

Министерство образования и науки Российской Федерации
Донской государственный технический университет

Методические указания

к выполнению курсового проекта по дисциплине
«Кибернетические электроэнергетические системы»

Ростов-на-Дону
ДГТУ
2021

УДК 620.9 (075.8)

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составители: Хлебников В.К., Галстян Р.А.

Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Кибернетические электроэнергетические системы» / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2021. – 62 с.

Настоящие указания содержат индивидуальные задания для выполнения курсового проекта, даны рекомендации по решению основных задач расчёта и регулирования режимов электрических сетей, предусмотренного программой дисциплины «Кибернетические электроэнергетические системы». Приведены справочные данные и примеры решения задач проектирования.

Предназначены для студентов очной и заочной форм обучения по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

© Донской государственный
технический университет, 2021

© Хлебников В.К.

© Галстян Р. А.

Содержание

Введение	4
1. Варианты исходных данных	4
2. Содержание курсового проекта	15
3. Формирование модели схемы электрической сети	17
4. Расчёты характерных режимов электрической сети	29
4.1. Определение нагрузок узлов расчётной модели сети	29
4.2. Формирование массивов исходных данных для расчёта режимов программой «Режим S»	30
4.3. Расчёт режимов нормальной схеме сети	34
5. Анализ режимов сети. Регулирование режимов сети	38
5.1. Сопоставление расчётных и нормативных значений параметров режима	38
5.2. Регулирование напряжения на шинах подстанций	41
5.3. Снижение загрузки ЛЭП и трансформаторов при использовании ИРМ	45
5.4. Потери мощности и электроэнергии в электрической сети	46
6. Ремонтный режим сети	53
7. Выводы по проекту	60
8. Оформление курсового проекта	61
Список использованных источников	62

Введение

Каждый студент выполняет курсовой проект на тему "Установившиеся режимы электрической сети" в соответствии со своим вариантом. Целью выполнения курсового проекта является развитие у студентов навыков умения и владения компетенциями, предусмотренными рабочей программой дисциплины.

Целью расчёта установившегося режима электрической сети и её участков является определение параметров режима в различных точках сети. Такими параметрами являются фазные токи \dot{I} , линейные (междуфазные) напряжения \dot{U} , трёхфазные мощности \underline{S} . Расчёты установившихся режимов сложных схем сетей выполняются с помощью программ расчёта для ПЭВМ. В данном курсовом проекте используется программа «Режим S», разработанная на кафедре ИЭС ДГТУ. Может быть использована программа RastrWin/

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объёмом до 40 листов основного текста, приложений и трёх чертежей формата A1.

1 Варианты исходных данных

Вариант задания состоит из 7 цифр (например, номера вашего телефона):

- первая — номер схемы электрической сети (рис. 1-9);
- вторая — длины линий (табл. 1);
- третья — номера марок проводов для соответствующих линий (табл. 1), их погонные параметры приведены в табл. 2;
- четвертая — номера типов трансформаторов, установленных на подстанциях (табл. 1), их паспортные данные находятся в табл. 3;
- пятая — модуль базисного напряжения на шинах балансирующей электростанции ЭС1, $U_{\text{сн}}$ (табл. 1);
- шестая — мощность генерации станции ЭС2, $P_{\text{эс2}}$, $Q_{\text{эс2}}$ (табл. 1);

- седьмая — данные о нагрузках на шинах подстанций P , $\cos \varphi$ (табл. 1).

Аналогичные данные используются при выполнении практических заданий. Студенты могут использовать ранее сформированный вариант задания.

- Таблица 1. – Варианты задания

Позиция цифры в номере варианта	Вид данных	Значение цифр в номере варианте									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Первая	Номер рисунка										
	Рис.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1
Вторая	Длина линий, км										
	Л 1	100	110	80	95	80	80	75	90	80	95
	Л 2	80	100	70	45	70	60	65	75	90	75
	Л 3	40	45	50	55	60	40	45	50	55	35
	Л 4	20	25	40	35	50	45	30	35	45	20
	Л 5	60	30	20	50	45	25	35	55	40	55
	Л 6	40	45	50	35	40	45	60	35	55	40
	Л 7	35	20	35	25	45	60	55	25	30	35
Третья	Номер марки провода линии (данные о параметрах в табл. 3)										
	Л 1	6	8	9	9	8	7	6	8	7	8
	Л 2	9	9	6	8	7	9	7	6	8	9
	Л 3, 4, 5	6	7	6	7	6	7	6	7	6	6
	Л 6	5	1	2	7	4	2	3	6	5	5
	Л 7	1	6	5	4	3	7	2	3	4	1
Четвёртая	Номер типа трансформатора ПС (данные о параметрах в табл. 4)										
	ПС А	22	22	23	21	20	23	22	20	23	22
	ПС Б	21	20	21	20	23	21	20	23	21	21
	ПС В	13	12	11	10	4	6	5	3	8	13
	ПС Г	14	14	15	14	16	14	15	16	17	14
	ПС Д	2	4	1	3	5	3	4	6	7	2
Пятая	Напряжение на шинах балансирующей станции ЭС 1										
	$U_{ЭС 1}, \text{кВ}$	242	241	240	239	238	237	236	235	234	241
Шестая	Генерация станции ЭС 2										
	$P_{ЭС 2}, \text{МВт}$	40	35	25	20	35	25	40	15	25	40
	$Q_{ЭС 2}, \text{Мвар}$	20	15	20	25	25	10	15	5	10	15

Продолжение табл. 1

Седьмая	Максимальная нагрузка на подстанции и коэффициент мощности										
	$P_A, \text{МВт}$	70	65	90	60	55	80	75	50	85	55
	$\cos \varphi_A$	0,90	0,85	0,95	0,89	0,85	0,90	0,89	0,85	0,65	0,80
	$P_B, \text{МВт}$	45	35	30	40	60	65	50	75	55	40
	$\cos \varphi_B$	0,89	0,85	0,75	0,95	0,95	0,75	0,75	0,89	0,75	0,85
	$P_{B1}, \text{МВт}$	50	18	22	20	15	15	20	10	18	45
	$\cos \varphi_{B1}$	0,75	0,79	0,65	0,75	0,75	0,65	0,75	0,79	0,65	0,70
	$P_{B2}, \text{МВт}$	30	25	15	10	20	45	25	10	6	28
	$\cos \varphi_{B2}$	0,70	0,85	0,69	0,75	0,77	0,78	0,75	0,65	0,65	0,75
	$P_\Gamma, \text{МВт}$	20	35	40	25	70	35	45	75	90	18
	$\cos \varphi_\Gamma$	0,65	0,80	0,79	0,78	0,90	0,65	0,85	0,75	0,85	0,70
	$P_D, \text{МВт}$	40	60	14	30	55	35	40	65	70	35
	$\cos \varphi_D$	0,75	0,90	0,89	0,85	0,95	0,75	0,79	0,88	0,95	0,70

Дополнительно к исходным данным, приведённым в табл. 1, при расчётах режимов электрической сети используется информация об уровне минимальной нагрузки на подстанциях. Величина минимальной нагрузки в процентах одинакова для всех нагрузок (табл. 2)

Таблица 2. – Минимальные нагрузки электрической сети, %

Вид данных	Значение последней цифры в номере варианте									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
$P_{\min\%}$	65	70	75	60	60	75	70	65	70	75

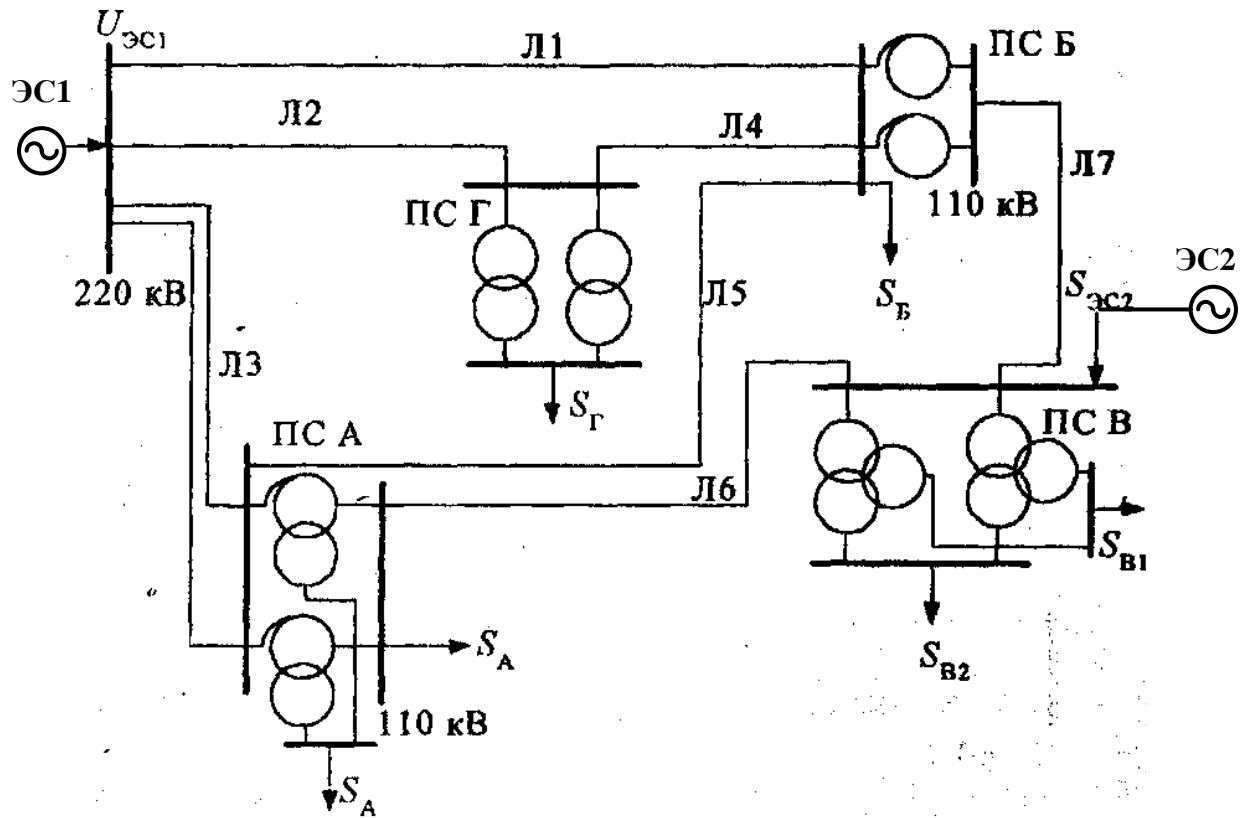


Рисунок 1

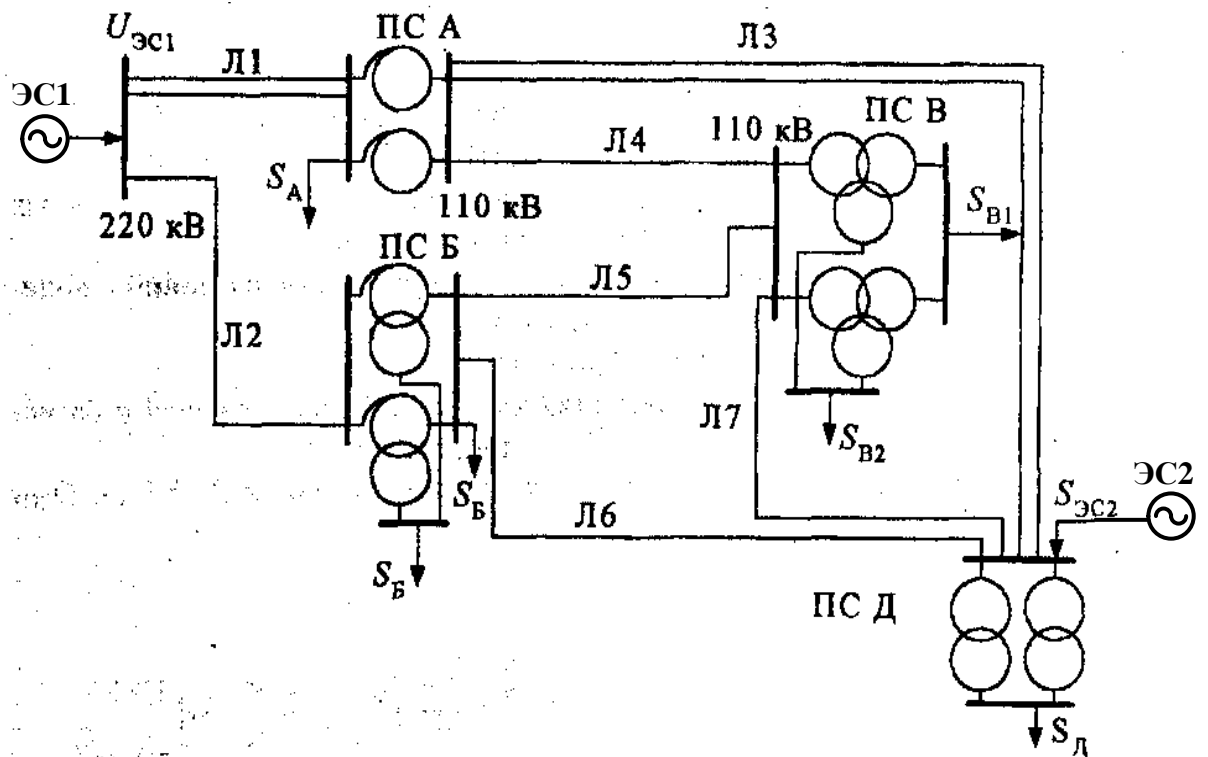


Рисунок 2

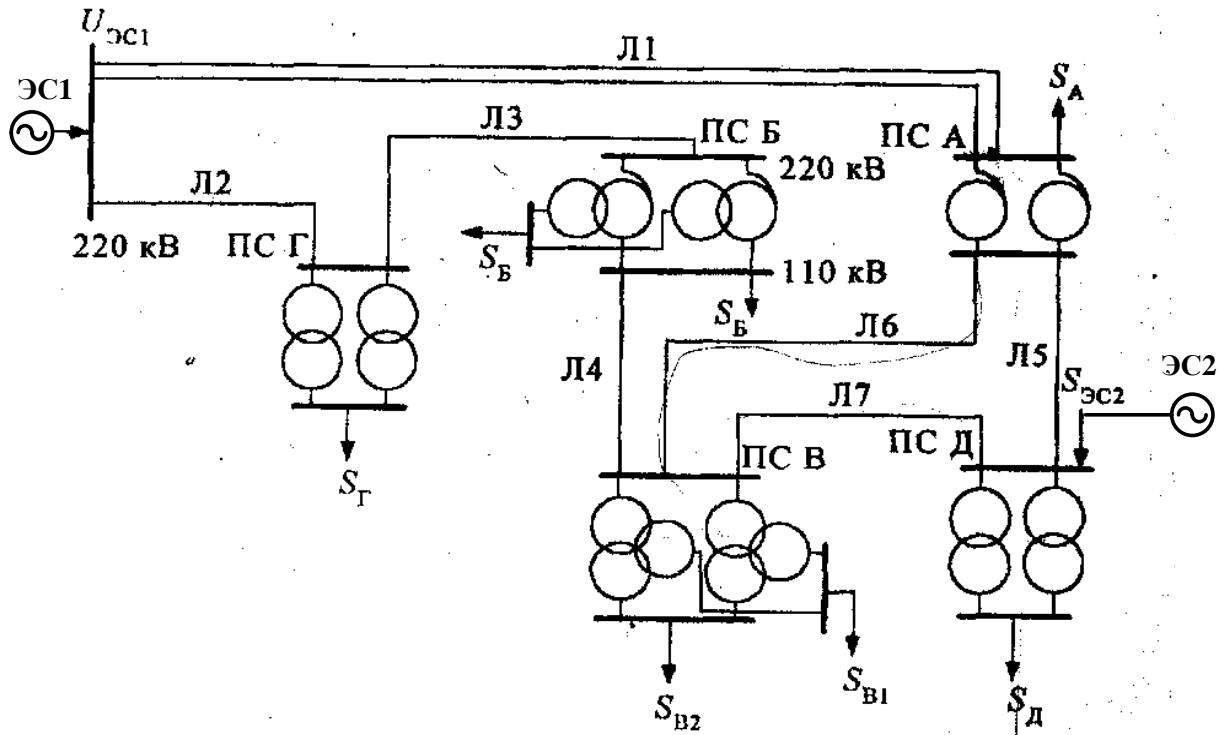


Рисунок 5

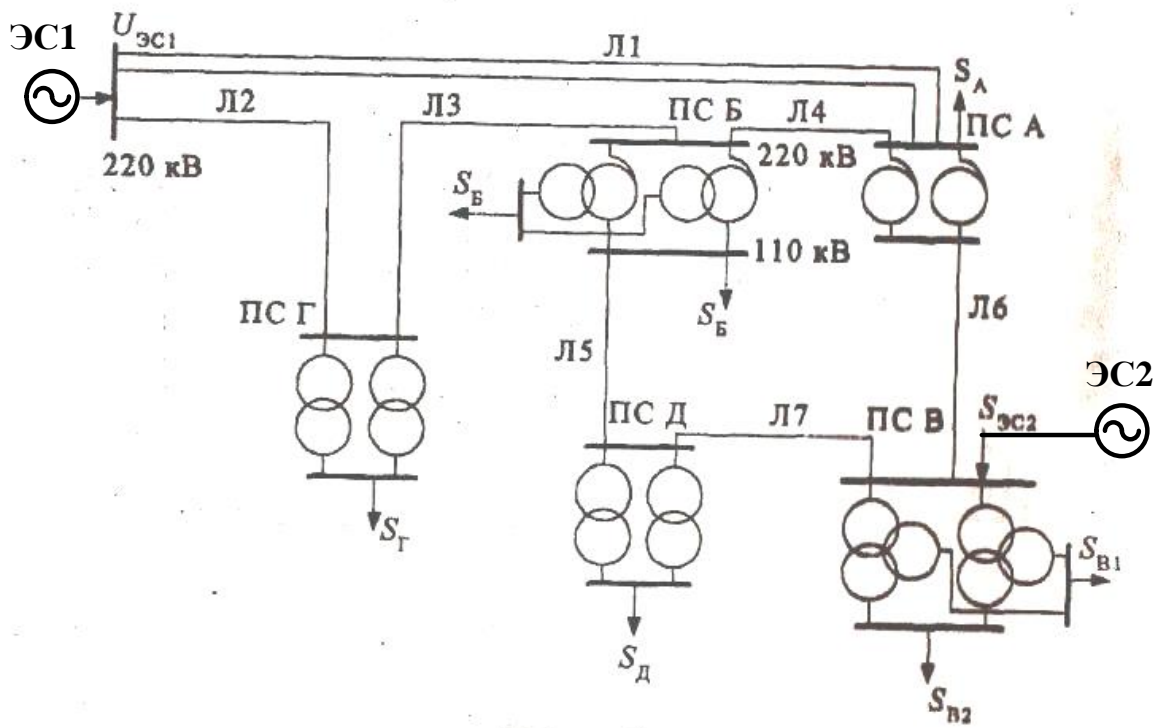


Рисунок 6

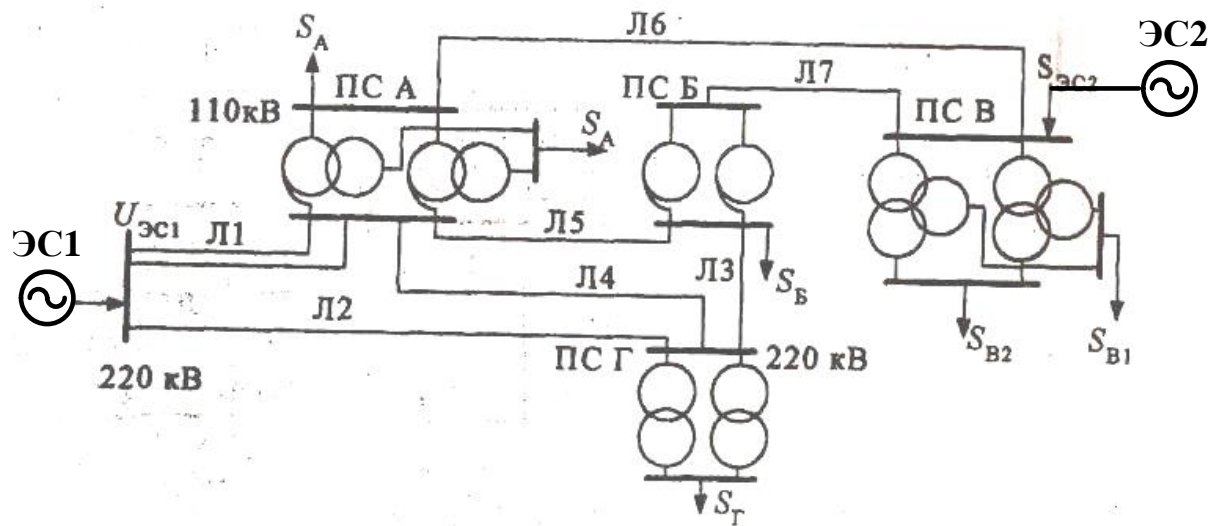


Рисунок 7

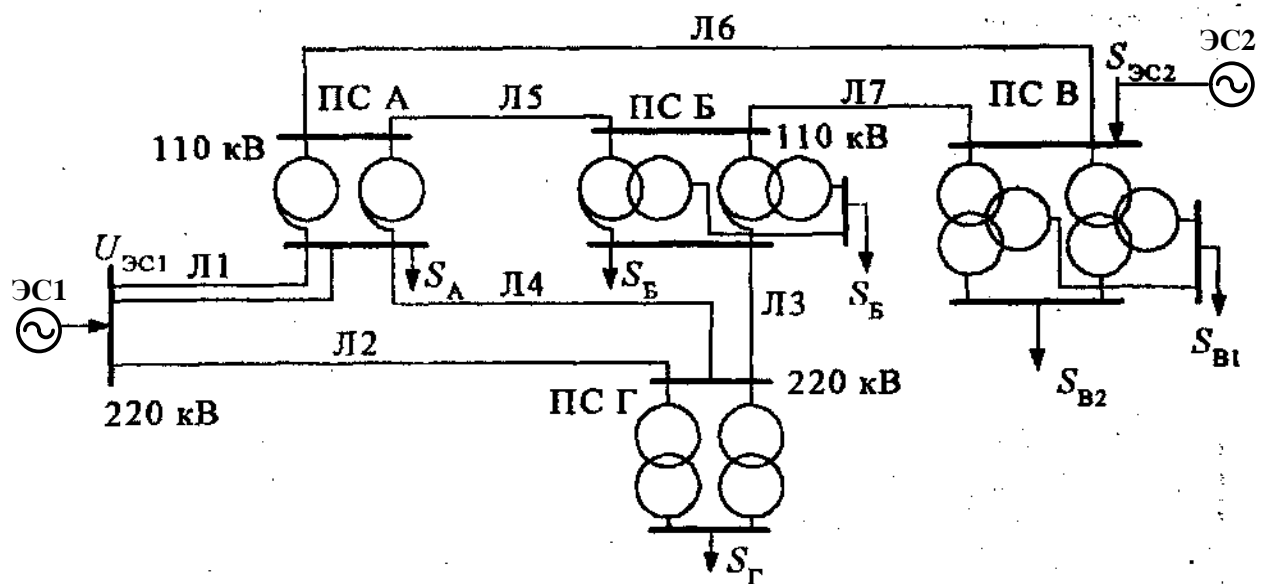


Рисунок 8

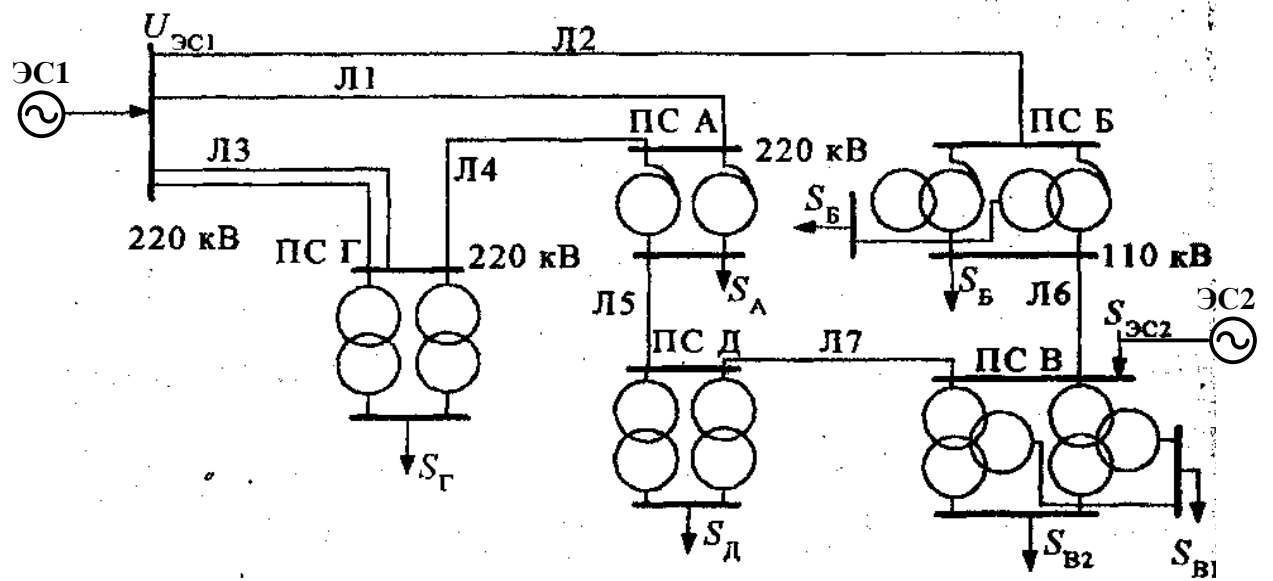


Рисунок 9

Таблица 3. – Параметры проводов линий [1]

Номер марки провода из табл. 1	Марка провода	Погонные параметры							Длительно допустимый ток, А
		$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	110 кВ			220 кВ			
			$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$g_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$g_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	
1	АС-70	0,428	0,444	$1,07 \cdot 10^{-2}$	2,55				265
2	АС-95	0,306	0,434	$7,65 \cdot 10^{-3}$	2,61				330
3	АС-120	0,249	0,427	$6,23 \cdot 10^{-3}$	2,66				380
4	АС-150	0,198	0,420	$4,70 \cdot 10^{-3}$	2,70				445
5	АС-185	0,162	0,413	$4,03 \cdot 10^{-3}$	2,75				510
6	АС-240	0,120	0,405	$3,09 \cdot 10^{-3}$	2,81	0,435	$5,22 \cdot 10^{-2}$	2,60	610
7	АС-300	0,098	0,309		2,85	0,429	$4,17 \cdot 10^{-2}$	2,64	690
8	АС-400	0,075				0,420	$3,13 \cdot 10^{-2}$	2,70	825
9	АС-500	0,060				0,413	$2,50 \cdot 10^{-2}$	2,74	945

Таблица 4. – Паспортные данные трансформаторов [1]

Номер типа из табл.1	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы ре- гулирования РПН на сто- роне ВН(СН)	$U_k, \%$			$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}}, \%$	Дли- тельно допу- стимый ток, А
			В	С	Н		В-С	В-Н	С-Н				
1	ТДН-10000/110	10	115	-	11	$\pm 9 \times 1,78\%$	-	10,5	-	60	14	0,7	65
2	ТДН-16000/110	16	115	-	6,6	$\pm 9 \times 1,78\%$	-	10,5	-	85	19	0,7	105
3	ТРДН-25000/110	25	115	-	10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	-	10,5	-	120	27	0,7	163
4	ТРДН-40000/110	40	115	-	6,3/6,3	$\pm 9 \times 1,78 \%$	-	10,5	-	172	36	0,65	261
5	ТРДЦН-63000/110	63	115	-	6,3/6,3	$\pm 9 \times 1,78 \%$	-	10,5	-	260	59	0,6	412
6	ТРДЦН-80000/110	80	115	-	6,3/6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	-	10,5	-	310	70	0,6	523
7	ТРДЦН-125000/110	125	115	-	10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	-	10,5	-	400	120	0,55	817
8	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	76	17	1,1	65
9	ТДТН -16000/110	16	115	38,5	11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	100	23	1,0	105
10	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6	$\pm 9 \times 1,78 \%$	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	163
11	ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6	$\pm 9 \times 1,78 \%$	10,5	17	6	200	43	0,6	261
12	ТДТН-63000/110	63	115	38,5	11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	290	56	0,7	412
13	ТДТН -80000/110	80	115	38,5	11	$\pm 9 \times 1,78\%$	11	18,5	7	390	82	0,6	523
14	ТРДН-40000/220	40	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-	12	---	170	50	0,9	131
15	ТРДЦН-63000/220	63	230	-	6,6/6,6	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	300	82	0,8	206
16	ТРДЦН-100000/220	100	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	-	12	-	360	115	0,7	327
17	ТРДЦН-160000/220	160	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	525	167	0,6	523
18	ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6	$\pm 12 \times 1 \%$	12,5	20	6,5	135	50	1,2	82
19	ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	22	9,5	220	55	1,1	131
20	АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	$\pm 6 \times 2 \%$	11	35,7	21,9	215	45	0,5	206
21	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6	$\pm 6 \times 2\%$	11	45	28	290	85	0,5	408
22	АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	32	20	430	125	0,5	653
23	АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	817

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. Для автотрансформаторов соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН составляет 100/100/50%.

2. Регулирование напряжения для двухобмоточного трансформатора осуществляется на стороне ВН, автотрансформатора - на стороне СН, трехобмоточного - на стороне ВН (РПН)

После формирования индивидуального задания необходимо сопоставить максимальные нагрузки подстанций ПС А, ПС Б, ПС В, ПС Г, ПС Д и соответствующие номинальные мощности трансформаторов $S_{\text{ном}}$ этих подстанций. Для этого следует вычислить значения полной мощности нагрузки

$$S_A = \frac{P_A}{\cos \varphi_A}, \quad S_B = \frac{P_B}{\cos \varphi_B} \text{ и т.д.}$$

Для подстанции ПС В следует определить суммарную нагрузку

$$S_B = S_{B1} + S_{B2}.$$

Необходимо, чтобы для каждой подстанции выполнялось условие

$$0,7 S_{\text{ном}} \geq S_{\text{ПС}},$$

где $S_{\text{ПС}}$ - максимальная нагрузка подстанции (S_A, S_B и т.д.);

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора ПС А, ПС Б и т.д.

Если это условие не выполняется, то необходимо самостоятельно уменьшить нагрузку подстанции (P_A, P_B и т.д.) до уровня, соответствующего данному условию.

Значения откорректированных нагрузок необходимо согласовать с руководителем курсового проекта.

В таблице 1 для подстанций ПС А, ПС Б, на которых установлены автотрансформаторы, задано по одному значению максимальной нагрузки P_A, P_B и коэффициента мощности $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B$. Если на вашей схеме на ПС А или ПС Б показаны по две нагрузки, одна из которых находится на шинах низшего напряжения, а другая на шинах среднего или высшего напряжения, заданную нагрузку этой подстанции следует разделить на две части следующим образом. На шинах низшего напряжения нагрузка равна 0,25 общей нагрузки P_A (P_B), а на шинах среднего (или высшего) напряжения – 0,75 этой нагрузки. Значения коэффициента мощности $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B$ из табл. 1 используются для нагрузок как шин . низшего напряжения, так и для нагрузок на шинах среднего (или высшего) напряжения.

2 Содержание курсового проекта

В курсовом проекте выполняются расчёт, анализ установившихся режимов максимальной и минимальной нагрузки сложной сети и выбор способа регулирования напряжений на подстанциях. Рассматриваются нормальная схема сети и ремонтная схема при отключении наиболее нагруженного элемента сети.

Скопируйте файл «Режим S» на свой компьютер как книгу Excel с поддержкой макросов. В исходном файле «Режим S» находится пример расчётов режимов для курсового проекта.

В курсовом проекте должны быть решены следующие задачи.

1. Формирование модели схемы электрической сети:
 - сформировать принципиальную схему сети с указанием параметров оборудования;
 - сформировать модель сети (схему замещения);
 - рассчитать параметры моделей (схем замещения) отдельных элементов сети и нанести их значения на модель сети.
2. Расчёты характерных режимов при нормальной схеме электрической сети:
 - определить нагрузки узлов модели сети при максимальной и минимальной нагрузке;
 - сформировать массивы исходных данных для расчёта режима нормальной схемы сети при максимальной нагрузке;
 - определить потокораспределение, токораспределение и напряжения узлов в нормальной схеме сети при максимальной нагрузке;
 - сформировать массивы исходных данных для расчёта режима нормальной схемы сети при минимальной нагрузке;
 - определить потокораспределение, токораспределение и напряжения узлов в нормальной схеме сети при минимальной нагрузке;

3. Анализ режимов нормальной схемы сети. Мероприятия по их улучшению:

- проверить загрузки линий, трансформаторов, автотрансформаторов нормальной схемы сети в режиме максимальной нагрузки;
- сопоставить рабочие напряжения узлов модели сети с предельно допустимыми значениями в режимах максимальной и минимальной нагрузки;
- выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов в характерных режимах (максимальной и минимальной нагрузки);
- использование источников реактивной мощности (ИРМ) на подстанциях для обеспечения допустимых уровней рабочего напряжения в нормальной схеме сети; расчёты режима максимальной и минимальной нагрузок при использовании ИРМ (при необходимости);
- сформировать структуру потерь мощности в различных режимах, определить потери электроэнергии в электрической сети;

4. Расчёты характерных режимов при ремонтной схеме электрической сети:

- выбрать элемент сети (линия, трансформатор, автотрансформатор с наибольшей загрузкой по току или мощности)
- сформировать массивы исходных данных для расчёта режима ремонтной схемы сети при максимальной и минимальной нагрузках;
- определить потокораспределение, токораспределение и напряжения узлов в ремонтной схеме сети при максимальной и минимальной нагрузках;
- сопоставить рабочие напряжения узлов модели ремонтной схемы сети с предельно допустимыми значениями в режимах максимальной и минимальной нагрузок;
- выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов в режимах максимальной и минимальной нагрузок ремонтной схемы сети;

- использование источников реактивной мощности (ИРМ) на подстанциях для обеспечения допустимых уровней рабочего напряжения в ремонтной схеме сети; расчёты режимов максимальной и минимальной нагрузок; при использовании ИРМ (при необходимости);

3 Формирование модели схемы электрической сети

Используя заданный вариант схемы (рис. 1 – 9) и параметры линий и трансформаторов (табл. 3, 4), начертите принципиальную схему сети. На принципиальной схеме для линий укажите марку провода из табл. 3 и длину линии. Для трансформаторов подстанций – тип трансформатора из табл. 4. При выполнении курсового проекта в принципиальную схему вносятся дополнения, обусловленные необходимостью использовать дополнительные элементы (устройства регулирования напряжения, компенсирующие устройства). Пример принципиальной схемы приведён на рис. 10.

При определении номинального напряжения линий следует ориентироваться на номинальные напряжения сборных шин некоторых подстанций (см. рис. 1 – 9). Если линия заходит на сборные шины 220 кВ, то номинальное напряжение линии равно 220 кВ. Линии, присоединенные к сборным шинам 110 кВ имеют номинальное напряжение 110 кВ. Номинальное напряжение линии используется при выборе погонных параметров линии из табл. 3.

Параметры оборудования рассматриваемого примера электрической сети (рис. 10) даны в табл. 5, 6.

Таблица 5. – Параметры силовых трансформаторов

Подстанция	$U_{\text{ном}},$ кВ	Тип	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			$S_{\text{ном}},$ МВ·А	РПН	$I_{\text{доп}},$ А
			ВН	СН	НН			
ПС А	220	АТДЦТН- 125000/220/110	230	121	11	125	$\pm 6 \times 2\%$	408
ПС Б	220	АТДЦТН- 125000/220/110	230	121	11	125	$\pm 6 \times 2\%$	408
ПС В	110	ТДТН -16000/110	115	38,5	10,5	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	105

Таблица 6. – Параметры линий электропередачи

Обозначение	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка провода	Длина, км	Число цепей	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$g_0 \cdot 10^{-8}$, См/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$I_{\text{доп}}$, А
Л ₁	220	АС 240/32	70	1	0,121	0,435	5,22	2,60	610
Л ₂	220	АС 300/39	60	1	0,098	0,429	4,17	2,64	690
Л ₃	220	АС 240/32	50	1	0,121	0,435	5,22	2,60	610
Л ₄	110	АС 150/24	50	1	0,198	0,420	0,47	2,70	445
Л ₅	220	АС 240/32	75	1	0,121	0,435	5,22	2,60	610
Л ₆	110	АС 185/29	30	1	0,162	0,413	0,40	2,75	510
Л ₇	110	АС 150/24	40	1	0,198	0,420	0,47	2,70	445

Модель сети (схема замещения сети) формируется по принципиальной схеме сети. Пример модели показан на рис. 11.

В принципиальной схеме произвольно пронумеруйте все сборные шины подстанций. Эти номера будут номерами узлов в схеме замещения сети. Дополнительно вводятся и нумеруются узлы в центральных точках схем замещения (трёхлучевой звезды) трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. На рис. 11 таким дополнительным узлом является узел с номером 8.

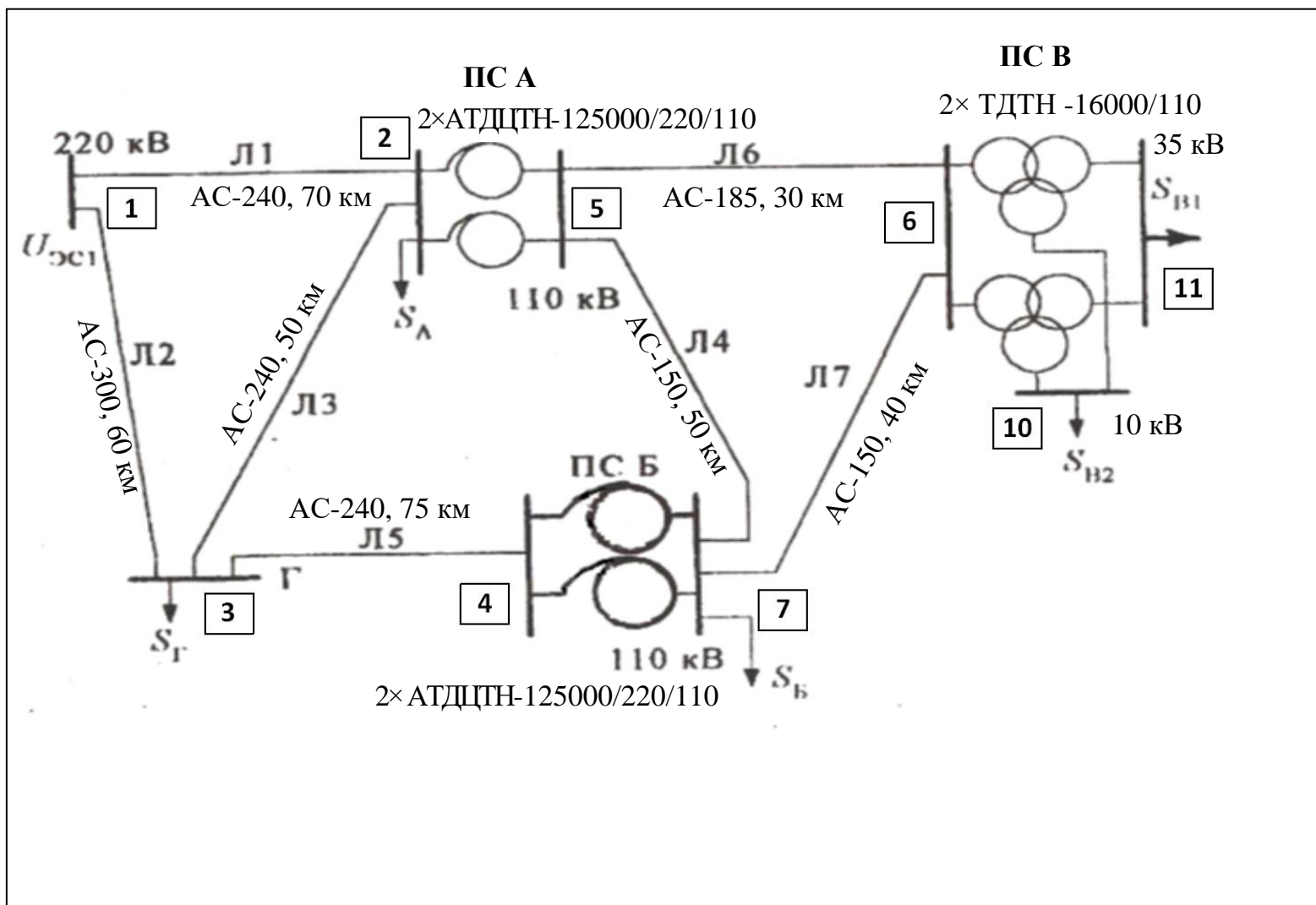


Рисунок 10. Схема электрической сети принципиальная

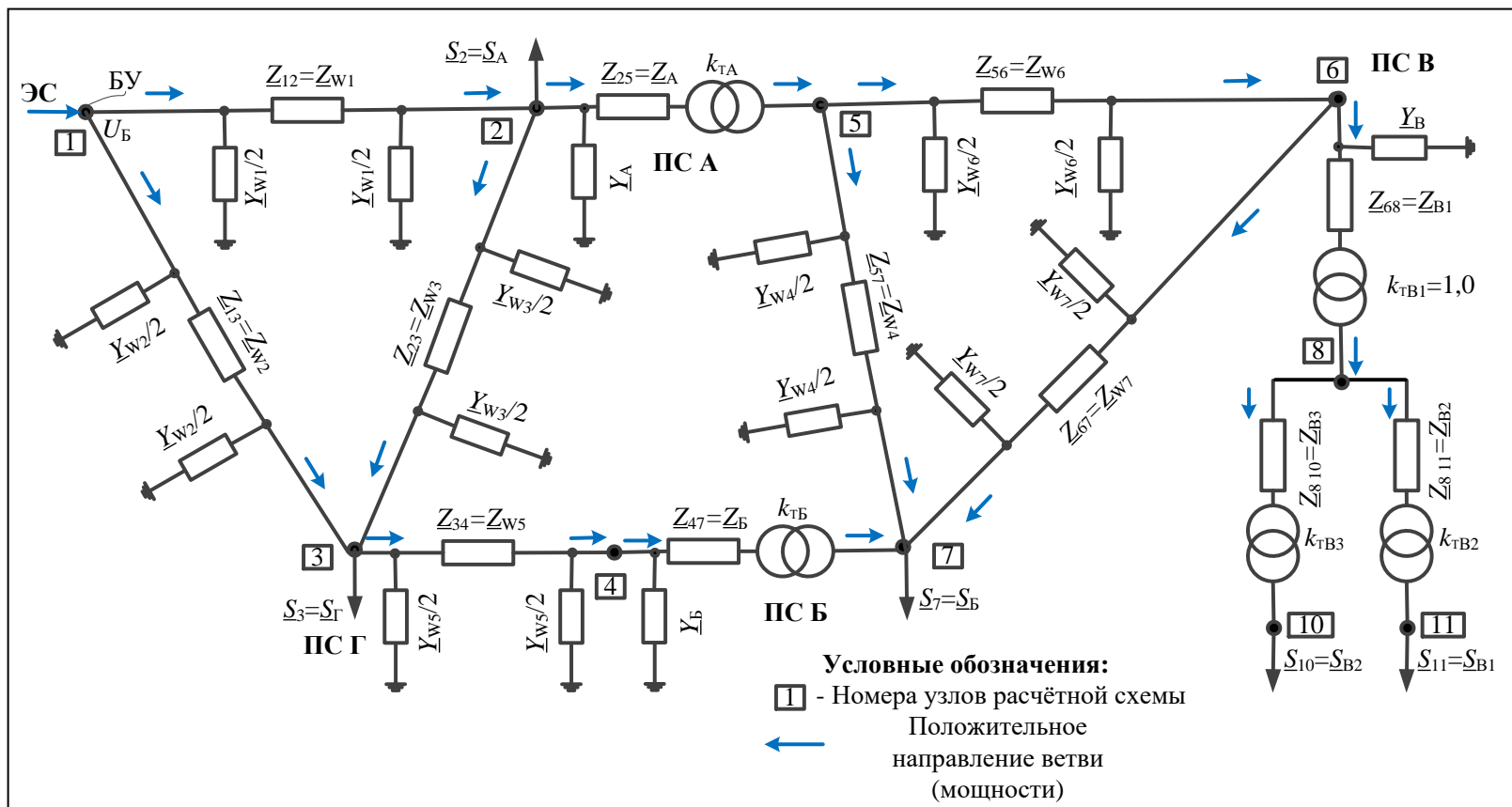


Рисунок 11 – Модель сети

Модели элементов сети и их параметры определяются следующим образом.

- **Модель линии электропередачи**

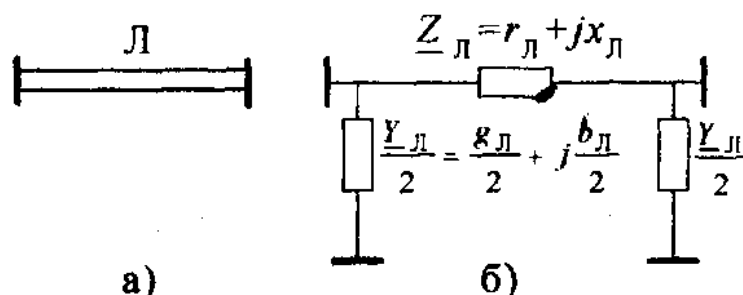


Рисунок 12 – Условное обозначение двухцепной линии (а) и П-образная схема замещения (б)

Параметры модели r_L , x_L , Ом, g_L , b_L , См, состоящей из n цепей, определяются по формулам:

$$r_L = r_0 \frac{L}{n}; \quad x_L = x_0 \frac{L}{n}; \quad Z_L = r_L + jx_L;$$

$$b_L = b_0 L n \cdot 10^{-6}; \quad g_L = g_0 L n \cdot 10^{-6}; \quad Y_L = g_L + jb_L;$$

где L – длина линии, км;

r_0 , x_0 – погонные активное и реактивное сопротивления линии (табл.3), Ом/км;

g_0 , b_0 – погонные активная и ёмкостная проводимости линии (табл. 3), мкСм/км;

- **Модель двухобмоточного трансформатора**

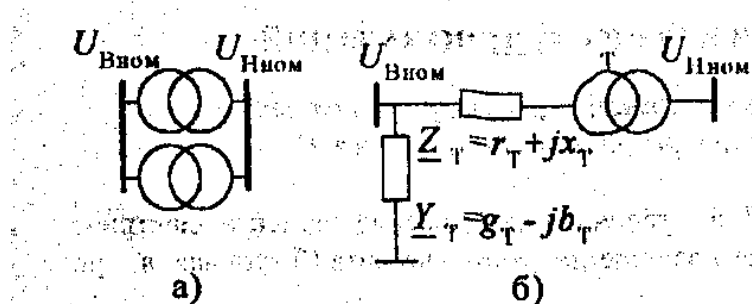


Рисунок 13 – Условное обозначение (а) и Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Параметры $r_T, x_T, \text{Ом}, g_T, b_T, \text{См}$, определяются по формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_K U_{B \text{ ном}}^2}{n S_{\text{ном}}^2} 10^{-3}; \quad Z_T = |\underline{Z}_T| = \frac{u_K U_{B \text{ ном}}^2}{n S_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2};$$

$$\underline{Z}_T = r_T + jx_T;$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X n}{U_{B \text{ ном}}^2} 10^{-3}; \quad Y_T = |\underline{Y}_T| = \frac{I_X n S_{\text{ном}}}{U_{B \text{ ном}}^2} 10^{-2}; \quad b_T = \sqrt{Y_T^2 - g_T^2};$$

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T;$$

$$\underline{k}_T = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{\text{отв}}} = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm m \Delta_{T*})}, \quad m = 0, 1, 2, \dots, M,$$

где $S_{\text{ном}}, U_{B \text{ ном}}$ – номинальные мощность (МВ·А) и напряжение стороны ВН (кВ) трансформатора (табл. 4);

n – число параллельно включённых трансформаторов;

ΔP_K – потери мощности короткого замыкания (КЗ), кВт (табл. 4);

u_K – напряжение КЗ трансформатора (табл. 4), %;

ΔP_X – потери мощности холостого хода (ХХ), кВт (табл. 4);

I_X – ток ХХ, % (табл. 4);

$U_{H \text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки на стороне НН;

Δ_{T*} – шаг регулирования напряжения, о.е. (табл. 4);

m – номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне ВН;

M – максимальный номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне ВН.

• **Модель трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора**

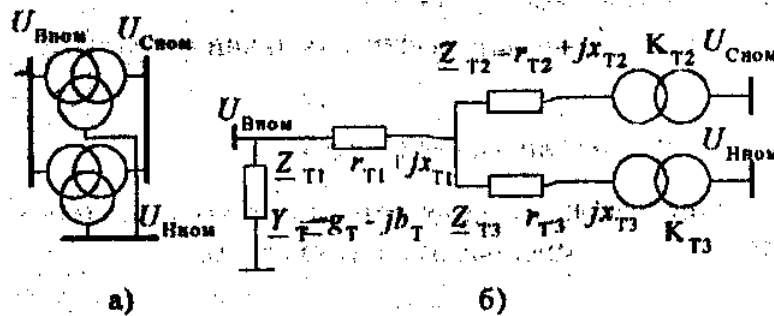


Рисунок 14 – Условное обозначение трёхобмоточного трансформатора (а) и схема замещения трёхлучевой звездой трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора

Современные трёхобмоточные трансформаторы имеют соотношение мощностей обмоток $S_{\text{ВН}}/S_{\text{СН}}/S_{\text{НН}}$ 100/100/100 %, т.е. все обмотки имеют мощность равную номинальной $S_{\text{НОМ}}$.

Активные сопротивления ветвей модели определяются по формулам:

$$r_{\text{T1}} = R_{\text{В}} = \frac{R_{\text{В-С}}}{1 + \alpha + (1 - \alpha)^2 / \beta}; \quad r_{\text{T2}} = R_{\text{С}} = \frac{R_{\text{В}}}{\alpha}; \quad r_{\text{T3}} = R_{\text{Н}} = \frac{R_{\text{В}}}{\beta},$$

где $R_{\text{В-С}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ВНОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}}^2} 10^{-3}; \quad \alpha = \frac{S_{\text{СН}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad \beta = \frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{НОМ}}}.$

Соотношение мощностей обмоток низшего и высшего напряжения автотрансформатора равно $\beta = 0,5$, среднего и высшего – $\alpha = 1,0$.

Реактивные сопротивления ветвей модели определяются из равенств:

$$Z_{\text{T1}} = \frac{(u_{\text{к В-С}} + u_{\text{к В-Н}} - u_{\text{к С-Н}})}{2} \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}}} 10^{-2}; \quad x_{\text{T1}} = \sqrt{Z_{\text{T1}}^2 - r_{\text{T1}}^2};$$

$$Z_{\text{T2}} = \frac{(u_{\text{к В-С}} + u_{\text{к С-Н}} - u_{\text{к В-Н}})}{2} \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}}} 10^{-2}; \quad x_{\text{T2}} = \sqrt{Z_{\text{T2}}^2 - r_{\text{T2}}^2};$$

$$Z_{\text{T3}} = \frac{(u_{\text{к С-Н}} + u_{\text{к В-Н}} - u_{\text{к В-С}})}{2} \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{n S_{\text{НОМ}}} 10^{-2}; \quad x_{\text{T3}} = \sqrt{Z_{\text{T3}}^2 - r_{\text{T3}}^2},$$

где $u_{\text{к В-С}}, u_{\text{к В-Н}}, u_{\text{к С-Н}}$ – напряжения короткого замыкания пар обмоток, % (табл. 4).

Если расчётное значение Z_{T2} или Z_{T3} окажется отрицательным, то $x_{\text{T2}} (x_{\text{T3}})$ следует приравнять к нулю.

Комплексные значения сопротивлений ветвей модели трансформатора равны

$$\underline{Z}_{\text{T1}} = r_{\text{T1}} + jx_{\text{T1}};$$

$$\underline{Z}_{\text{T2}} = r_{\text{T2}} + jx_{\text{T2}};$$

$$\underline{Z}_{\text{T3}} = r_{\text{T3}} + jx_{\text{T3}}.$$

Коэффициенты трансформации в ветвях СН и НН модели трансформатора

$$\begin{cases} k_{\text{T2}} = k_{\text{В-С}} = \frac{U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}} (1 \pm m \Delta_{\text{T}*})} & m = 0, 1, 2, \dots, M; \\ k_{\text{T3}} = k_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{ННОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}} (1 \pm m \Delta_{\text{T}*})}, \end{cases}$$

где m – номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне ВН;

M – максимальный номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне ВН.

$\Delta_{Т*}$ – шаг регулирования напряжения на стороне ВН, о.е.;

РПН, расположенный в нейтрали обмотки ВН трёхобмоточного трансформатора, одновременно изменяет $k_{В-С}$ и $k_{В-Н}$.

Коэффициенты трансформации в ветвях СН и НН модели автотрансформатора

$$\begin{cases} k_{Т2} = k_{В-С} = \frac{U_{С\text{ ном}}(1 \pm m\Delta_{ат*})}{U_{В\text{ ном}}} & m = 0, 1, 2, \dots, M; \\ k_{Т3} = k_{В-Н} = \frac{U_{Н\text{ ном}}}{U_{В\text{ ном}}}. \end{cases}$$

где $\Delta_{ат*}$ – шаг регулирования напряжения на стороне СН, о.е.;

m – номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне СН;

M – максимальный номер ответвления по отношению к основному выводу на стороне СН.

Проводимости в модели трансформатора и автотрансформатора

$$g_T = \frac{\Delta P_x n}{U_{В\text{ ном}}^2} 10^{-3}; \quad Y_T = |Y_T| = \frac{I_x n S_{\text{ном}}}{U_{В\text{ ном}}^2} 10^{-2}; \quad b_T = \sqrt{Y_T^2 - g_T^2};$$

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T;$$

Модели автотрансформаторов, у которых обмотка низшего напряжения не используется, такие же, как у двухобмоточных трансформаторов (рис. 13, б). При расчёте сопротивлений обмоток автотрансформаторов в этом случае в формулах, приведённых для двухобмоточных трансформаторов, принимается $u_k = u_{к\text{ В-С}}$. Коэффициент трансформации в этом случае в модели автотрансформатора равен

$$k_{В-С} = \frac{U_{С\text{ ном}}(1 \pm m\Delta_{ат*})}{U_{В\text{ ном}}} \quad m = 0, 1, 2, \dots, M.$$

• *Модель трансформатора с расщеплённой обмоткой*

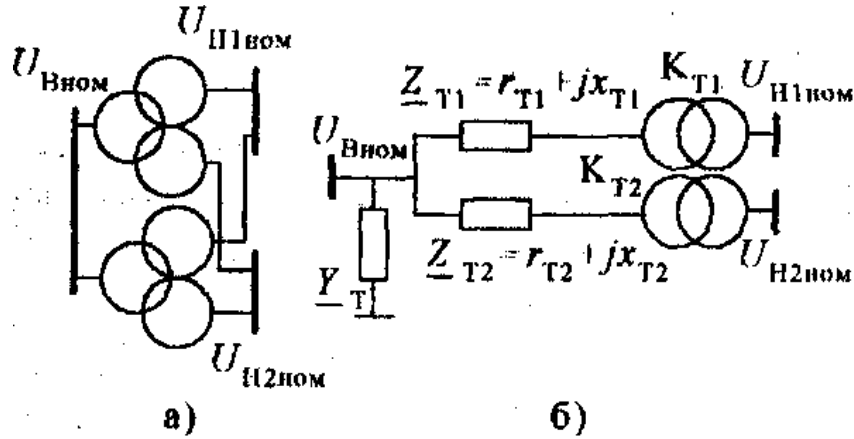


Рисунок 15 – Условное обозначение (а) и схема замещения трансформатора с расщеплённой обмоткой

Сопротивления обмоток, Ом

$$r_{T1} = r_{T2} = 2 \frac{\Delta P_K U_{B \text{ ном}}^2}{n S_{\text{ном}}^2} 10^{-3}; \quad Z_{T1} = Z_{T2} = 2 \frac{u_K U_{B \text{ ном}}^2}{n S_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad x_{T1} = x_{T2} = \sqrt{Z_{T1}^2 - r_{T1}^2}.$$

Коэффициенты трансформации равны

$$k_{T1} = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm m \Delta_{T*})}, \quad m = 0, 1, 2, \dots, M,$$

$$k_{T2} = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm m \Delta_{T*})}, \quad m = 0, 1, 2, \dots, M.$$

Оба коэффициента трансформации изменяются синхронно.

Проводимости в модели трансформатора

$$g_T = \frac{\Delta P_x n}{U_{B \text{ ном}}^2} 10^{-3}; \quad Y_T = |Y_T| = \frac{I_x n S_{\text{ном}}}{U_{B \text{ ном}}^2} 10^{-2}; \quad b_T = \sqrt{Y_T^2 - g_T^2};$$

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T;$$

Результаты расчёта параметров модели сети (рис. 11) приведены в табл. 7.

Для трансформаторов и автотрансформаторов узлом начала ветви должен быть узел с более высоким номинальным напряжением. Возможные значения коэффициентов трансформации трансформаторов рассматриваемого примера модели сети (рис. 11) даны в табл. 8. При расчёте коэффициентов трансформации использованы данные табл. 5.

Таблица 7. – Параметры модели сети (схемы замещения)

Обозначение	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Узлы		$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$G, \text{См}$	$B, \text{См}$	k_T
		начало	конец					
L_1	220	1	2	8,47	30,45	3,65E-06	1,82E-04	
L_2	220	1	3	5,88	25,74	2,50E-06	1,58E-04	
L_3	220	2	3	6,05	21,75	2,61E-06	1,30E-04	
L_4	110	5	7	9,90	21,00	2,35E-07	1,35E-04	
L_5	220	3	4	9,08	32,63	3,91E-06	1,95E-04	
L_6	110	5	6	4,86	12,39	1,21E-07	8,25E-05	
L_7	110	6	7	7,92	16,80	1,88E-07	1,08E-04	
ПС А В-С	220	2	5	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
ПС Б В-С	220	4	7	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
ПС В ВН	110	6	8	1,30	44,45	3,48E-06	-2,42E-05	1,000
ПС В НН	110	8	10	1,30	26			0,091
ПС В СН	110	8	11	1,3	0			0,335

Многие программы расчёта режима сети идентифицируют ветви, принадлежащие модели трансформатора, по значению коэффициента трансформации k_T . Если $k_T > 0$, то такая ветвь относится к модели трансформатора. Поэтому в ветви 6 – 8 (см. табл.7 и рис 11), относящейся к лучу ВН модели трёхобмоточного трансформатора указан $k_T = 1,0$. Фактически такое значение k_T не изменяет расчётных напряжений в граничных узлах ветви.

Таблица 8. – Коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов

№ п.п.	Т ПС В			АТ ПС А		АТ ПС Б	
	Ответвл	$k_{TB3}=k_{T \text{ В-Н}}$	$k_{TB2}=k_{T \text{ В-С}}$	Ответвл	$k_{TA}=k_{T \text{ В-С}}$	Ответвл	$k_{TB}=k_{T \text{ В-С}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	9	0,079	0,289	6	0,589	6	0,589
2	8	0,080	0,293	5	0,579	5	0,579
3	7	0,081	0,298	4	0,568	4	0,568

Продолжение табл. 8

1	2	3	4	5	6	7	8
4	6	0,082	0,302	3	0,558	3	0,558
5	5	0,084	0,307	2	0,547	2	0,547
6	4	0,085	0,313	1	0,537	1	0,537
7	3	0,087	0,318	0	0,526	0	0,526
8	2	0,088	0,323	-1	0,516	-1	0,516
9	1	0,090	0,329	-2	0,505	-2	0,505
10	0	0,091	0,335	-3	0,495	-3	0,495
11	-1	0,093	0,341	-4	0,484	-4	0,484
12	-2	0,095	0,347	-5	0,473	-5	0,473
13	-3	0,096	0,354	-6	0,463	-6	0,463
14	-4	0,098	0,360				
15	-5	0,100	0,367				
16	-6	0,102	0,375				
17	-7	0,104	0,382				
18	-8	0,106	0,390				
19	-9	0,109	0,399				

• **Формирование модели сети в программе «Режим S»**

Формирование модели сети выполните в файле «Режим S» на листе «Схема замещения».

На листе «Схема замещения» книги «Режим S» заполните исходными данными своего варианта задания таблицы «Трансформаторы», «Линии», «Нагрузки и генерация», «Сопровождающие и проводимости схемы замещения», «РПН».

Замените на листе «Схема замещения» принципиальную схему и схему замещения примера схемами своего варианта. При необходимости увеличьте число строк в таблицах этого листа, используя средства Excel. При заполнении таблиц «Трансформаторы», «Линии» используйте данные листа «Справочные данные». Таблицу «Нагрузки и генерация» заполните в соответствии со своим вариантом задания.

В таблицу «Сопротивления и проводимости схемы замещения» заносятся результаты расчёта параметров моделей элементов сети (линий и трансформаторов). Откорректируйте средствами Excel формулы для расчёта сопротивлений и проводимостей ветвей схемы замещения сети. Проводимости ветвей G и B в этой таблице записаны в экспоненциальной форме. Например, 3,65E-06, что соответствует величине $3,65 \times 10^{-6}$.

Заполните таблицу «Коэффициенты трансформации» на листе «Схема замещения». На листе «Справочные данные» в таблицах «Расчётные данные двухобмоточных трансформаторов 110 и 220 кВ», «Расчётные данные автотрансформаторов 220, 330 кВ», «Расчётные данные трёхобмоточных трансформаторов 110, 220 кВ» нужно выбрать в соответствии с типом и параметрами трансформатора возможные значения коэффициентов трансформации. Перенесите эти коэффициенты трансформации в таблицу «Коэффициенты трансформации» на листе «Схема замещения».

В приведённом примере (рис. 11) в моделях автотрансформаторов ПС А, ПС Б используются значения коэффициентов трансформации $k_{\text{ТВ-С}}$. Для трёхобмоточного трансформатора ПС В необходимы значения двух коэффициентов трансформации: $k_{\text{ТВ-С}}$, $k_{\text{ТВ-Н}}$.

При необходимости расширьте таблицу «Коэффициенты трансформации», так чтобы в неё можно было внести данные для всех трансформаторов схемы сети с учётом вида схемы замещения сети.

В таблицу «Сопротивления и проводимости схемы замещения» первоначально занесите значения коэффициентов трансформации, соответствующие нулевому номеру ответвления РПН.

4 Расчеты характерных режимов электрической сети

4.1 Определение нагрузки узлов расчётной модели сети

Целью расчетов режимов является определение параметров режимов и прежде всего напряжений во всех узлах, токов и мощностей во всех ветвях, кроме этого вычисление потерь мощности во всех элементах и в сети в целом. В курсовом проекте рассматриваются два характерных режима при нормальной схеме сети: максимальный и минимальный. Максимальный режим имеет место при максимальных нагрузках всех подстанций, минимальный - при минимальных нагрузках всех подстанций. При нормальной схеме сети все элементы включены.

Нагрузки максимального режима определяются по табл. 1. Для выполнения расчётов режимов задать в узлах модели сети активную и реактивную нагрузки или генерацию.

Реактивная нагрузка подстанции А равна

$$Q_A = \sqrt{S_A^2 - P_A^2},$$

где $S_A = \frac{P_A}{\cos \varphi_A}.$

Аналогично вычисляются реактивные нагрузки других подстанций.

Минимальная нагрузка подстанций в МВт вычисляется по формуле

$$P_{A \text{ мин}} = P_A \cdot P_{\text{мин}\%}; P_{B \text{ мин}} = P_B \cdot P_{\text{мин}\%} \text{ и т.д.}$$

Здесь P_A – нагрузка подстанции А из табл. 1;

$P_{\text{мин}\%}$ – минимальная нагрузка сети из табл. 2.

При определении $Q_{A \text{ мин}}$ коэффициент мощности минимальных нагрузок принять $\cos \varphi_A$ равным коэффициенту мощности максимальной нагрузки из табл. 1. Аналогично вычисляются реактивные нагрузки других подстанций.

Генерацию мощности электростанции ЭС2 в режиме минимальной нагрузки принять равной генерации ЭС2 в режиме максимальной нагрузки.

Расчётные нагрузки узлов модели сети, приведённой на рис. 11, даны в табл. 9.

Таблица 9. – Нагрузки и генерация узлов модели сети

Узел	Обозначение	$U_{\text{ном}},$ кВ	Максимальный режим				Минимальный режим			
			Нагрузка		Генерация		Нагрузка		Генерация	
			$P_{\text{н}},$ МВт	$Q_{\text{н}},$ Мвар	$P_{\text{г}},$ МВт	$Q_{\text{г}},$ Мвар	$P_{\text{н}},$ МВт	$Q_{\text{н}},$ Мвар	$P_{\text{г}},$ МВт	$Q_{\text{г}},$ Мвар
2	S_A	220	60	30			48	24		
3	S_{Γ}	220	50	25			40	20		
7	S_B	110	40	20			32	16		
10	S_{B2}	10	5	3			4	2,4		
11	S_{B1}	35	10	5			8	4		
Всего			165	83	0	0	132	66,4	0	0

4.2 Формирование массивов исходных данных для расчёта режима программой «Режим S»

На листе «Норм сх макс режим» необходимо заполнить таблицы «Массив ветвей» и «Массив узлов». Поля для заполнения в этих таблицах выделены соответствующим цветом.

Предупреждение. На всех листах, содержащих таблицы «Массив ветвей» и «Массив узлов», нельзя вставлять дополнительные строки выше этих таблиц, нельзя вставлять дополнительные столбцы слева и справа от этих таблиц. Очистите поля таблиц и заполняйте их сверху вниз. При необходимости добавляйте данные снизу каждой таблицы. Признаком конца данных в каждой таблице является пустая строка.

В «Массив ветвей» перенесите (скопируйте) данные о параметрах ветвей из таблицы «Сопротивления и проводимости схемы замещения» на листе «Схема замещения». В «Массиве ветвей» приняты следующие обозначения:

$N_{\text{нач}}$ – номер узла начала ветви;

$N_{\text{кон}}$ – номер узла в конце ветви;

$R_{\text{в}}, X_{\text{в}}$ – активное и реактивное сопротивления ветви (продольные сопротивления модели элемента сети);

$G_{\text{в}}, B_{\text{в}}$ – активная и реактивная проводимости ветви (поперечные проводимости модели элемента сети);

$k_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации в ветви.

В остальных столбцах «Массива ветвей» размещаются результаты расчёта режима. Их смысл рассмотрен в пункте 4.3 методических указаний.

Если ветвь относится к модели трансформатора (или АТ), то номер узла начала ветви ($N_{\text{нач}}$) должен соответствовать узлу с большим номинальным напряжением.

В моделях трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициенты трансформации находятся в ветвях среднего и низшего напряжения (см. рис 14). В описываемой здесь программе дополнительно введён коэффициент трансформации $k_{\text{т}} = 1$ в ветви высшего напряжения для правильной идентификации такой ветви, как ветви модели трансформатора. В приведённом в книге «Режим S» примере в ветви 6 – 8 «Массива ветвей», принадлежащей модели трёхобмоточного трансформатора ПС В, находится дополнительный коэффициент трансформации $k_{\text{т}} = 1$.

Кроме перечисленных выше параметров в «Массиве ветвей» имеется столбец «вкл/откл». Если в какой-либо позиции этого столбца записать единицу, то при расчёте режима отмеченная таким образом ветвь будет отключена.

Пример заполнения части таблицы «Массив ветвей» для схемы замещения рис. 11 приведён в табл. 10.

В таблицу «Массив узлов» на листе «Норм сх макс режим» скопируйте (перенесите) с листа «Схема замещения» данные из таблицы «Нагрузки и генерация», соответствующие режиму максимальной нагрузки.

В «Массиве узлов» приняты следующие обозначения:

$N_{\text{уз}}$ – номер узла схемы замещения;

$U_{\text{БУ}}$ – рабочее напряжение балансирующего узла (указывается только для одного узла схемы замещения), кВ;

$P_{\text{н}}$ – активная мощность нагрузки потребителей в узле, МВт;

$Q_{\text{н}}$ – реактивная мощность нагрузки потребителей в узле, Мвар;

$P_{\text{Г}}$ – активная мощность генерации электростанции (например, ЭС2) в узле, МВт;

$Q_{\text{Г}}$ – реактивная мощность генерации электростанции (например, ЭС2) в узле, Мвар;

$G_{\text{КУ}}$ – активная проводимость компенсирующего устройства в узле, См;

$B_{\text{КУ}}$ – реактивная проводимость компенсирующего устройства в узле, См.

В остальных столбцах «Массива узлов» размещаются результаты расчёта режима. Их смысл рассмотрен в пункте 4.3 методических указаний.

Таблица 10. – Исходные данные о параметрах ветвей нормальной схемы

ВКЛ/ОТКЛ	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	$R_{\text{в}}, \text{Ом}$	$X_{\text{в}}, \text{Ом}$	$G_{\text{в}}, \text{См}$	$B_{\text{в}}, \text{См}$	$k_{\text{т}}$
	1	2	8,47	30,45	3,65E-06	1,82E-04	
	1	3	5,88	25,74	2,50E-06	1,58E-04	
	2	3	6,05	21,75	2,61E-06	1,30E-04	
	5	7	9,90	21,00	2,35E-07	1,35E-04	
	3	4	9,08	32,63	3,91E-06	1,95E-04	
	5	6	4,86	12,39	1,21E-07	8,25E-05	
	6	7	7,92	16,80	1,88E-07	1,08E-04	
	2	5	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
	4	7	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
	6	8	1,30	44,45	3,48E-06	-2,42E-05	1,000
	8	10	1,30	26,00	0,00E+00	0,00E+00	0,091
	8	11	1,30	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,335

Проводимости модели компенсирующего устройства (батареи конденсаторов) определяются по формулам:

$$G_{\text{КУ}} = \frac{\Delta P_{\text{КУ}}}{U_{\text{КУ ном}}^2} 10^{-3}; \quad B_{\text{КУ}} = \frac{Q_{\text{ном КУ}}}{U_{\text{КУ ном}}^2} 10^{-3},$$

где $\Delta P_{\text{КУ}}$ – потери мощности в компенсирующем устройстве, кВт;

$U_{\text{КУ ном}}$ – номинальное напряжение компенсирующего устройства, кВ;

$Q_{\text{ном КУ}}$ – номинальная мощность компенсирующего устройства, квар.

Для шунтирующего реактора $B_{\text{КУ}}$ следует взять со знаком минус.

Пример заполнения части таблицы «Массив узлов» для схемы замещения рис. 11 приведён в табл. 11.

Таблица 11. – Исходные данные о параметрах узлов режима максимальной нагрузки нормальной схемы

$N_{\text{уз}}$	$U_{\text{БУ}},$ кВ	$U_{\text{ном}},$ кВ	$P_{\text{н}},$ МВт	$Q_{\text{н}},$ Мвар	$P_{\text{г}},$ МВт	$Q_{\text{г}},$ Мвар	$G_{\text{КУ}},$ См	$B_{\text{КУ}},$ См
1	242	220						
2		220	60	30	0	0		
3		220	50	25	0	0		
4		220						
5		110						
6		110						
7		110	40	20	0	0		
8		110						
10		10	5	3	0	0		
11		35	10	5	0	0		

Аналогичные действия по заполнению таблиц «Массив ветвей» и «Массив узлов» выполните на листе «Норм сх мин режим», но с учётом нагрузок в минимальном режиме. На листах «Рем сх макс режим» и «Рем сх мин режим» первоначально, до выбора отключаемого элемента сети, заполните таблицы «Массив ветвей» и «Массив узлов» также как на листах «Норм сх макс режим» и «Норм сх мин режим». Выбор отключаемого элемента сети выполняется при анализе результатов расчёта режима максимальной нагрузки и описан ниже.

4.3 Расчёт режимов в нормальной схеме сети

Выполняется расчёт установившихся режимов при максимальной или минимальной нагрузке узлов сети (см. табл. 9). Для расчёта установившегося режима используются уравнения узловых напряжений (УУН) в форме баланса токов следующего вида:

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i + \sum_{\substack{k=2 \\ k \neq i}}^n \underline{Y}_{ik}\dot{U}_k + \underline{Y}_{iB}U_B = \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i}; \quad i = 2, \dots, n,$$

где \dot{U}_i, \dot{U}_k – искомые значения векторов напряжения в узлах i, k расчётной схемы;

\underline{Y}_{ii} – комплексное значение собственной проводимости узла i ;

\underline{Y}_{ik} – комплексное значение взаимной проводимости узлов i и k ;

\underline{Y}_{iB} – комплексное значение взаимной проводимости узлов i и балансирующего;

U_B – модуль напряжения балансирующего узла (заданное напряжение электростанции ЭС1 в узле № 1);

\hat{S}_i – сопряжённое комплексное значение узловой мощности узла i ;

n – число узлов расчётной схемы.

Алгебраическая нелинейная система УУН решается методом Зейделя. Итерационный процесс Зейделя для рассматриваемого примера определяется выражением

$$\dot{U}_i^{(k+1)} = \frac{-1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\sum_{j=2}^{i-1} \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^N \underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k)} + \underline{Y}_{iB}U_B + \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i^{(k)}} \right), \quad i = 2, 3, \dots, N,$$

где k – номер итерации ($k=0, 1, 2, \dots$).

Итерационный процесс решения системы УУН завершается при достижении заданной точности расчёта напряжений узлов. Затем вычисляются токи, мощности ветвей и потери мощности в ветвях.

Для расчёта режима программой «Режим S» нажмите на кнопку «Расчёт режима методом Зейделя» на листе «Норм сх макс режим» или листе «Норм сх мин режим». Выполняется проверка схемы и параметров ветвей и узлов. При обнаружении ошибок на экран выводится сообщение о прекращении расчёта и информация об обнаруженной ошибке.

В качестве начального приближения ($k=0$) напряжений принимаются номинальные напряжения узлов (в БУ напряжение на всех итерациях равно заданному напряжению электростанции ЭС1). Максимальное число итераций равно 30000, точность расчёта действительной и мнимой составляющих векторов напряжений равна 0,0001 кВ.

При нормальном завершении расчёта режима выводится сообщение об окончании расчёта, числе итераций, точности расчёта и заполняются расчётные поля таблиц «Массив ветвей» и «Массив узлов». Аналогично выполняются расчёты на других листах книги.

В «Массив ветвей» заносятся расчётные значения потоков активной и реактивной мощностей в начале и конце каждой ветви. Местоположение этих потоков на схеме замещения показаны на рис. 11. В столбце « I , кА» находятся значения фазных токов ветвей. В следующие столбцы «Массива ветвей» занесены результаты расчёта потерь активной и реактивной мощностей в продольных элементах схемы замещения (нагрузочные потери) и поперечных элементах (постоянные потери).

В столбце «В схеме?» появляется информация только при ошибках в схеме сети, приводящих к разделению схемы на части, не имеющие связи с балансирующим узлом.

В «Массив узлов» выводятся расчётные значения модулей и углов (фаз) векторов напряжений узлов и потоки активной и реактивной мощностей в компенсирующем устройстве в узле схемы.

Аналогичные результаты будут получены при расчётах других схем и режимов на соответствующих листах книги «Режим S».

Результаты расчёта режима в нормальной схеме примера при максимальных нагрузках приведены в табл. 12, 13. Аналогично оформляются результаты расчётов других режимов сети.

Таблица 12. – Расчётные параметры режима узлов сети при максимальной нагрузке

$N_{уз}$	Напряжение		Мощность КУ	
	модуль, кВ	угол, град.	$P_{КУ},$ МВт	$Q_{КУ},$ Мвар
1	242,000	0,00	0,000	0,000
2	235,572	-2,21	0,000	0,000
3	236,370	-2,06	0,000	0,000
4	233,574	-2,91	0,000	0,000
5	123,235	-3,04	0,000	0,000
6	121,814	-3,68	0,000	0,000
7	121,795	-3,78	0,000	0,000
8	118,495	-6,29	0,000	0,000
10	10,753	-6,80	0,000	0,000
11	39,633	-6,26	0,000	0,000

Таблица 13. – Расчётные параметры режима ветвей сети при максимальной нагрузке

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Начало ветви		Конец ветви		I , кА	Потери мощности нагрузочные		Потери мощности постоянные	
		P , МВт	Q , Мвар	P , МВт	Q , Мвар		ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар
1	2	80,56	24,77	79,28	31,31	0,205	1,067	3,836	0,208	-10,379
1	3	87,87	29,68	86,83	34,84	0,225	0,892	3,905	0,143	-9,063
2	3	-8,15	-9,95	-8,31	-2,76	0,025	0,012	0,042	0,145	-7,239
5	7	10,79	2,39	10,70	4,24	0,053	0,083	0,177	0,004	-2,026
3	4	28,52	7,08	28,15	17,29	0,076	0,157	0,563	0,216	-10,767
5	6	16,50	7,11	16,40	8,07	0,085	0,106	0,271	0,002	-1,239
6	7	1,30	-1,28	1,29	0,32	0,007	0,001	0,002	0,003	-1,602
2	5	27,44	11,26	27,29	9,50	0,071	0,008	0,450	0,136	1,311
4	7	28,15	17,29	28,00	15,43	0,080	0,010	0,565	0,134	1,289
6	8	15,10	9,35	15,02	8,07	0,083	0,027	0,920	0,052	0,359
8	10	5,00	3,06	5,00	3,00	0,029	0,003	0,064	0,000	0,000
8	11	10,01	5,00	10,00	5,00	0,055	0,012	0,000	0,000	0,000

5 Анализ режимов сети. Регулирование режимов сети

5.1 Сопоставление расчётных и нормативных значений параметров режима

Анализ результатов расчёта режимов по соответствию уровней рабочего (расчётного) напряжения в узлах сети нормативам, потоков мощности, токов в ветвях допустимым значениям позволяет сделать выводы о работоспособности сети в различных условиях работы. Проверка загрузки сети выполняется по результатам расчета токов в ЛЭП и трансформаторах. Расчётные токи сопоставляются с предельно допустимыми по условию нагрева проводов и трансформаторов. При недопустимых перегрузках элементов сети следует рассмотреть ввод в работу источников реактивной мощности (ИРМ) на подстанциях, снижающих реактивную составляющую токов ветвей и повышающих уровни рабочих напряжений в узлах.

Максимальное длительно допустимое напряжение $U_{\text{max доп}}$ (напряжение класса изоляции) для узлов сети 220, 110 и 35 кВ на 15 % превышает номинальное, для узлов сети 6 и 10 кВ – на 20 % выше номинального [1, 2].

Согласно правил устройства электроустановок (ПУЭ) [3] на шинах напряжением 6 – 10 кВ подстанций в режиме максимальной нагрузки рабочее напряжение должно быть не ниже 105 % номинального. В режиме минимальной нагрузки напряжение на этих шинах подстанций не должно быть больше 100 % номинального.

Сопоставление рабочих напряжений с предельно допустимыми в рассматриваемом примере сети дано в табл. 14.

Таблица 14. – Рабочие и допустимые напряжения узлов в нормальной схеме

$N_{уз}$	Наименование	$U_{ном},$ кВ	Режим максимальной нагрузки			Режим минимальной нагрузки		
			$U_{min доп},$ кВ	$U_{раб},$ кВ	$U_{max доп},$ кВ	$U_{min доп},$ кВ	$U_{раб},$ кВ	$U_{max доп},$ кВ
1	ЭС1. СШ 220 кВ	220		242,000	252,0		242,000	252,0
2	ПС А СШ 220 кВ	220		235,572	252,0		237,306	252,0
3	ПС Г СШ 220 кВ	220		236,370	252,0		237,969	252,0
4	ПС Б СШ 220 кВ	220		233,574	252,0		235,925	252,0
5	ПС А СШ 110 кВ	110		123,235	126,0		124,379	126,0
6	ПС В СШ 110 кВ	110		121,814	126,0		123,295	126,0
7	ПС Б СШ 110 кВ	110		121,795	126,0		123,277	126,0
8	модель транс.	110		118,495	126,0		120,715	126,0
10	ПС В СШ 10 кВ	10	10,5	10,753	12,0		10,970	10,0
11	ПС В СШ 35 кВ	35	36,8	39,633	40,5		40,384	40,5

Из табл. 14 следует, что в режиме максимальной нагрузки рабочие напряжения всех узлов модели сети соответствуют нормативным требованиям. В режиме минимальной нагрузки рабочие напряжения в узле 10 превышает максимальное длительно допустимое рабочее напряжение $U_{\text{мах доп}}$. В этом режиме необходимо решить задачу регулирования напряжения на подстанции ПС В, используя возможности РПН силовых трансформаторов. Решение задачи регулирования напряжения рассмотрено в п.5.2 методических указаний.

Результаты расчёта токов ветвей модели нормальной схемы сети в режимах максимальной и минимальной нагрузок приведены в таблице 15.

Таблица 15. – Токи ветвей в нормальной схеме электрической сети

Тип ветви	Узлы ветви		$I_{\text{доп}}, \text{А}$	Режим максимальной нагрузки		Режим минимальной нагрузки	
	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$		$I_{\text{расч}}, \text{А}$	$I_{\text{расч}}/I_{\text{доп}}, \%$	$I_{\text{расч}}, \text{А}$	$I_{\text{расч}}/I_{\text{доп}}, \%$
Л ₁	1	2	610	205	33,6	161	26,3
Л ₂	1	3	690	225	32,6	176	25,5
Л ₃	2	3	610	25	4,2	21	3,4
Л ₄	5	7	445	53	11,9	42	9,4
Л ₅	3	4	610	76	12,4	59	9,7
Л ₆	5	6	510	85	16,7	67	13,1
Л ₇	6	7	445	7	1,5	5	1,2
ПС А В-С	2	5	408×2	71	8,7	56	6,8
ПС Б В-С	4	7	408×2	80	9,8	63	7,7
ПС В ВН	6	8	105×2	83	39,6	65	31,1
ПС В НН	8	10	105×2	29	13,6	22	10,7
ПС В СН	8	11	105×2	55	26,0	43	20,4

Примечание: При определении $I_{\text{доп}}$ учитывается число параллельных цепей ЛЭП и число параллельно включённых трансформаторов.

Из таблицы 15 следует, что в схеме нормальной коммутации сети данного примера перегрузки элементов не возникает.

Если нагрузка какого-либо элемента сети превышает 100 %, то для ввода режима в допустимую область необходимо на подстанциях включить источники реактивной мощности (ИРМ). Это приведёт к снижению реактивной составляющей токов ветвей и может обеспечить работу сети без перегрузки. Использование ИРМ для разгрузки сети рассматривается в п. 5.3 методических указаний.

5.2 Регулирование напряжения на шинах подстанций

Значения рабочих напряжений $U_{\text{раб}}$ в узлах сети должны соответствовать стандарту на качество электроэнергии и рекомендациям по регулированию напряжения. Допустимая область режимов определяется условием

$$U_{\min \text{ доп } i} \leq U_{\text{раб } i} \leq U_{\max \text{ доп } i}; \quad i = 1, 2, \dots, n, .$$

где i – номер узла в модели сети;

n – число узлов в модели сети.

Допустимые значения напряжений $U_{\min \text{ доп}}$ и $U_{\max \text{ доп}}$ приведены в п. 5.1 методических указаний. Пример сопоставления рабочих и допустимых напряжений дан в табл. 14.

Если $U_{\text{раб}}$ не удовлетворяют этим условиям, то необходимо ввести напряжения узлов в допустимую область, изменяя коэффициенты трансформации трансформаторов. Для увеличения напряжения $U_{\text{раб}}$ в узле увеличьте значения коэффициента трансформации в ветви, связанной с этим узлом, и наоборот. Возможные значения коэффициентов трансформации записаны в таблице «Коэффициенты трансформации» на листе «Схема замещения». Внесите новые значения коэффициентов трансформации в таблицу «Массив ветвей» на листах «Норм сх макс режим», «Норм сх мин режим», «Рем сх макс режим».

Корректировка параметров режима может выполняться непосредственно на листах «Норм сх макс режим», «Норм сх мин режим», «Рем сх макс режим». Выполните заново расчёт режима сети и проверьте новые значения $U_{\text{раб}}$.

В первую очередь выполните регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов той подстанции, где выявлено нарушение предельных значений напряжения. У трёхобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплённой обмоткой изменение номера ответвления РПН приводит к одновременному изменению $k_{\text{В-С}}$ и $k_{\text{В-Н}}$ ($k_{\text{т2}}, k_{\text{т3}}$ на рис. 14).

Если такие изменения коэффициентов трансформации трансформаторов 110 кВ не обеспечивают ввод режима в допустимую область, то переходите к регулированию коэффициентов трансформации автотрансформаторов на подстанциях 220/110 кВ. В этом случае рабочие напряжения будут меняться на нескольких подстанциях 110 кВ и возможно потребуется дополнительная корректировка коэффициентов трансформации трансформаторов 110 кВ для ввода режима в допустимую область.

Если имеются нагрузки на шинах 10 (6) кВ подстанций с автотрансформаторами (см рис. 1 – 9), то на таких подстанциях РПН не обеспечивает регулирование напряжения на шинах 10 (6) кВ. Необходимо использовать либо линейный регулятор (ЛР) в цепи НН автотрансформатора (рис. 16,а), либо использовать ИРМ, включённый на шинах 10 (6) кВ подстанции. ИРМ может использоваться и на других подстанциях, если РПН не обеспечивает поддержание рабочего напряжения в допустимых пределах. В качестве ИРМ можно использовать статические тиристорные компенсаторы (СТК), конденсаторные батареи (КБ) (рис. 16,б).

Некоторые технические характеристики ЛР приведены в табл. 16.

Таблица 16. – Линейные регулировочные трансформаторы [1]

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	X, Ом	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$\Delta Q_{\text{xx}},$ квар
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	20 – 35	0,04 – 0,10	3,5 – 9,5	376 – 800
ЛТДН-40000/10	40	6,6; 11	38 – 70	0,02 – 0,04	7,0 – 18,5	1000 - 1400
ЛТДН-63000/10	63	11	–	–	–	–

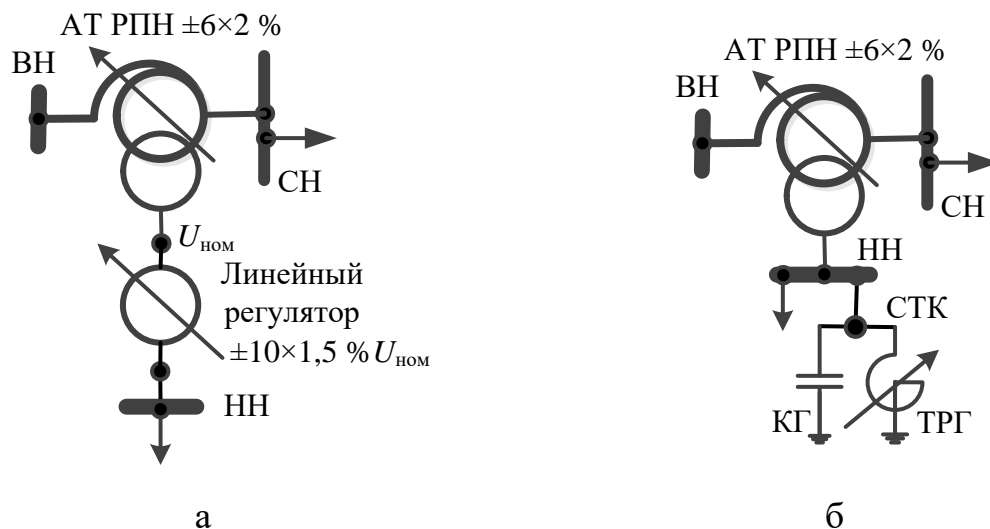


Рис.16. Схема для регулирования напряжения на подстанции
а – схема с ЛР; б – схема с СТК

Для модели ЛР можно использовать Г-образную схему замещения. Приближённо наличие ЛР можно учесть, рассчитав возможные значения коэффициента трансформации $k_{\text{ТЗ}}$ в модели автотрансформатора (см. рис. 14) по формуле

$$k_{\text{ТЗ}} = k_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{Н ном}} (1 \pm m \Delta_{\text{ЛР}*})}{U_{\text{В ном}}}, \quad m = 0, 1, 2, \dots, 10, \quad \Delta_{\text{ЛР}*} = 1,5/100.$$

Коэффициенты трансформации $k_{\text{В-Н}}$, $k_{\text{В-С}}$ автотрансформатора с РПН и ЛР можно изменять независимо друг от друга.

Альтернативным решением задачи регулирования напряжения на шинах 10(6) кВ является включение СТК (рис. 16,б).

Технические характеристики некоторых СТК приведены в табл. 17.

Таблица 17. – Статические тиристорные компенсаторы

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	$U_{\text{ном}},$ кВ	$Q_{\text{max}},$ Мвар в режимах		$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт
			Потребления (инд)	Выдачи (ёмк)	
СТК 50	50	11	50	40	—
СТК 80	80	15,75	80	40	—
СТК 100	100	11	100	50	600

Для повышения напряжения используйте СТК в режиме выдачи. Изменяйте рабочую мощность СТК в режиме выдачи в диапазоне от 0 до Q_{max} , но не более реактивной нагрузки узла подключения СТК. В программе «Режим S» в таблице «Массив узлов» для узла, в котором необходимо регулировать напряжение, задайте рабочую мощность СТК в ячейке « $Q_{\text{Г}}$, Мвар» (см.табл. 11). Выполните расчёт режима и проверьте новое значение рабочего напряжения в узлах сети. За счёт изменения потоков реактивной мощности по элементам сети рабочее напряжение будет меняться в нескольких узлах одновременно. При необходимости измените значение $Q_{\text{Г}}$ в «Массиве узлов». Для понижения напряжения используйте СТК в режиме потребления. В этом случае значение $Q_{\text{Г}}$ берите со знаком минус.

Если в вашем варианте курсового проекта необходимо использовать ЛР или СТК то включите их в принципиальную схему сети так, как показано на рис.16 с указанием типа ЛР или СТК.

Рассмотрим пример регулирования напряжения на подстанции ПС В (см. рис. 10, 11) в режиме минимальной нагрузки. В этом режиме напряжение на шинах 10 кВ (узел 10 модели сети) превышает максимально допустимый уровень (см. табл. 14). Для снижения рабочего напряжения на этих шинах ПС В необходимо синхронно уменьшить значения коэффициентов трансформации в ветвях 8 – 10 и 8 – 11, так как это ветви модели трёхобмоточного трансформатора. Возможные значения коэффициентов трансформации приведены в таблице «Коэффициенты трансформации» на листе «Схема замещения» программы «Режим S». Для наглядности примера расчёт режима сети при новых значениях

коэффициентов трансформации выполнен на листе «Норм сх мин режим регул U», а результаты расчёта приведены в табл. 18.

Таблица 18. – Регулирование напряжения на подстанции ПС В в минимальном режиме

Положение РПН	Номер ответвления	Коэффициент трансформации		Напряжение (кВ) в узле	
		$k_{тв2}$	$k_{тв3}$	узел 11	узел 10
Исходное	0	0,335	0,091	40,38	10,97
После регулирования	6	0,302	0,082	36,49	9,91

Из табл. 14 и 18 видно, что использование РПН на ПС В позволяет поддерживать допустимое напряжение в нормальной схеме сети при максимальных и минимальных нагрузках.

5.3 Снижение загрузки ЛЭП и трансформаторов при использовании ИРМ

Если при анализе результатов расчёта режимов установлено, что нагрузка (ток) какого-либо элемента (ветви) сети превышает 100 %, в нормальной или ремонтной схемах то для ввода режима в допустимую область можно на подстанциях включить источники реактивной мощности (например, СТК). Включите СТК в узле ближайшем к узлу конца перегруженной ветви (по направлению передачи мощности). При выборе узла подключения СТК контролируйте соответствие номинальных напряжений СТК и выбранного узла. Для снижения перетока реактивной мощности (соответственно снижения тока ветви) СТК должен использоваться в режиме выдачи. Размер выдачи реактивной мощности СТК не должен превышать реактивной нагрузки узла. Откорректируйте данные в таблице «Массив узлов» так, как описано в п.5.2 методических указаний и рассчитайте режим. Выполните анализ нового режима сети в соответствии с ре-

комендациями п.5.1 методических указаний. При необходимости отрегулируйте напряжения в узлах сети.

В этом курсовом проекте экономическое обоснование способа повышения пропускной способности сети не рассматривается.

5.4 Потери мощности и электроэнергии в электрической сети

Потери мощности в элементах модели электрической сети различных схем и режимов определяются в процессе расчёта установившихся режимов. Для оценки экономичности режимов электрической сети используются потери активной мощности и соответствующие потери электроэнергии при нормальной схеме коммутации. Потери мощности (электроэнергии) разделяют на нагрузочные и условно постоянные.

При использовании программы «Режим S» потери мощности выводятся в таблицу «Массив ветвей» (см. табл. 13). К расчёту структуры потерь мощности и электроэнергии следует приступать только после того, как будет завершена задача регулирования параметров режима (см. п. 5.2, 5.3 методических указаний). Рассчитывать потери мощности и электроэнергии следует только для режимов, удовлетворяющих нормативам на область изменения режимных параметров. Необходимо выполнить сортировку полученных значений потерь активной мощности в ветвях ΔP в режимах максимальной и минимальной нагрузки следующим образом:

- а) для каждой ветви в «Массиве ветвей» укажите её номинальное напряжение;
- б) выделите ветви, относящиеся к моделям ЛЭП и моделям трансформаторов;
- с) вычислите сумму нагрузочных потерь мощности в ЛЭП и сумму нагрузочных потерь мощности в трансформаторах каждого номинального напряжения;

- d) вычислите сумму постоянных потерь мощности в ЛЭП и сумму постоянных потерь мощности в трансформаторах каждого номинального напряжения;
- e) определите нагрузочные и постоянные потери мощности во всей сети и суммарные потери мощности в каждом режиме.

Для составления структуры потерь мощности в каждом из рассматриваемых режимов необходимо вычислить величину каждой составляющей потерь мощности в процентах. За 100 % принимаются суммарные потери мощности данного режима.

Технические потери электроэнергии в электрической сети ΔW состоят из нагрузочных ΔW_n и условно-постоянных потерь ΔW_{y-p} .

$$\Delta W = \Delta W_{y-p} + \Delta W_n.$$

Приближённо условно-постоянные потери электроэнергии по сети в целом, в сети каждого номинального напряжения, в ЛЭП и трансформаторах за год равны

$$\Delta W_{y-p \text{ ЛЭП } j} \cong 8760 \Delta P_{\text{пост ЛЭП } j},$$

где $\Delta W_{y-p \text{ ЛЭП } j}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в ЛЭП j -го номинального напряжения;

$\Delta P_{\text{пост ЛЭП } j}$ – постоянные потери мощности в ЛЭП j -го номинального напряжения.

Условно-постоянные потери электроэнергии в трансформаторах $\Delta W_{y-птр j}$ определяются аналогично.

Суммируя $\Delta W_{y-p \text{ ЛЭП } j}$ и $\Delta W_{y-птр j}$ для сетей всех номинальных напряжений, определим ΔW_{y-p} для сети в целом.

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП за год определяются методом числа часов наибольших потерь мощности:

$$\Delta W_{\text{нЛЭП } j} = k_{\text{л}} k_k \Delta P_{\text{нЛЭП } j} \tau,$$

где $k_{\text{л}}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий ($k_{\text{л}} = 1,02$ для ВЛ напряжением 110 кВ и выше);

k_k – коэффициент, учитывающий различие в конфигурациях графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети ($k_k = 0,99$);

$\Delta P_{\text{нЛЭП } j}$ – нагрузочные потери мощности в ЛЭП j -го номинального напряжения при максимальной нагрузке сети;

τ – число часов наибольших потерь мощности за год.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах за год также определяются методом числа часов наибольших потерь мощности:

$$\Delta W_{\text{нтр } j} = k_k \Delta P_{\text{нтр } j} \tau,$$

где $\Delta P_{\text{нтр } j}$ – нагрузочные потери мощности в трансформаторах j -го номинального напряжения при максимальной нагрузке сети.

Суммируя $\Delta W_{\text{нЛЭП } j}$ и $\Delta W_{\text{нтр } j}$ для сетей всех номинальных напряжений, определим $\Delta W_{\text{н}}$ для сети в целом.

При отсутствии графика нагрузки сети значение τ определяется по формуле:

$$\tau = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} 8760,$$

где k_3 – коэффициент заполнения годового графика. $k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}.$

Здесь $P_{\text{ср}}$ – средняя за год нагрузка сети; P_{max} – максимальная нагрузка сети.

При отсутствии графиков нагрузки сети среднюю нагрузку $P_{\text{ср}}$ определим приближённо, как среднеарифметическую максимальной P_{max} и минимальной

P_{\min} нагрузок сети. P_{\max} , P_{\min} равны сумме нагрузок всех подстанций сети в соответствующих режимах.

Ниже приведены расчёты структуры потерь мощности и электроэнергии в рассматриваемом примере электрической сети (см. рис. 10, 11). В табл. 19 занесены результаты расчёта потерь мощности из таблиц «Массив ветвей», расположенных на листах «Норм сх макс режим», «Норм сх мин режим регул U».

Таблица 19. – Потери мощности в элементах нормальной схемы сети

Обозначение	$U_{\text{ном}}$, кВ	Узлы		Максимальная нагрузка		Минимальная нагрузка	
		начало	конец	$\Delta P_{\text{н}}$, МВт	$\Delta P_{\text{пост}}$, МВт	$\Delta P_{\text{н}}$, МВт	$\Delta P_{\text{пост}}$, МВт
ЛЭП	220	1	2	1,067	0,208	0,655	0,210
ЛЭП	220	1	3	0,892	0,143	0,547	0,144
ЛЭП	220	2	3	0,012	0,145	0,008	0,147
ЛЭП	110	5	7	0,083	0,004	0,052	0,004
ЛЭП	220	3	4	0,157	0,216	0,095	0,220
ЛЭП	110	5	6	0,106	0,002	0,065	0,002
ЛЭП	110	6	7	0,001	0,003	0,001	0,003
Транс	220	2	5	0,008	0,136	0,005	0,138
Транс	220	4	7	0,010	0,134	0,006	0,137
Транс	110	6	8	0,027	0,052	0,017	0,053
Транс	110	8	10	0,003	0,000	0,002	0,000
Транс	110	8	11	0,012	0,000	0,007	0,000
Всего				2,378	1,043	1,458	1,058

Суммарная величина потерь мощности режима максимальной нагрузки равна 3,421 МВт (2,07 % от суммарной максимальной нагрузки), в режиме минимальной нагрузки – 2,516 МВт (1,91 % от суммарной минимальной нагрузки).

Структура потерь мощности в электрической сети дана в табл. 20, 21.

Таблица 20. – Структура потерь мощности в электрической сети, МВт

Сеть	При максимальной нагрузке							При минимальной нагрузке						
	Нагрузочные потери			Постоянные потери			Всего потери	Нагрузочные потери			Постоянные потери			Всего потери
	ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма		ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма	
220 кВ	2,128	0,018	2,145	0,713	0,270	0,983	3,129	1,304	0,011	1,315	0,721	0,275	0,996	2,312
110 кВ	0,191	0,042	0,232	0,008	0,052	0,060	0,292	0,117	0,026	0,143	0,008	0,053	0,061	0,204
Вся сеть	2,318	0,059	2,378	0,721	0,322	1,043	3,421	1,422	0,036	1,458	0,729	0,328	1,058	2,516

Таблица 21. – Структура потерь мощности в электрической сети, %

Сеть	При максимальной нагрузке							При минимальной нагрузке						
	Нагрузочные потери			Постоянные потери			Всего потери	Нагрузочные потери			Постоянные потери			Всего потери
	ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма		ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма	
220 кВ	62,19	0,52	62,71	20,84	7,91	28,75	91,46	51,85	0,43	52,28	28,67	10,94	39,60	91,88
110 кВ	5,58	1,22	6,80	0,24	1,51	1,75	8,54	4,66	1,02	5,68	0,33	2,10	2,43	8,12
Вся сеть	67,77	1,74	69,51	21,08	9,41	30,49	100,00	56,51	1,45	57,97	29,00	13,04	42,03	100,00

На рис. 17 приведена графическая иллюстрация структуры потерь мощности в электрической сети.

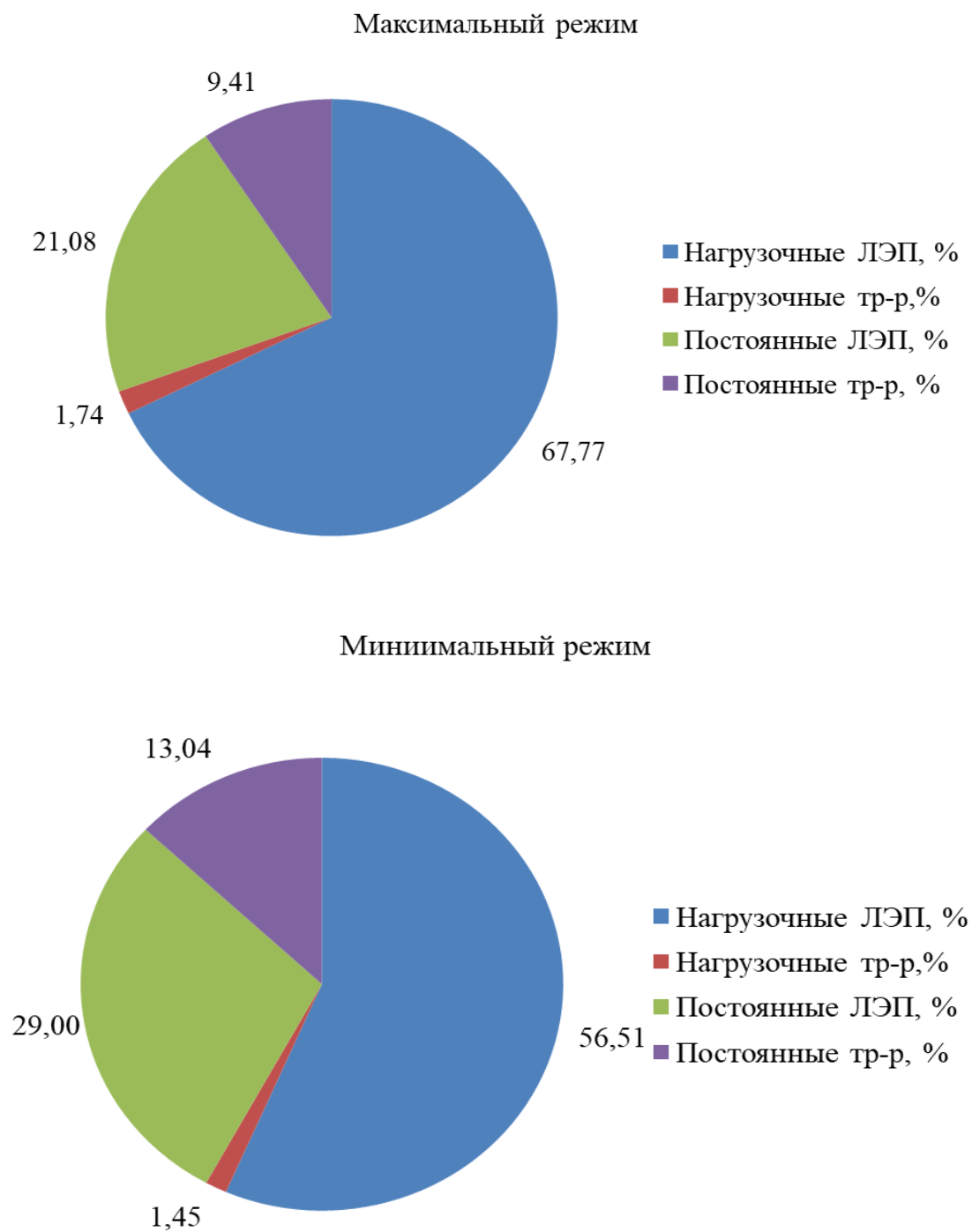


Рис. 17 – Структура потерь мощности в электрической сети

При расчёте потерь электроэнергии используем суммарную нагрузку сети в режимах максимальной и минимальной нагрузок (см. табл.9): $P_{\max}=165$ МВт, $P_{\min}=132$ МВт. Средняя нагрузка равна $P_{\text{ср}}=148,5$ МВт.

Коэффициент заполнения годового графика. $k_3 = \frac{148,5}{165} = 0,9$.

Число часов наибольших потерь мощности за год

$$\tau = \frac{0,9 + 2 \cdot 0,9^2}{3} \cdot 8760 = 7358,4 \text{ ч.}$$

Результаты расчёта технических потерь электроэнергии приведены в табл. 22, 23.

Таблица 22. – Структура технических потерь электроэнергии в сети, МВт·ч

Сеть	Нагрузочные потери			Условно-постоянные потери			Всего потери
	ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма	
220 кВ	15809,269	128,649	15937,918	6246,019	2369,114	8615,133	24553,050
110 кВ	1417,690	303,786	1721,476	71,227	452,126	523,352	2244,828
Вся сеть	17226,958	432,435	17659,393	6317,246	2821,239	9138,485	26797,879

Таблица 23. – Структура технических потерь электроэнергии в сети, %

Сеть	Нагрузочные потери			Условно-постоянные потери			Всего потери
	ЛЭП	тр-р	Сумма	ЛЭП	тр-р	Сумма	
220 кВ	58,99	0,48	59,47	23,31	8,84	32,15	91,62
110 кВ	5,29	1,13	6,42	0,27	1,69	1,95	8,38
Вся сеть	64,28	1,61	65,90	23,57	10,53	34,10	100,00

На рис. 18 приведена графическая иллюстрация структуры потерь электроэнергии в электрической сети.



Рис. 18 – Структура технических потерь электроэнергии в электрической сети

Передачу электроэнергии потребителям (полезный отпуск) за год определим следующим образом.

$$W_{\Pi\Theta} = 8760 P_{\text{ср}}.$$

Отпуск электроэнергии в сеть равен

$$W_{\text{OC}} = W_{\Pi\Theta} + \Delta W.$$

Для рассматриваемого примера получим:

$$W_{\Pi\Theta} = 8760 \cdot 148,5 = 1\,300\,860 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\text{OC}} = 1\,300\,860 + 26\,797,879 = 1\,327\,657,879 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Технические потери электроэнергии в электрической сети за год равны 26 797,879 МВт·ч, что составляет 2,02 % от отпуска электроэнергии в сеть.

Ориентировочные (среднестатистические) значения потерь электроэнергии по отношению к отпуску электроэнергии в сеть составляют для сетей 220 кВ – 3,5 %, для сетей 110 кВ – 4,5 % [1]. Потери электроэнергии в рассмотренном примере (2,02 %) не превышают среднестатистических значений.

6 Ремонтный режим сети

При проведении плановых и аварийных ремонтов отключают ремонтируемое оборудование и формируют ремонтную схему сети. При планировании режимов рассматривают отключение одного любого элемента сети. В ремонтной схеме сети снижается пропускная способность, увеличивается нагрузка на оставшиеся в рабочем состоянии элементы сети. Это может приводить к недопустимому снижению напряжения у потребителей, перегрузке элементов сети. Наибольшие проблемы будут возникать при отключении наиболее нагруженного элемента сети (см. табл. 15) в режиме максимальной нагрузки. Для определения отключаемого элемента просмотрите табл. 15 и выберите наиболее нагруженную (в процентном отношении) ветвь.

Необходимо выполнить коррекцию модели нормальной схемы сети и рассчитать режим при максимальной нагрузке сети. При использовании программы «Режим S» коррекция модели сети состоит во внесении изменений в таблицу «Массив ветвей» на листах «Рем сх макс режим» и «Рем сх мин режим». Возможны несколько вариантов коррекции модели сети, обусловленные применяемыми формулами расчёта параметров моделей элементов сети:

- а) отключаемая ветвь – это модель одноцепной ЛЭП. Для её отключения в таблице «Массив ветвей» в столбце «вкл/откл» поставьте единицу против выбранной ветви;
- б) отключаемая ветвь – это модель двухцепной ЛЭП или двух параллельно работающих двухобмоточных трансформаторов. В этом случае для моделирования отключения одной цепи ЛЭП (одного трансформатора) необходимо изменить сопротивления и проводимости этой ветви в таблице «Массив ветвей». Сопротивления R_v и X_v увеличить в 2 раза, а проводимости G_v , B_v – уменьшить в 2 раза;
- с) отключаемая ветвь – это одна из ветвей модели трёхобмоточного трансформатора или автотрансформатора. (см. рис. 14). В этом случае необходимо одновременно изменить параметры всех ветвей,

входящих в состав модели такого элемента сети. В таблице «Массив ветвей». сопротивления R_v и X_v всех ветвей, принадлежащих выбранному трёхобмоточному трансформатору или автотрансформатору, увеличить в 2 раза, а проводимости G_v , B_v – уменьшить в 2 раза.

По завершению коррекции модели сети выполните расчёты режимов при максимальной и минимальной нагрузках и анализ полученных результатов так, как это было сделано для нормальной схемы сети (см. п. 5.1 – 5.3 методических указаний). При необходимости выполните регулирование параметров режима ремонтной схемы сети при рассматриваемых нагрузках.

Рассмотрим пример формирования ремонтной схемы сети и расчёты режимов при максимальной и минимальной нагрузках. В табл. 15 приведены результаты расчёта нагрузки ветвей в нормальной схеме при максимальной нагрузке. Наиболее нагруженной ветвью в нормальной схеме является ветвь 6 – 8. Её максимальная нагрузка составляет 39,6 % от длительно допустимой нагрузки. Выбранная ветвь 6 – 8 является одной из ветвей модели двух параллельно работающих трёхобмоточных трансформаторов подстанции ПС В. К модели этого элемента сети относятся также ветви 8 – 10 и 8 – 11. При отключении одного из двух параллельно работающих трёхобмоточных трансформаторов подстанции ПС В в ремонтном режиме необходимо корректировать параметры трёх ветвей модели трансформатора: 6 – 8, 8 – 10 и 8 – 11. Вид модели ремонтной схемы сети показан на рис. 19. Параметры модели ремонтной схемы приведены в табл. 24.

Расчёты режимов выполнены программой «Режим S» при размещении массивов данных на листах «Рем сх макс режим» и «Рем сх мин режим». Результаты расчёта режима максимальной нагрузки ремонтной схемы приведены в табл. 25, 26. Результаты расчёта режима минимальной нагрузки находятся на листе «Рем сх мин режим».

Таблица 24. – Исходные данные о параметрах ветвей ремонтной схемы

ВКЛ/ОТКЛ	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	$R_{\text{в}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{в}}, \text{ Ом}$	$G_{\text{в}}, \text{ См}$	$B_{\text{в}}, \text{ См}$	$k_{\text{т}}$
	1	2	8,47	30,45	3,65E-06	1,82E-04	
	1	3	5,88	25,74	2,50E-06	1,58E-04	
	2	3	6,05	21,75	2,61E-06	1,30E-04	
	5	7	9,90	21,00	2,35E-07	1,35E-04	
	3	4	9,08	32,63	3,91E-06	1,95E-04	
	5	6	4,86	12,39	1,21E-07	8,25E-05	
	6	7	7,92	16,80	1,88E-07	1,08E-04	
	2	5	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
	4	7	0,52	29,60	2,46E-06	-2,36E-05	0,526
	6	8	2,60	88,90	1,74E-06	-1,21E-05	1,000
	8	10	2,60	52,00	0,00E+00	0,00E+00	0,091
	8	11	2,60	0,00	0,00E+00	0,00E+00	0,335

Таблица 25. – Расчётные параметры режима узлов ремонтной схемы сети при максимальной нагрузке

$N_{\text{уз}}$	Напряжение		Мощность КУ	
	модуль, кВ	угол, град.	$P_{\text{ку}}, \text{ МВт}$	$Q_{\text{ку}}, \text{ Мвар}$
1	242,000	0,00	0,000	0,000
2	235,683	-2,21	0,000	0,000
3	236,466	-2,07	0,000	0,000
4	233,770	-2,91	0,000	0,000
5	123,380	-3,05	0,000	0,000
6	122,058	-3,70	0,000	0,000
7	121,944	-3,78	0,000	0,000
8	116,745	-9,02	0,000	0,000
10	10,617	-10,11	0,000	0,000
11	39,009	-8,96	0,000	0,000

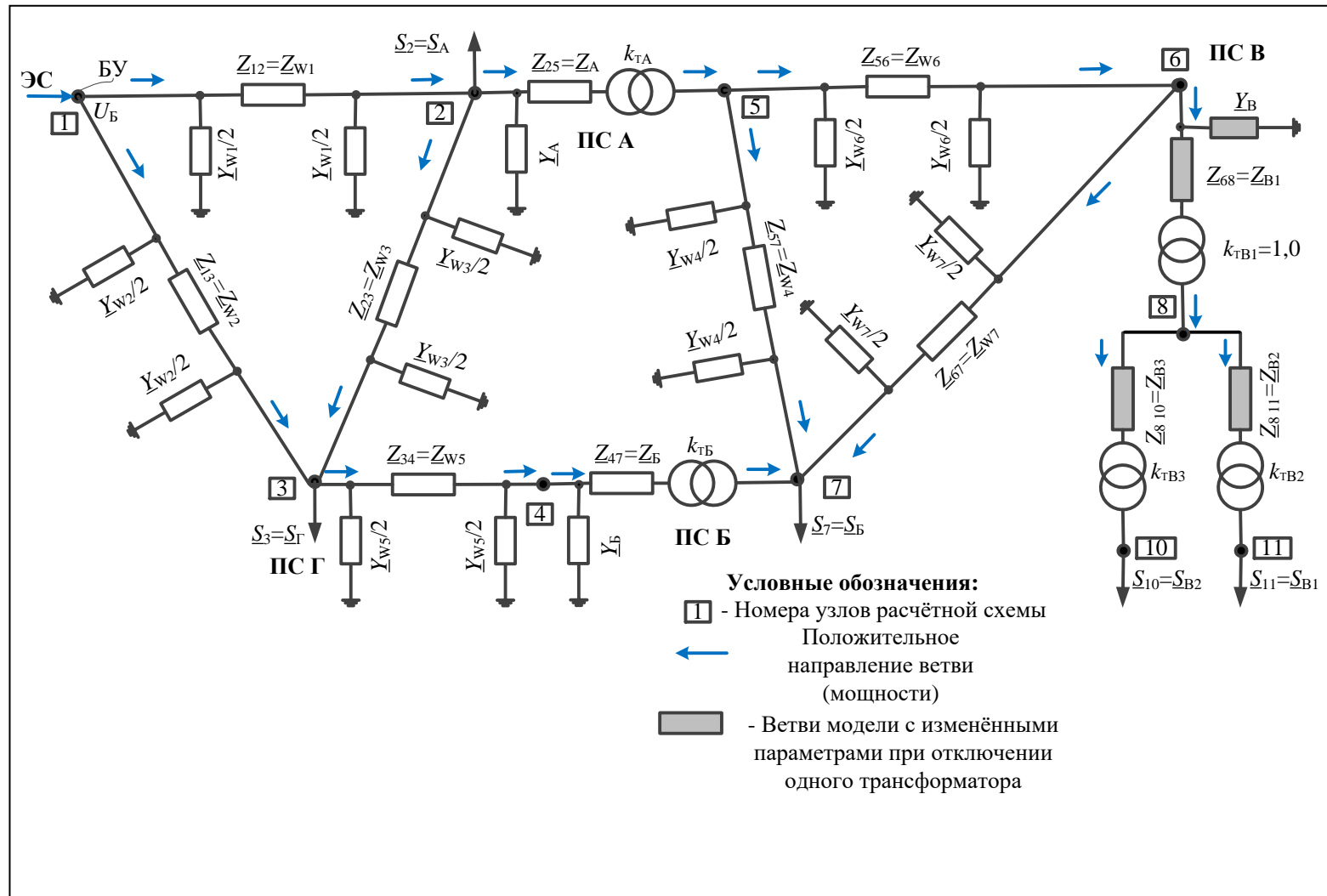


Рис. 19 – Модель ремонтной схемы сети

Таблица 26. – Расчётные параметры режима ветвей сети при максимальной нагрузке
в ремонтной схеме сети

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Начало ветви		Конец ветви		I , кА	Потери мощности нагрузочные		Потери мощности постоянные	
		P , МВт	Q , Мвар	P , МВт	Q , Мвар		ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар
1	2	80,55	23,90	79,28	30,47	0,204	1,059	3,809	0,208	-10,384
1	3	87,86	28,78	86,83	33,97	0,224	0,886	3,878	0,143	-9,067
2	3	-8,19	-9,79	-8,35	-2,59	0,025	0,012	0,042	0,145	-7,245
5	7	10,79	2,38	10,71	4,23	0,053	0,083	0,177	0,004	-2,031
3	4	28,48	6,38	28,11	16,61	0,075	0,153	0,551	0,216	-10,780
5	6	16,54	6,13	16,43	7,12	0,084	0,102	0,260	0,002	-1,242
6	7	1,33	-0,61	1,33	1,00	0,006	0,001	0,002	0,003	-1,607
2	5	27,47	10,26	27,33	8,51	0,070	0,008	0,441	0,137	1,313
4	7	28,11	16,61	27,96	14,77	0,079	0,010	0,551	0,134	1,291
6	8	15,10	7,72	15,02	5,85	0,080	0,050	1,696	0,026	0,180
8	10	5,00	0,84	5,00	0,75	0,025	0,005	0,098	0,000	0,000
8	11	10,02	5,00	10,00	5,00	0,055	0,024	0,000	0,000	0,000

Для сопоставления рабочих параметров режимов ремонтной схемы с их предельно допустимыми значениями составлены табл. 27, 28.

Таблица 27. – Рабочие и допустимые напряжения узлов в ремонтной схеме

$N_{уз}$	Наименование	$U_{ном, кВ}$	Режим максимальной нагрузки			Режим минимальной нагрузки		
			$U_{min доп, кВ}$	$U_{раб, кВ}$	$U_{max доп, кВ}$	$U_{min доп, кВ}$	$U_{раб, кВ}$	$U_{max доп, кВ}$
1	ЭС1. СШ 220 кВ	220		242,000	252,0		242,000	252,0
2	ПС А СШ 220 кВ	220		235,683	252,0		237,276	252,0
3	ПС Г СШ 220 кВ	220		236,466	252,0		237,940	252,0
4	ПС Б СШ 220 кВ	220		233,770	252,0		235,861	252,0
5	ПС А СШ 110 кВ	110		123,380	126,0		124,325	126,0
6	ПС В СШ 110 кВ	110		122,058	126,0		123,215	126,0
7	ПС Б СШ 110 кВ	110		121,944	126,0		123,227	126,0
8	модель транс.	110		116,745	126,0		117,727	126,0
10	ПС В СШ 10 кВ	10	10,5	10,617	12,0		10,642	10,0
11	ПС В СШ 35 кВ	35	36,8	39,009	40,5		39,354	40,5

Таблица 28. – Токи ветвей в ремонтной схеме электрической сети

Тип ветви	Узлы ветви		$I_{доп, А}$	Режим максимальной нагрузки		Режим минимальной нагрузки	
	$N_{нач}$	$N_{кон}$		$I_{расч, А}$	$I_{расч}/ I_{доп, \%}$	$I_{расч, А}$	$I_{расч}/ I_{доп, \%}$
L_1	1	2	610	204	33,5	161	26,4
L_2	1	3	690	224	32,5	176	25,5
L_3	2	3	610	25	4,1	21	3,4
L_4	5	7	445	53	11,9	42	9,4
L_5	3	4	610	75	12,3	59	9,7
L_6	5	6	510	84	16,4	67	13,2
L_7	6	7	445	6	1,4	6	1,3
ПС А В-С	2	5	408×2	70	8,6	56	6,8
ПС Б В-С	4	7	408×2	79	9,7	63	7,7

Продолжение табл. 28

Тип ветви	Узлы ветви		$I_{\text{доп}}, \text{А}$	Режим максимальной нагрузки		Режим минимальной нагрузки	
	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$		$I_{\text{расч}}, \text{А}$	$I_{\text{расч}}/I_{\text{доп}}, \%$	$I_{\text{расч}}, \text{А}$	$I_{\text{расч}}/I_{\text{доп}}, \%$
ПС В ВН	6	8	105	80	75,9	67	63,8
ПС В НН	8	10	105	25	23,9	23	22,0
ПС В СН	8	11	105	55	52,8	44	41,8

Примечание: При определении $I_{\text{доп}}$ учитывается число параллельных цепей ЛЭП и число параллельно включённых трансформаторов.

Из табл. 27 видно, что необходима коррекция рабочего напряжения в узле 10 в режиме минимальной нагрузки. Для этого следует изменить коэффициенты трансформации в ветвях 8 – 10 и 8 – 11. При переключении РПН трёхобмоточного трансформатора ПС В с ответвления 0 на ответвление 4 и соответствующем изменении коэффициентов трансформации рабочее напряжение в узле 10 равно 9,935 кВ, что соответствует ограничениям.

Рабочие токи ветвей (см. табл. 28) в ремонтной схеме не превышают допустимых значений при максимальной и минимальной нагрузках.

7 Выводы по проекту

При формировании выводов (заключения) укажите следующее:

- какие схемы и режимы рассмотрены в работе. Укажите величину суммарной нагрузки в этих режимах. Опишите состав оборудования в нормальной и ремонтной схемах;
- оцените результаты расчётов режимов в нормальной схеме. Соответствуют ли рабочие параметры режимов допустимой области. Опишите мероприятия для ввода режимов в допустимую область;
- оцените результаты расчётов режимов в ремонтной схеме. Соответствуют ли рабочие параметры режимов допустимой области. Опишите мероприятия для ввода режимов в допустимую область;

- приведите результаты расчётов потерь электроэнергии в электрической сети. Сделайте вывод о соответствии расчётных величин потерь электроэнергии среднестатистическим величинам.

8 Оформление курсового проекта

Курсовой проект оформляется в виде пояснительной записки и графической части из трёх чертежей. Записка (объемом до 40 с. текста) состоит из нескольких разделов. Правила оформления пояснительной записки, рекомендации по содержанию её отдельных разделов установлены в настоящее время приказом ректора ДГТУ № 242 от 16.12.2020.

Пояснительная записка должна содержать титульный лист, задание с исходными данными, содержание, введение, основную часть, заключение, библиографическое описание. Исходные данные и результаты расчетов режимов на ЭВМ могут быть приведены в приложении.

Графическая часть проекта выполняется на отдельных листах А1.

Чертёж № 1. Принципиальные схемы электрической сети. На этом листе, условно разделённом пополам, приведите нормальную схему и ремонтную схему.

Чертёж № 2. Схемы замещения нормальной схемы сети, параметры режимов сети. На этом листе, условно разделённом пополам, приведите схемы замещения с указанием численных значений параметров схемы для расчёта режимов максимальной и минимальной нагрузок. На эти схемы нанесите направления потоков мощности по ветвям и их численные значения, значения напряжений в узлах схемы.

Чертёж № 3. Схемы замещения ремонтной схемы сети, параметры режимов сети. На этом листе, условно разделённом пополам, приведите схемы замещения с указанием численных значений параметров схемы для расчёта режимов максимальной и минимальной нагрузок. На эти схемы нанесите

направления потоков мощности по ветвям и их численные значения, значения напряжений в узлах схемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
3. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Дата введения 2003-01-01.//Электротехническая библиотека Eлес.ru.
4. Методика расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде: приложение 1 к Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г., № 326.