  – рабочий коэффициент мощности СД. Если двигатель выдает в электрическую сеть реактивную мощность, то  $\cos(\varphi)$  задают со знаком «плюс», если двигатель потребляет реактивную мощность, то со знаком «минус»;

$M(ст)$  – статический момент сопротивления на валу в долях полного момента сопротивления, о.е. Зависит от типа нагрузки. В лабораторной работе можно принять  $M(ст)=0,5$ ;

$dM_{старт}$  – дополнительный момент сопротивления, возникающий при трогании СД в долях от его номинального момента, о.е. В лабораторной работе можно принять  $dM_{старт}=0,1$ .

9.3. Сохранить данные (в меню Файлы выбрать команду Сохранить генераторы).

10. С помощью команд автоматики задать:

- длительность исходного режима  $\Delta t_1=0,2$  с;

- режим трёхфазного КЗ в начале линии 4-41 длительностью  $\Delta t_2= 0,1$  с:

$$\Delta t_2 = t_{рз} + t_{со},$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты,  $t_{рз} = 0,05$  с;

$t_{со}$  – собственное время отключения выключателя,  $t_{со} = 0,05$  с;

- отключение линии 4-41;

- автоматическое повторное включение линии 4-41. Момент включения линии варьировать.

11. Задать контролируемые параметры в узле 41:

- активную и реактивную мощности одного из двигателей;

- относительный угол ротора одного из двигателей;

- напряжение на шинах подстанции;

12. Выполнить расчёты динамической устойчивости и максимальную выдержку времени срабатывания АПВ при которой будет обеспечена синхронная работа двигателей.

13. Подготовить отчёт и ответы на контрольные вопросы.

## 12.5 Содержание отчёта

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.

2. Исходные данные и результаты расчета нормального установивше-

гося режима с учётом дополнительного электрооборудования.

3. Данные по синхронным двигателям.
4. Данные по автоматике, соответствующие максимальной выдержке времени срабатывания АПВ для обеспечения синхронной работы двигателей.
5. Зависимости контролируемых параметров при максимальной выдержке времени срабатывания АПВ.
6. Выводы по работе.

### 12.6 Контрольные вопросы

1. В чём особенности самозапуска синхронных двигателей?
2. Каковы условия самозапуска синхронных двигателей?
3. Как изменяется напряжение на шинах секции, где подключен двигатель, во время возникновения КЗ?
4. Каким образом можно влиять на изменение величины напряжения в первое время после возникновения КЗ?
5. Какие мероприятия применяются для облегчения самозапуска, или в том случае, если ресинхронизация и разворот синхронного двигателя не приводят к самозапуску?
6. Какими параметрами задаются синхронные двигатели при расчете переходных процессов?

### 12.7 Контрольный пример расчета устойчивости электроэнергетической системы на ЭВМ и исследования возможности успешного самозапуска синхронных двигателей

Параметры схемы замещения линии электропередачи напряжением 110 кВ и трансформатора ТРДН 25000/110 определены в контрольном примере лабораторной работы 11.

Определяем номинальную нагрузку синхронных двигателей:

$$S_{сд} = 2 \cdot (3,2 + j \cdot 1,55) = 6,4 + j3,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем значение нагрузки  $S'_{42}$  без учёта синхронных двигателей:

$$S'_{42} = 18 - 6,4 + j \cdot (8 - 3,1) = 11,6 + j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем значение нагрузки  $S'_4$ :

$$S'_4 = S_4 - S_{42} = 160 - 18 + j \cdot (120 - 8) = 142 + j112 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Загружаем файлы с исходными данными лабораторной работы 1 и задаем информацию по дополнительному электрооборудованию и узлам синхронных двигателей (рисунки 12.2 и 12.3). Результаты расчёта исходного установившегося режима представлены на рисунках 12.4 и 12.5.



Исходные данные		Результаты		Кусты узлов									
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки								
N	Код	Устар	Урасч	dU	Рн0	Qн0	Уном	Исхн	Уном	Pг	Qг	Qmin	Qmax
1	1100	121,00					110,00		110,00				
2	11	330,00			80,00	60,00	330,00		330,00				
3	11	330,00					330,00		330,00				
30	11	330,00					330,00		330,00				
4	11	110,00			142,00	112,00	110,00		110,00				
5	11	10,00			10,00	6,00	10,00		10,00				
6	11	330,00					330,00		330,00				
7	1010	11,00			80,00	60,00	10,50		10,50	400,0		-1000	1000
41	11	110,00					110,00		110,00				
42	11	10,00			11,60	4,90	10,00		10,00				
421	11	10,00			3,20	1,55	10,00		10,00				
422	11	10,00			3,20	1,55	10,00		10,00				

Рисунок 12.2 – Исходные данные по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов				
Узлы	Ветви	СХН	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ участки			
Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
2	1	T2		1,202	45,740	1,8	10,3	2,870
2	3	Л3		4,125	35,530	2,2	-380,6	
2	6	Л1		13,800	76,130	7,9	-777,4	
3	6	Л2		4,800	32,800	2,7	-341,0	
3	30	Т3		0,401	30,490	2,8	15,5	1,000
4	41	Л4		3,564	7,560		-48,6	
6	7	Т1		0,562	22,070	5,5	22,4	33,050
30	4	Т3		0,401	0,000			2,870
30	5	Т3		0,401	71,150			31,430
41	42	Т4		2,540	55,500	2,0	13,2	10,952
42	421				0,001			
42	422				0,001			

Рисунок 12.3 – Исходные данные по ветвям

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов										
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ				
N	Код	Урасч	dU	Рн	Qн	Уном	Исхн	Уном	Pг	Qг	Рш	Qш	Qmin	Qmax
1	1100	121,00				110,00		110,00	-62,7	-13,3			-1000	1000
2	11	349,42	1,3	80,00	60,00	330,00		330,00						
3	11	348,17	2,0			330,00		330,00						
30	11	335,97	-0,5			330,00		330,00						
4	11	117,00	-0,5	142,00	112,00	110,00		110,00						
5	11	10,65	-0,9	10,00	6,00	10,00		10,00						
6	11	359,20	4,9			330,00		330,00						
7	1010	11,00	8,0	80,00	60,00	10,50		10,50	400,0	133,6			-1000	1000
41	11	115,81	-0,9			110,00		110,00						
42	11	10,14	-5,3	11,60	4,90	10,00		10,00						
421	11	10,14	-5,3	3,20	1,55	10,00		10,00						
422	11	10,14	-5,3	3,20	1,55	10,00		10,00						

Рисунок 12.4 – Результаты расчета нормального установившегося режима по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов														
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры	Пограничные связи	Найденные сечения и составляющие	Заданные сечения и составляющие	Небалансы	ВПТ	МППТ п/ст	МППТ								
Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Uj	Pji	Qji	Iji	dPн	dQн	dРобщ	dQобщ	Ркор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Kт
2	1	T2		349,4	63,0	16,1	0,11	121,0	-62,7	-13,3	0,31	0,04	1,57	0,26	2,83	0,22	1,25	2,870
2	3	Л3		349,4	-36,3	-6,5	0,06	348,2	36,7	-39,4	0,09	0,05	0,47	0,32	-45,83	0,27	-46,30	
2	6	Л1		349,4	-106,7	-69,7	0,21	359,2	109,0	-20,5	0,18	1,35	7,46	2,35	-90,15	1,00	-97,61	
3	6	Л2		348,2	-207,5	-102,3	0,38	359,2	209,8	73,2	0,36	1,97	13,48	2,31	-29,19	0,34	-42,67	
3	30	Т3		348,2	170,8	141,7	0,37	336,0	-170,4	-127,6	0,37	0,16	12,31	0,48	14,13	0,32	1,81	1,000
4	41	Л4		117,0	18,2	9,5	0,10	115,8	-18,1	-9,9	0,10	0,11	0,24	0,11	-0,42		-0,66	
6	7	Т1		359,2	-318,8	-52,7	0,52	11,0	320,0	73,6	17,23	0,46	17,93	1,17	20,86	0,72	2,93	33,050
30	4	Т3		336,0	160,4	121,5	0,35	117,0	-160,2	-121,5	0,99	0,14	0,00	0,14	0,00			2,870
30	5	Т3		336,0	10,0	6,1	0,02	10,6	-10,0	-6,0	0,63	0,00	0,09	0,00	0,09			31,430
41	42	Т4		115,8	18,1	9,9	0,10	10,1	-18,0	-8,0	1,12	0,08	1,76	0,11	1,92	0,03	0,17	10,952
42	421			10,1	3,2	1,6	0,20	10,1	-3,2	-1,6	0,20		0,00		0,00			
42	422			10,1	3,2	1,6	0,20	10,1	-3,2	-1,6	0,20		0,00		0,00			

Рисунок 12.5 – Результаты расчета нормального установившегося режима по ветвям

Напряжение в узле 42 находится в допустимых пределах  $U_{42}=10,14$  кВ.

Загружаем файл с данными о генераторах из лабораторной работы 1.

В меню Дин.-данные выбираем команду Генераторы, РВ, РС...СД, а затем закладки Генераторы и СД. Вводим данные о параметрах синхронных двигателей (рисунки 12.6 и 12.7).

Ω О.Е. Добавить / Изменить Шрифт Согласовать с УР Справка																
Генераторы РС РВ Возбудители СД Форсировка																
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X"d	X"q	T'd0	T"d0	T"q0	
	1		110,00					0,419								
	7		10,50	400,00	0,800	10,00	7,80	0,277								
	421		10,00	-3,200	0,900	7,00	5,00	0,235								
	422		10,00	-3,200	0,900	7,00	5,00	0,235								

Рисунок 12.7 – Параметры синхронных машин

Ω О.Е. Добавить / Изменить Шрифт Согласовать с УР Справка					
Генераторы РС РВ Возбудители СД Форсировка					
N	D(p)	COS(φ)	M(ст)	dMстарт	
421	1,000	0,900	0,500	0,100	
422	1,000	0,900	0,500	0,100	

Рисунок 12.7 – Данных о синхронных двигателях

На рисунках 12.8 и 12.9 приведена информация о контролируемых параметрах и командах автоматики.

Узлы Ветви Генераторы ВПТ											Текущие параметры										
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Рн0	Qн0	Unorm	Искл	Инд	Параметр	Ni	Nj	Nп	Назва	Назва	Назва	Zk1	Zk2	Исумы	
	1	1100	121,00	121,00				110,00			Pг	421									
	2	11	330,00	349,28	1,3	80,00	60,00	330,00			Qг	421									
	3	11	330,00	347,87	1,9			330,00			Отн угол рот	421	1								
	4	11	110,00	116,80	-0,6	142,00	112,00	110,00			U	42									
	5	11	10,00	10,63	-1,0	10,00	6,00	10,00													
	6	11	330,00	359,07	4,9			330,00													
	7	1010	11,00	11,00	7,9	80,00	60,00	10,50													
	30	11	330,00	335,41	-0,7			330,00													
	41	11	110,00	115,38	-1,1			110,00													
	42	11	10,00	10,00	-6,2	18,00	8,00	10,00													
	421	11	10,00	10,00	-6,2	2,50	1,70	10,00													

Рисунок 12.8 – Список контролируемых параметров

Стандартные АДАР Программируемые											
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
				Время				0,200			
				Шунт	4				0,001		
			0,100	Отключить связь	4	41					
			0,100	Шунт	4				-0,001		
			0,190	Включить связь	4	41					

Рисунок 12.9 – Команды автоматики

Результаты расчета при сохранении устойчивости СД представлены на рисунках 12.10 - 12.12, а при нарушении на рисунках 12.13 - 12.15.

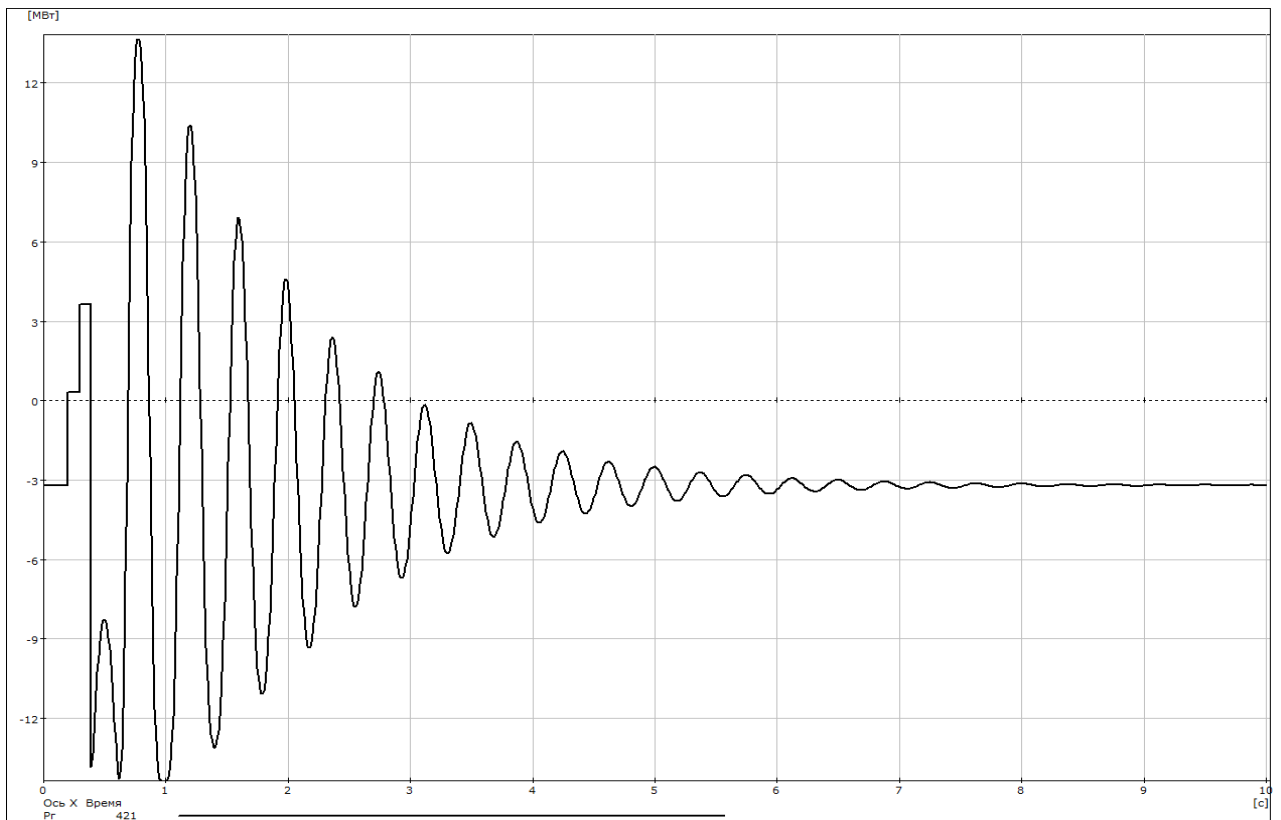


Рисунок 12.10 – Зависимость  $P_{сд}$  от времени переходного процесса

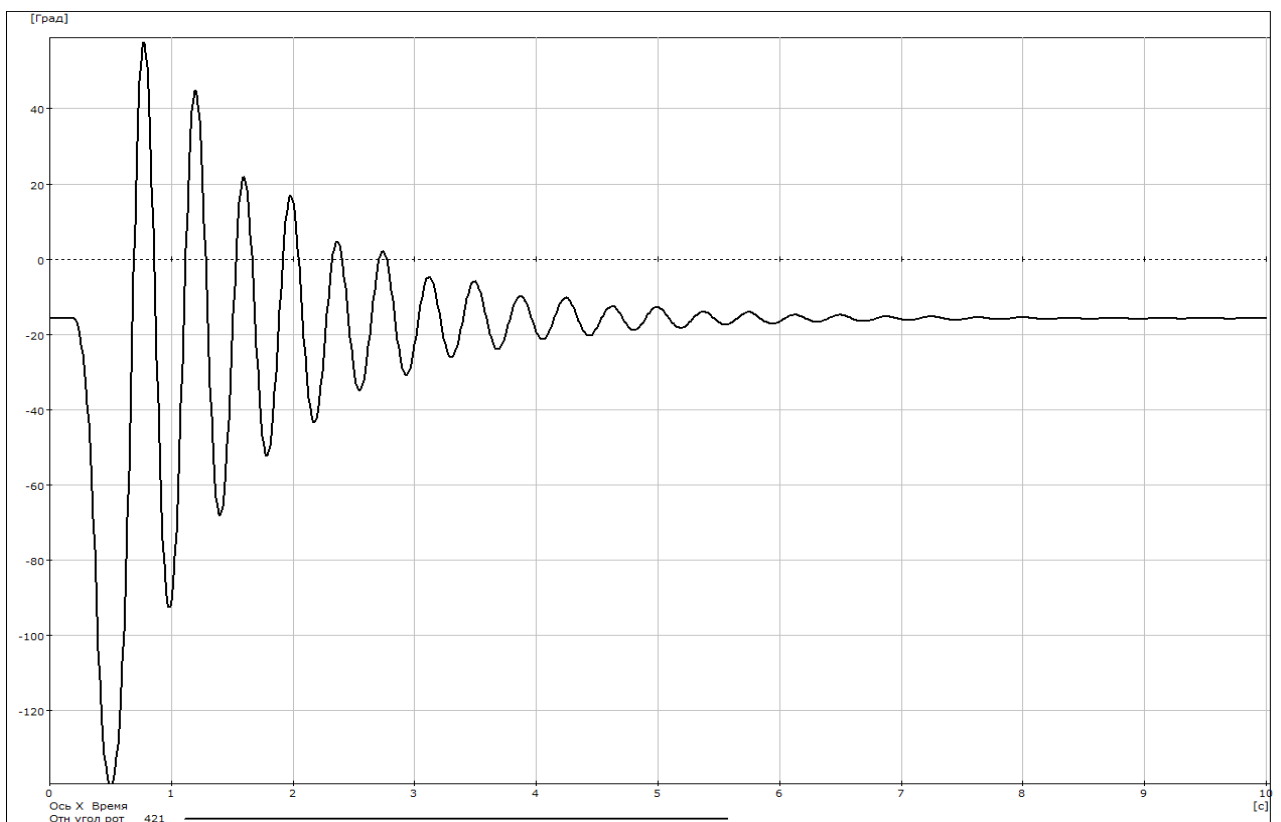


Рисунок 12.11 – Зависимость относительного угла  $\delta$  синхронного двигателя от времени переходного процесса

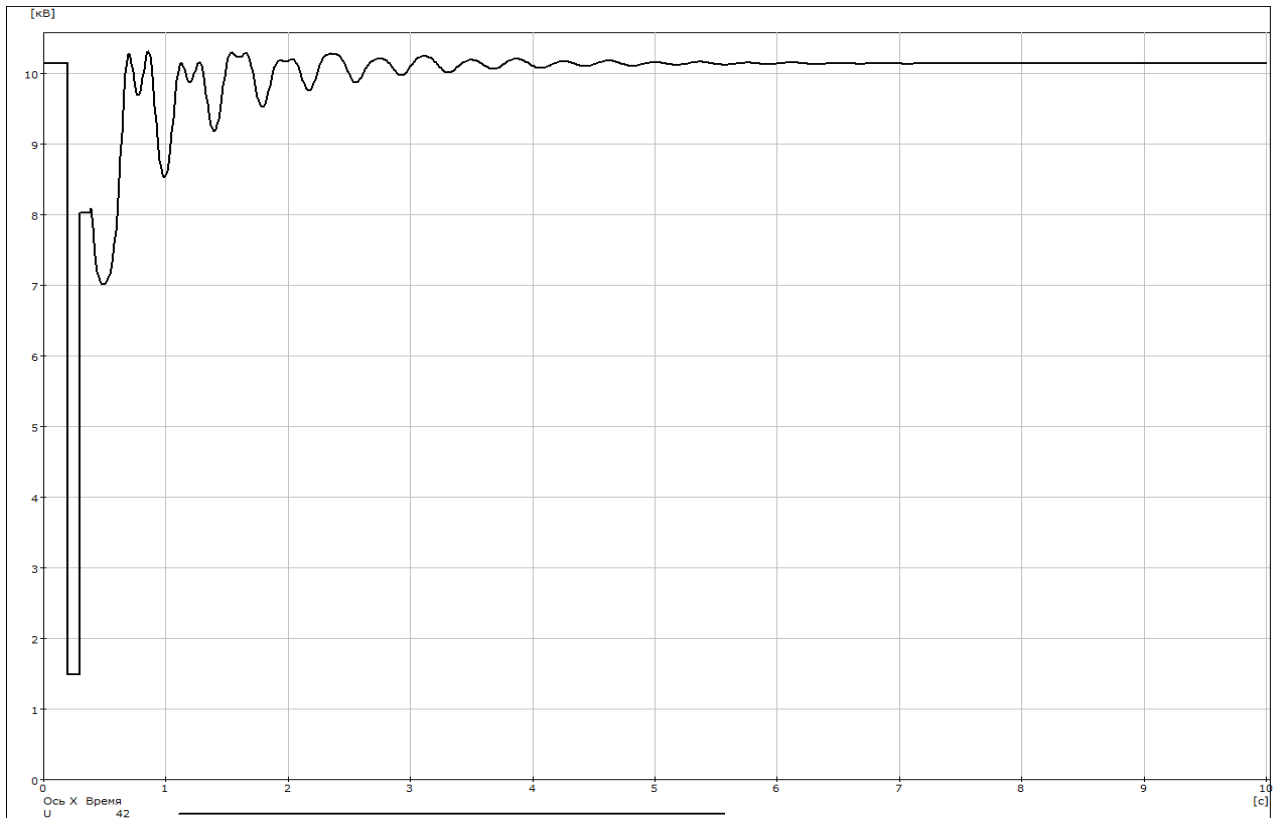


Рисунок 12.12 – Зависимость напряжения на шинах подстанции от времени переходного процесса

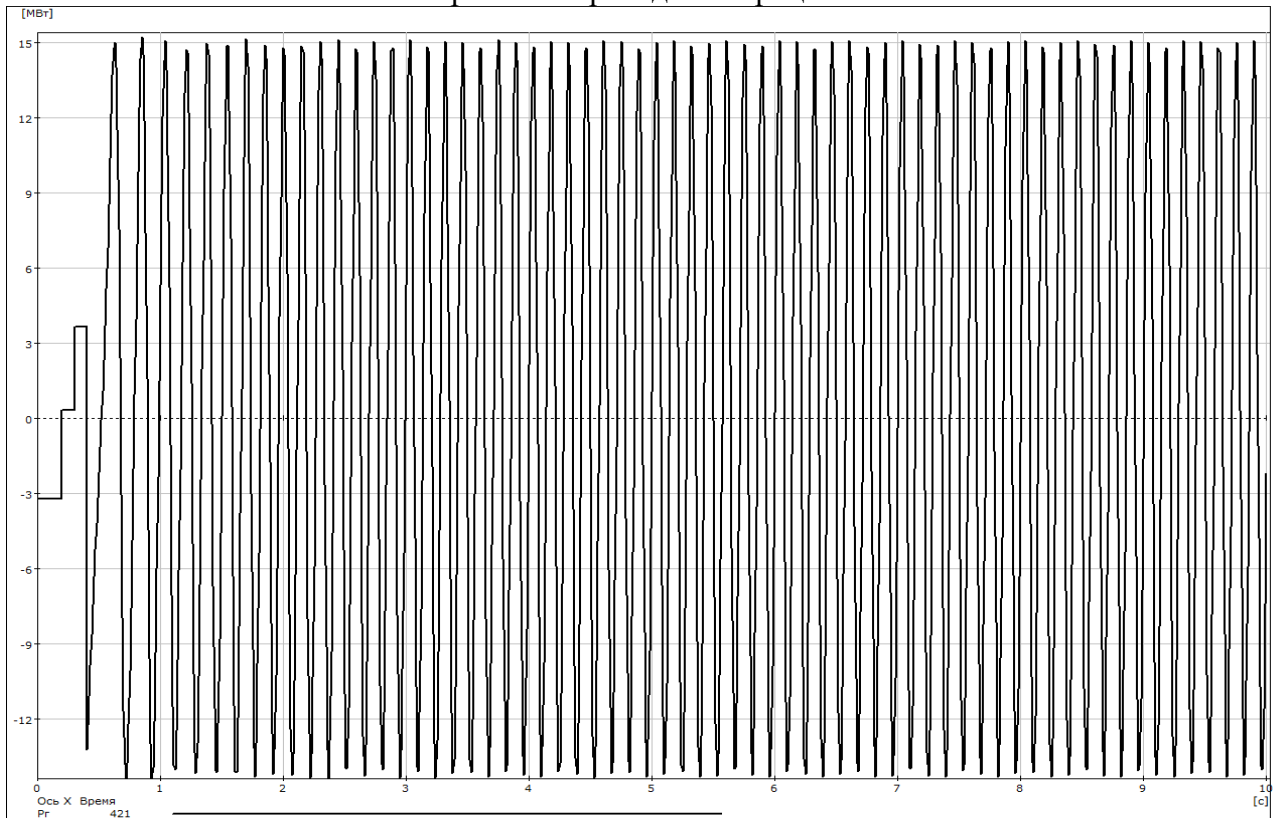


Рисунок 12.13 – Зависимость  $P_{sd}$  от времени переходного процесса

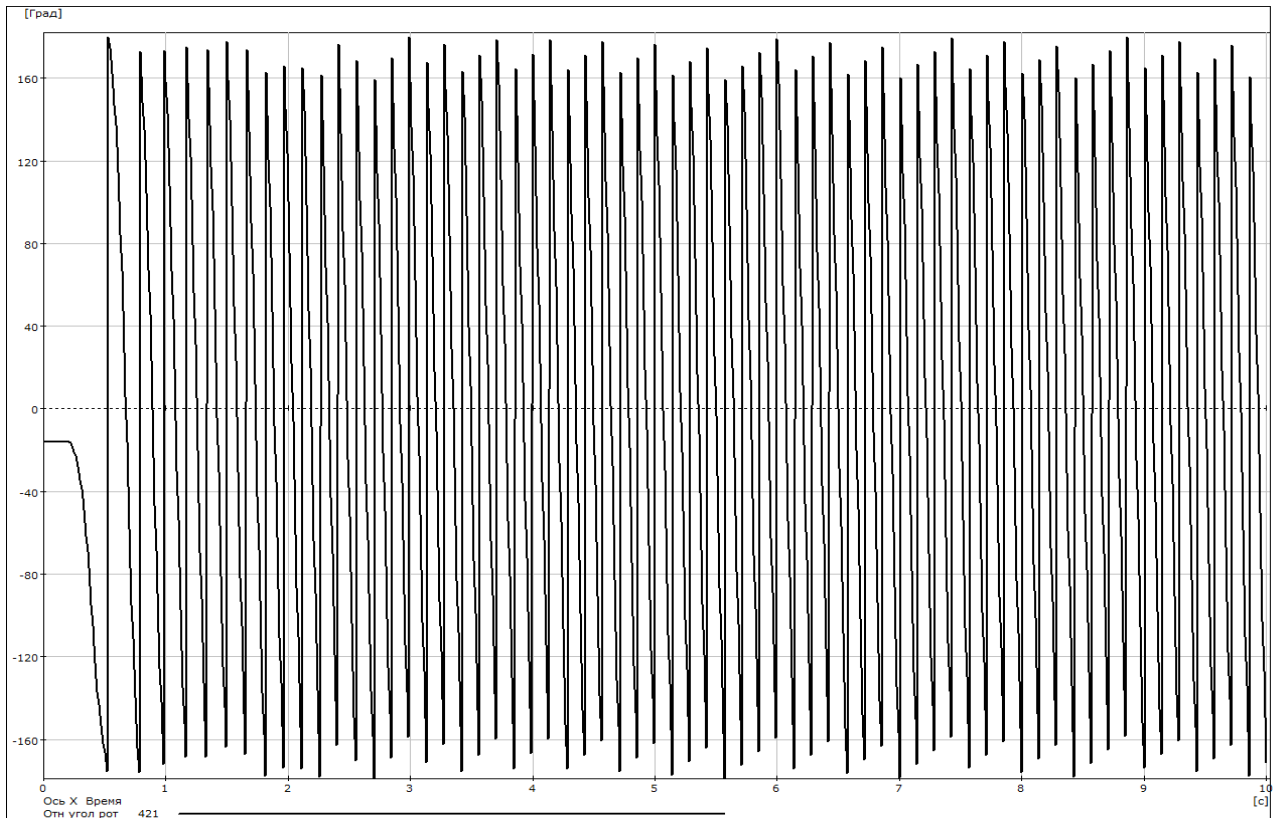


Рисунок 12.14 – Зависимость относительного угла  $\delta$  синхронного двигателя от времени переходного процесса

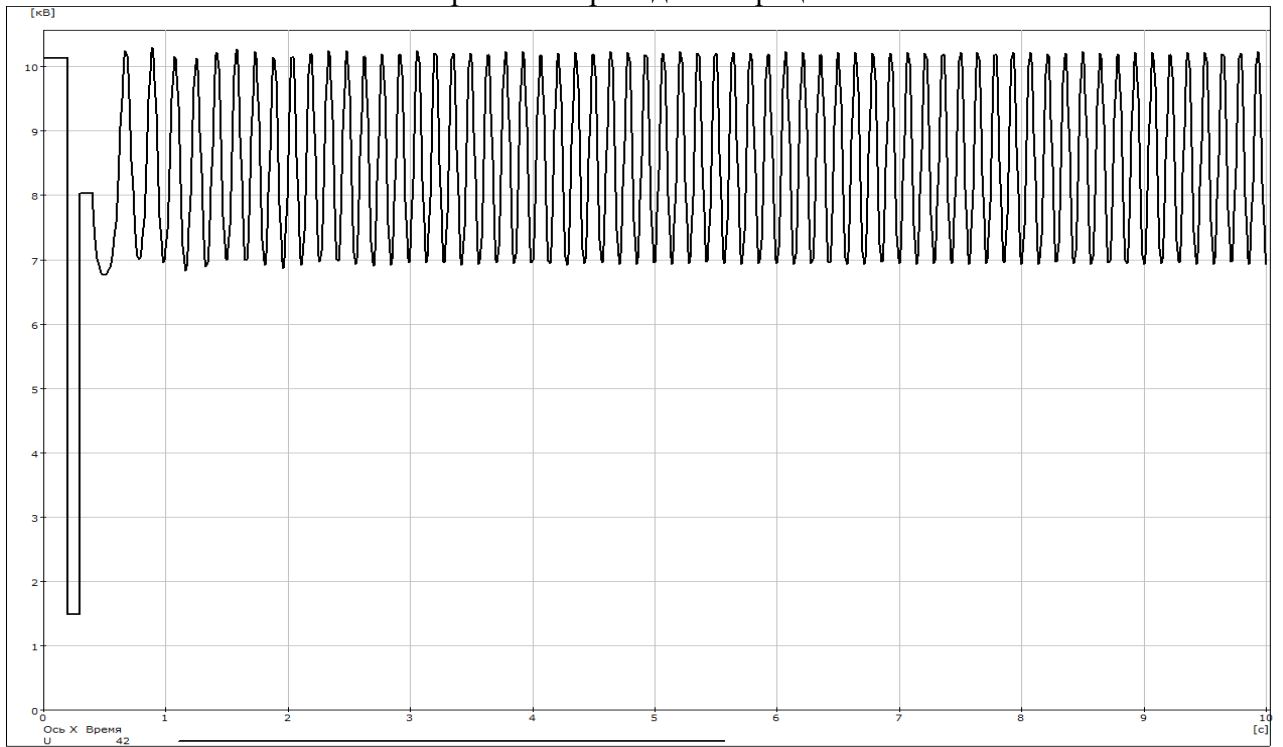


Рисунок 12.15 – Зависимость напряжения на шинах подстанции от времени переходного процесса

**Выводы:**

Устойчивая работа синхронных двигателей сохраняется, если время перерыва питания после отключения поврежденной линии не превышает 0,09 с.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлингер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
2. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Мн.: УП «Техноперспектива», 2004. – 720 с.
3. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. – Мн.: УП «Техноперспектива», 2008. – 350 с.
4. Устойчивость электроэнергетических систем. Сборник задач и примеры их решений / Е.В. Калентионок, А.А. Волков, Е.В. Мышковец и др. – Мн.: БНТУ, 2007. – 131 с.
5. Калентионок Е.В., Филипчик Ю.Д. Исследование устойчивости электроэнергетических систем на ЭВМ. Методическое пособие к курсовой работе. – Мн.: БНТУ, 2010. – 85 с.
6. Гуревич Б.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики / Б.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390с.
7. Совершенствование средств анализа переходных процессов для повышения эффективности противоаварийного управления режимами энергосистем / Ю.П. Первушин, В.П. Иванов, Ю.Е. Гурвич и др. – Рига: ЛатвНИИ-ИНТИ, 1985. – 56 с.