

Министерство образования и науки Российской Федерации

Донской государственный технический университет

Методические указания

к лабораторным занятиям по дисциплине

«Проектирование электрических сетей»

Ростов-на-Дону

ДГТУ

2022

УДК 621.311.1.016 (076.5)

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составитель: Хлебников В.К.

Методические указания к лабораторным занятиям по дисциплине «Проектирование электрических сетей» / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2022. – 64 с.

Настоящие указания содержат описание, необходимые справочные данные и порядок выполнения лабораторных работ, предусмотренных программой дисциплины «Проектирование электрических сетей».

Предназначены для студентов очной и заочной форм обучения по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника».

© Донской государственный
технический университет, 2022

© Хлебников В.К.

Содержание

Общие указания	4
Варианты задания	4
Лабораторная работа № 1. Применение программы RastrWin для расчётов режимов при проектировании электрической сети	7
Лабораторная работа № 2. Разработка компьютерной модели электрической сети для расчёта нормальных режимов.....	23
Лабораторная работа № 3. Моделирование нормальных режимов электрической сети	27
Лабораторная работа № 4. Разработка компьютерной модели электрической сети для расчётов ремонтных режимов при проектировании...	31
Лабораторная работа № 5. Моделирование ремонтных режимов электрической сети и разработка мероприятий по вводу режима в допустимую область.....	36
Лабораторная работа № 6. Оптимизация режима электрической сети	42
Лабораторная работа № 7. Оптимизация мощности и мест размещения источников реактивной мощности.....	47
Лабораторная работа № 8. Показатели надёжности электрической сети 220 – 110 кВ.....	52
Приложение	60

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Выполнение лабораторных работ по дисциплине «Проектирование электрических сетей» призвано способствовать углублению и закреплению знаний об основных приёмах проектирования электрических сетей, полученных студентами при теоретическом изучении дисциплины.

Работы выполняются с применением математических моделей электрических сетей и программного комплекса RastrWin для ПЭВМ.

При выполнении лабораторных работ студенты обязаны соблюдать требования техники безопасности, обеспечить сохранность оборудования.

После выполнения очередного пункта задания необходимо предоставлять преподавателю его результаты.

Отчёт по каждой работе должен оформляться каждым студентом в соответствии со стандартами ДГТУ и содержать наименование, цель работы, задание, исходные данные в виде таблиц и схем, результаты по каждому пункту задания, анализ результатов моделирования, выводы.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЯ

Вариант работы задаётся преподавателем (табл. В.1). Принципиальная схема исследуемой электрической сети показана на рис. В.1. Эта схема используется при выполнении всех лабораторных работ. На принципиальной схеме (рис. В.1) пунктиром показаны запроектированные ЛЭП и подстанции (ПС), сплошными линиями – существующие к началу проектного периода элементы сети. Номинальные мощности трансформаторов новых ПС определяются студентами в зависимости от максимальной нагрузки ПС (табл. В.1). Число часов использования максимальной нагрузки сети T_{\max} приведено в табл. В.1.

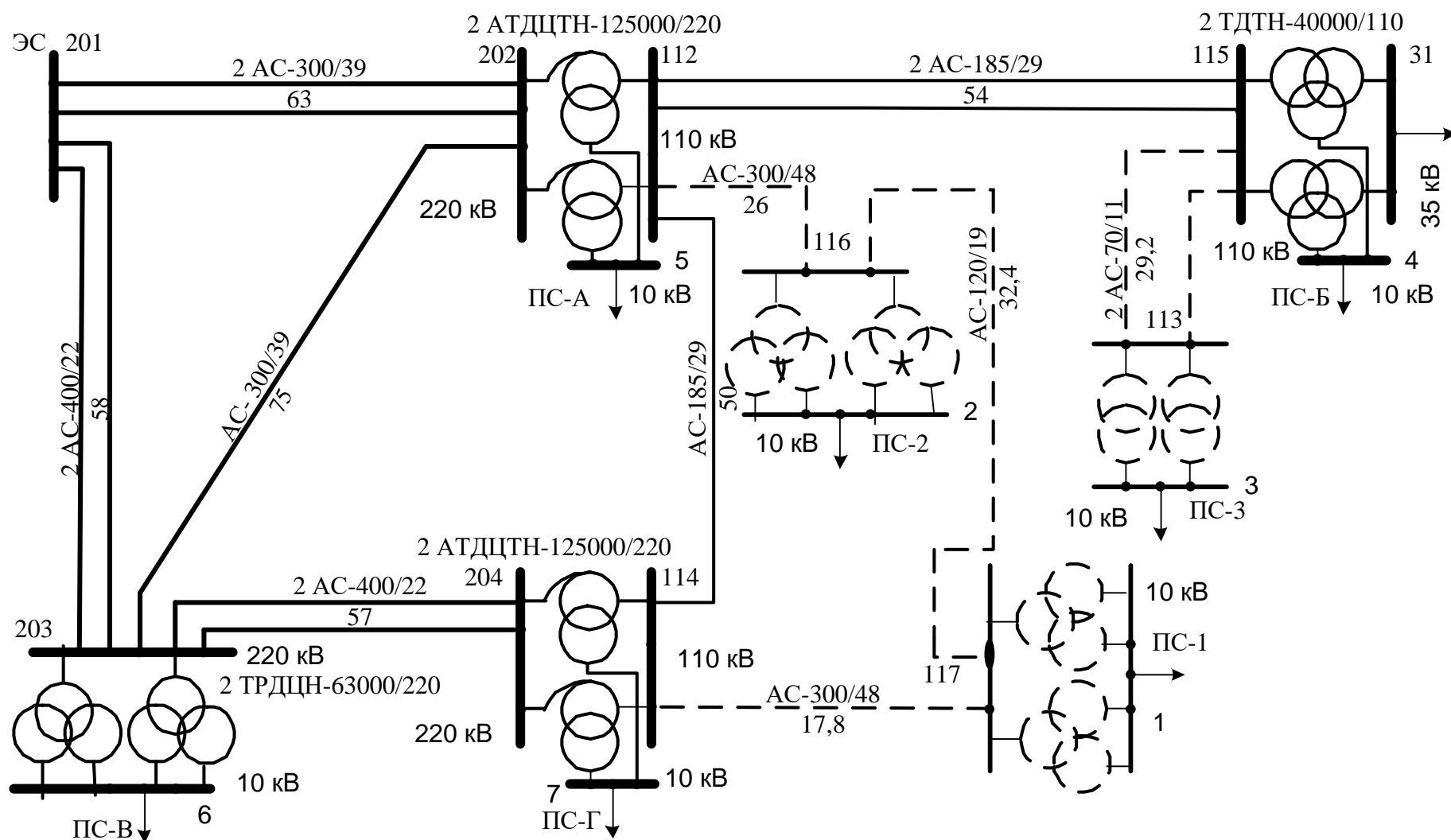


Рис. В.1. Принципиальная схема проектируемой электрической сети

Базисно-балансирующим узлом (БУ) в схеме замещения сети является узел номер 201 – шины электростанции ЭС. Напряжение в БУ принято равным $1,1 U_{\text{ном}}$, т.е. 242 кВ.

Таблица В.1. – Варианты максимальных нагрузок проектируемых подстанций

Номер варианта	$T_{\text{max}},$ ч	ПС-1		ПС-2		ПС-3	
		$P_{\text{max}},$ МВт	$Q_{\text{max}},$ Мвар	$P_{\text{max}},$ МВт	$Q_{\text{max}},$ Мвар	$P_{\text{max}},$ МВт	$Q_{\text{max}},$ Мвар
1	5600	61	40	39	25	18	12
2	4500	61	34	30	17	14	8
3	4800	40	26	63	41	6	4
4	5300	56	38	44	29	7	5
5	5100	59	40	29	20	16	11
6	5000	50	31	34	21	18	11
7	4900	57	32	29	16	10	5
8	4700	66	47	17	12	19	14
9	4600	55	37	24	16	19	13
10	5200	29	21	64	47	10	7

Мощность каждого трансформатора проектируемых подстанций выбирается по данным табл. В.1:

$$S_{\text{тр}} = (0,65 \div 0,7) S_{\text{max}}, \quad (\text{В.1})$$

где $S_{\text{тр}}$ – мощность одного трансформатора;

S_{max} – максимальная нагрузка подстанции, МВ·А, которая определяется по формуле

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}. \quad (\text{В.2})$$

Величина $S_{\text{тр}}$ округляется до ближайшей большей номинальной мощности.

Параметры трансформаторов приведены в приложении.

Нагрузки на шинах существующих подстанций являются одинаковыми во всех вариантах работ (табл. В.2).

Таблица В.2. – Максимальные нагрузки существующих подстанций

Мощности нагрузок	ПС-А, шины 10 кВ	ПС-Б, шины 35 кВ	ПС-Б, шины 10 кВ	ПС-В, шины 10 кВ	ПС-Г шины 10 кВ
$P_{\text{max}},$ МВт	110	15	10	80	90
$Q_{\text{max}},$ Мвар	70	10	5	50	60

Лабораторная работа № 1

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММЫ RASTRWIN ДЛЯ РАСЧЁТОВ РЕЖИМОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цель работы: Освоение основных приёмов работы с программным комплексом RastrWin.

Задание

1. Ознакомиться с назначением и составом программного комплекса RastrWin.
2. Изучить порядок подготовки исходных данных для расчёта установившегося режима.
3. Освоить основные приёмы работы с интерфейсом программы.
4. Ввести исходные данные в программный комплекс RastrWin.
5. Выполнить расчёт режима электрической сети при нормальной схеме.
6. Выполнить коррекцию исходных данных при отключении ЛЭП.
7. Выполнить расчёт режима для ремонтной схемы сети.

Методические указания

1. Общие сведения о программном комплексе RastrWin

Программный комплекс RastrWin используется для решения задач расчёта установившихся режимов электрических сетей, оптимизации режима электрической сети по критерию минимума потерь активной мощности при вариации коэффициентов трансформации трансформаторов и реактивной мощности источников.

Программный комплекс RastrWin разработан на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского политехнического института (автор Неуймин В.Г.) и широко применяется в технических службах энергосистем и проектных организациях.

В данной лабораторной работе используется демонстрационная версия RastrWin, в которой недоступна функция сохранения файлов в формате RastrWin на диск.

Основными элементами комплекса являются:

- табличный процессор, позволяющий вводить, корректировать и сохранять исходные данные и результаты расчётов в форме таблиц;
- графический процессор, предназначенный для графического отображения расчётной схемы и режимных параметров;
- база данных используемая для хранения исходных и расчётных данных, описания состава и способа представления данных для пользователя.

Математическая модель установившегося режима электрической сети, положенная в основу комплекса RastrWin, представляет собой уравнения узловых напряжений (УУН) в форме баланса мощности

$$\hat{U}_i \underline{Y}_{ii} \dot{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \hat{U}_i \underline{Y}_{ik} \dot{U}_k = \hat{S}_{yi}(U_i) - \hat{U}_i \underline{Y}_{iB} \dot{U}_B, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (1.1)$$

где \dot{U}_i – вектор напряжения в i -м узле сети ($\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$);

\dot{U}_k – вектор напряжения в k -м узле сети ($\dot{U}_k = U_k e^{j\delta_k}$);

\dot{U}_B – вектор напряжения в БУ ($\dot{U}_B = U_B$);

\underline{S}_{yi} – узловая мощность i -го узла

($\underline{S}_{yi}(U_i) = \underline{S}_{генi} - \underline{S}_{нагрi} = P_{yi}(U_i) + jQ_{yi}(U_i)$), зависящая от напряжения этого узла;

n – число независимых узлов в схеме;

\underline{Y}_{ii} – собственная проводимость узла i ($\underline{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = Y_{ii} e^{-j(\frac{\pi}{2} - \gamma_{ii})}$);

\underline{Y}_{ik} – взаимная проводимость узлов i и k

($\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} = Y_{ik} e^{-j(\frac{\pi}{2} - \gamma_{ik})}$);

\underline{Y}_{iB} – взаимная проводимость узла i и балансирующего.

Символ $\hat{}$ в (1.1) означает сопряжённую величину.

В полярной системе координат (модуль, угол) УУН (1.1) после разделения на действительную и мнимую части примут следующий вид

$$P_{yi}(U_i) - G_{ii}U_i^2 + \sum_{k \in A_i} U_i U_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k - \gamma_{ik}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, (1.2a)$$

$$Q_{yi}(U_i) - B_{ii}U_i^2 - \sum_{k \in A_i} U_i U_k Y_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k - \gamma_{ik}) = 0$$

$$i = 1, 2, \dots, n, (1.2б)$$

где A_i – множество номеров узлов непосредственно связанных с узлом i .

Система нелинейных уравнений (1.2a), (1.2б) решается методом Ньютона-Рафсона.

Запуск программы RastrWin осуществляется обычным способом из каталога RastrWin (рис. 1.1).

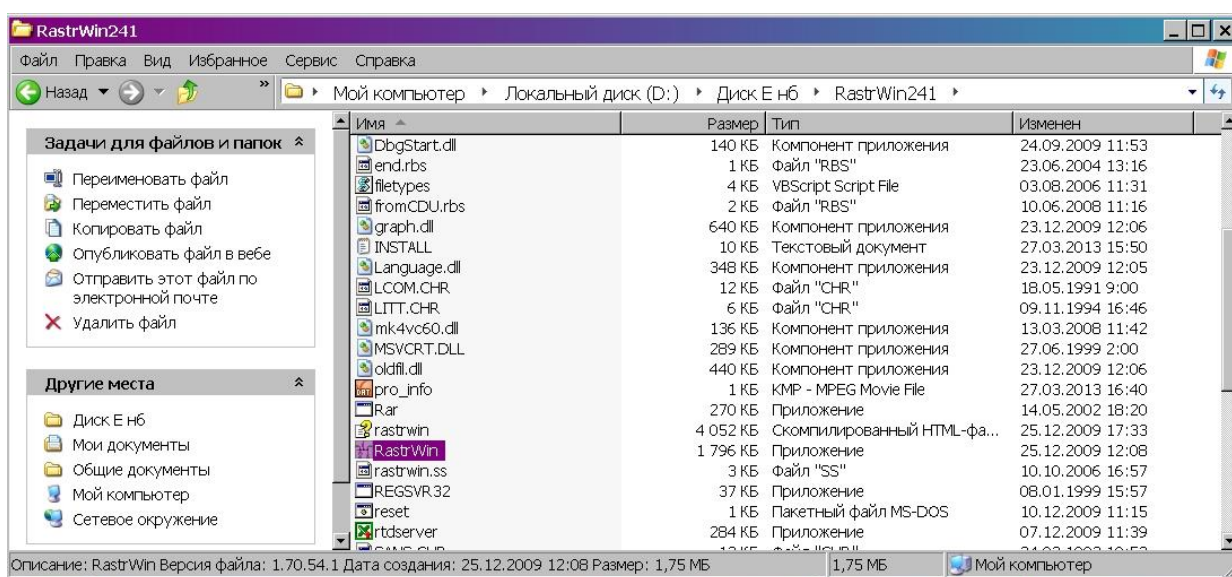


Рис. 1.1

При появлении сообщения «Защита от копирования» щёлкните левой кнопкой мышки по кнопке «ОК» (рис. 1.2).

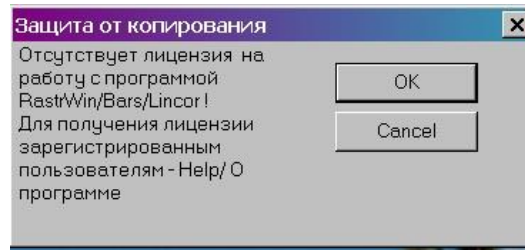


Рис.1.2

2. Подготовка исходных данных для расчёта установившегося режима

Перед началом работы с RastrWin необходимо сформировать данные об узлах и ветвях расчётной схемы. Используются три типа описания узлов сети (табл. 1.1).

Таблица 1.1. – Типы узлов в комплексе RastrWin

Дано	Найти	Тип узла
P_i, Q_i	U_i, δ_i	Нагрузочный или промежуточный, PQ -тип
U_i, δ_i	P_i, Q_i	Балансирующий, $U\delta$ -тип
P_i, U_i	Q_i, δ_i	Идеальный генератор, PU -тип

Линии электропередачи представляются П-образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы – Г-образными схемами, трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы – трёхлучевой звездой.

При подготовке исходных данных необходимо выполнить следующее:

- Нарисовать схему замещения сети с указанием всех узлов и ветвей.
- Пронумеровать все узлы схемы замещения сети, включая все промежуточные узлы. Узлами являются сборные шины электростанций и подстанций, точки подключения генераторов, нагрузок, точки ответвления ЛЭП, промежуточные узлы схем замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Номер узла должен быть уникальным числом в диапазоне от 1 до

32000, сквозная нумерация необязательна. Для простоты ориентации в схеме, узлам, относящимся к одному объекту, целесообразно давать похожие номера (7, 17, 107, 1007 и т.д.). Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети.

- Для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему.
- Для каждого узла нагрузки (PQ -тип) определить активную и реактивную мощности потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и $\cos \varphi$, – рассчитать реактивную мощность.
- для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} - Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) ($U_{\text{зд}}$) модуль напряжения. Особенности задания исходных данных для таких узлов объясняются действием регуляторов возбуждения синхронных машин (СМ). Обычно СМ поддерживает неизменным модуль напряжения на шинах высокого напряжения (за трансформатором) или на шинах генераторного напряжения за счёт регулирования реактивной мощности, выдаваемой СМ. Минимальная реактивная мощность Q_{\min} соответствует $\cos \varphi = 0,96$, а максимальная, как правило, $\cos \varphi = 0,85$. В ходе расчёта режима RastrWin контролирует реактивную мощность и при нарушении одного из заданных пределов фиксирует реактивную мощность на его значении и освобождает модуль напряжения.
- При наличии в узле шунтов на землю – батареи статических конденсаторов (БСК) или шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в мкСм) и нанести на схему.
- Для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задаётся в

микросименсах и ёмкостный характер отражается знаком минус).

- Для трансформаторов определить сопротивление $R + jX$, приведённое к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G + jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы).
- Автотрансформаторы и трёхобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации.
- При наличии в сети группы параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе.
- Определить номер балансирующего узла и модуль его напряжения.

Пример расчётной схемы показан на рис. 1.3.

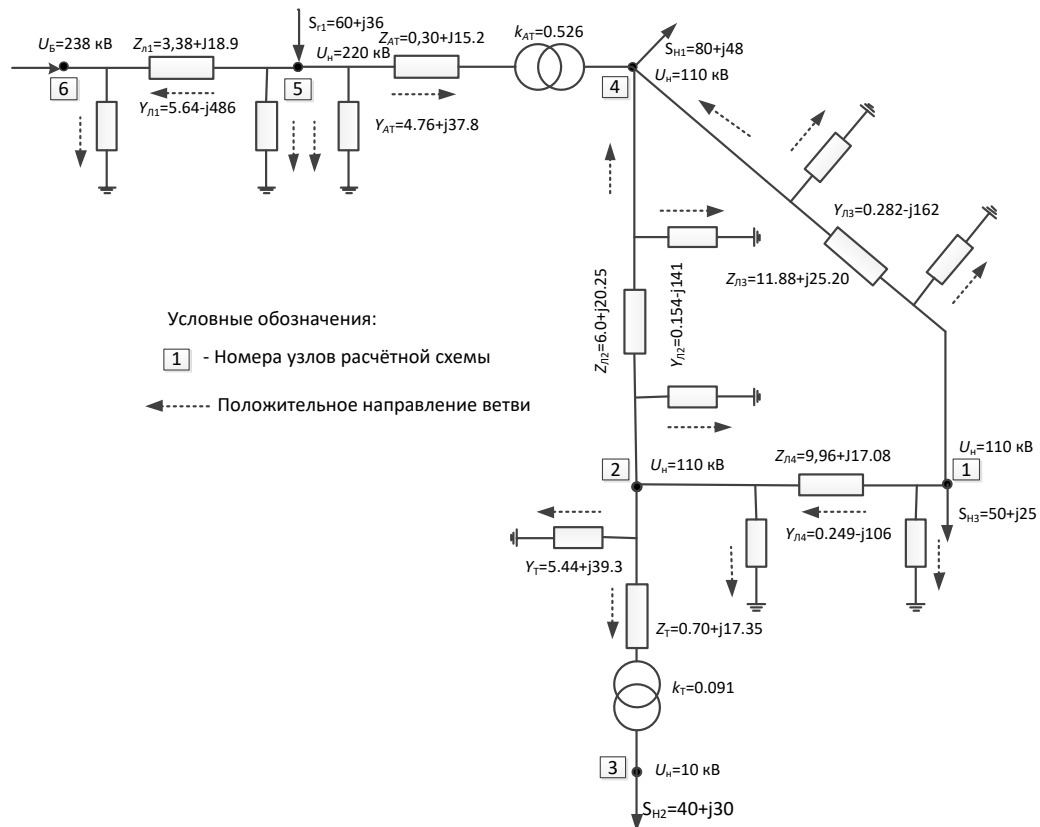


Рис.1.3

3. Ввод исходных данных в программный комплекс RastrWin

При загрузке RastrWin в демонстрационном режиме в соответствии с указаниями п.1 (рис. 1.1, 1.2) появится окно, показанное на рис. 1.4.

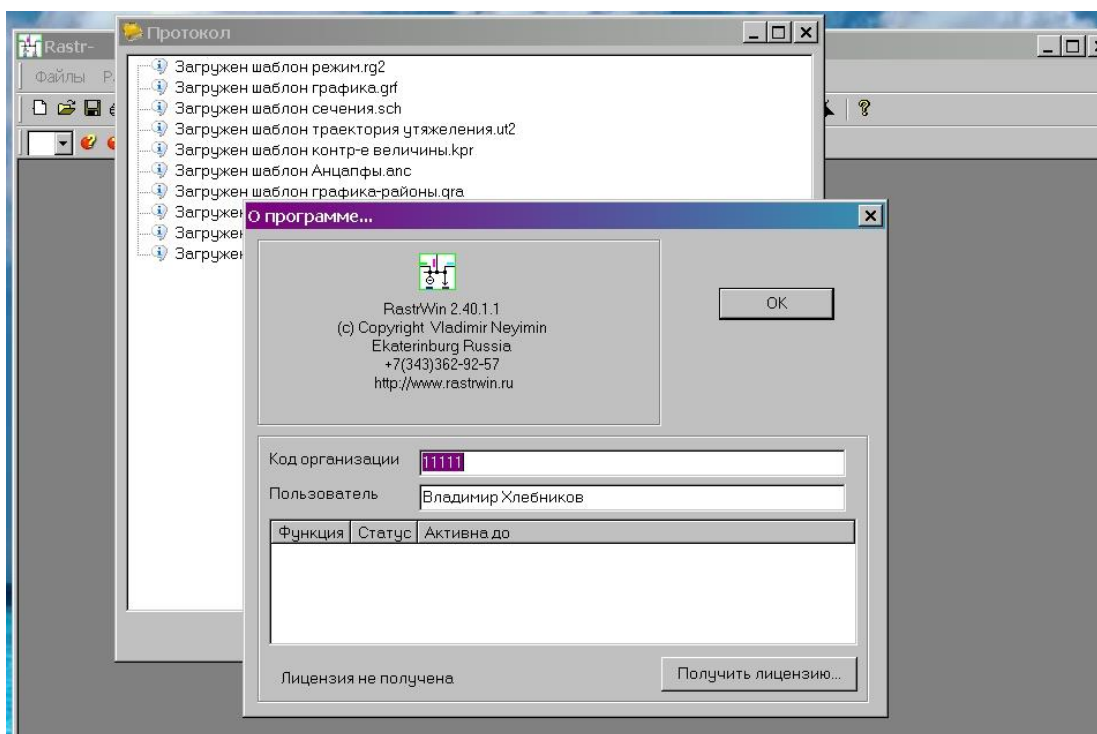


Рис.1.4

Щёлкните левой кнопкой мышки по кнопке «ОК» и закройте протокол загрузки шаблонов. В верхней части окна «**Rastr-**» расположено главное меню, содержащее следующие пункты: «**Файлы**», «**Расчеты**», «**Открыть**», «**Таблица**», «**Графика**», «**Окна**», «**Help**».

Перед вводом параметров новой схемы выберите в пункте «**Файлы**» подпункт «**Новый**». Появится окно «**Открыть новый файл Новый**», в котором необходимо отметить галочкой позицию «**режим. rg2**» и нажать мышкой на «**ОК**». Затем выберите в пункте «**Открыть**» подпункт «**Узлы**» и ещё раз «**Узлы**». Появится окно «**Узлы**» для ввода данных об узлах сети. В пункте «**Открыть**» выберите подпункт «**Ветви**» и ещё раз «**Ветви**». В результате на экране будут размещены два окна. Переведите окно «**Rastr**» в полноэкранный режим и растяните окна «**Узлы**» и «**Ветви**» так, чтобы были видны все колонки таблиц.

Введите информацию об узлах сети. Щёлкните левой клавишей мышки по кнопке «Добавить» из панели инструментов, расположенной ниже главного меню. В окне «Узлы» («Ветви») появится очередная строка для ввода данных. Щёлкните левой кнопкой мышки в поле столбца «Тип» и выберите из появившегося списка тип узла: *База*, *Нагр*, *Ген* *Ген+*, *Ген-*. Для простейших расчётов достаточно использовать типы *База*, *Нагр*. Список основных параметров узлов дан в табл. 1.2.

Таблица 1.2. – Параметры узлов сети

О	Отметка узла для сортировки, выборки и др.
S	Состояние узла (включён или отключён)
Район	Номер района, к которому относится узел
Номер	Номер узла по схеме замещения
N_схн	Номер статической характеристики нагрузки
Название	Название узла
U_ном	Номинальное напряжение, кВ
P_н, Q_н	Мощность нагрузки, МВт, Мвар для узла PQ-типа
P_г, Q_г	Мощность генерации, МВт, Мвар для узла PQ-типа
Q_min, Q_max, V_зд	Пределы генерации реактивной мощности, заданное напряжение для узлов типа PU-тип
G_ш, B_ш	Проводимость ШР или БСК, мкСм
V, Delta	Для БУ заданное напряжение при Delta=0

Примечание: Жирным шрифтом выделены минимально необходимые данные.

Для ввода данных об узле сети дважды щёлкните левой клавишей мышки в поле данных. Появится поле ввода и каретка. Введите необходимое число, отделяя дробную часть точкой. Добавьте следующую строку для очередного узла сети. Всегда можно вернуться к ранее введённым данным и изменить их, дважды щёлкнув левой клавишей мышки в поле данных.

Пример заполнения данных об узлах для схемы рис. 1.3 приведён на рис 1.5.

OS	Тип	Номер	Название	U_ном	с-Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	В_ш	V	Delta	Район
1	База 6	C1		220						238	2	200				238		
2	Нагр 5	ПСТ1 ВН		220				60	36									
3	Нагр 4	ПСТ1 СН		110		80	48											
4	Нагр 3	ПСТ2 НН		10		40	30											
5	Нагр 1	ПСТ3 ВН		110		50	25											
6	Нагр 2	ПСТ2 ВН		110														

Рис.1.5

Аналогичные действия выполняются при вводе данных о ветвях в окно «Ветви» (табл. 1.3). Первоначально в столбце «Тип» появится надпись «Выкл». Не обращайте на это внимания, введите всю информацию о ветви. Название ветви появится автоматически при выполнении расчёта или переключении в окно «Узлы» и обратно.

В таблице окна «Ветви» по умолчанию отсутствует колонка для ввода действительной составляющей проводимости ветви на землю. Для того, чтобы вставить такую колонку необходимо выполнить следующее. Установите курсор на поле заголовка «В» и щёлкните правой кнопкой мыши. Появится всплывающее меню, в котором выберите команду «Вставить до». Появится обширный список наименований дополнительных столбцов. Щёлкните по строке списка, в которой указана «проводимость на землю мкСм G» (первая строка списка). В результате этих действий в окне «Ветви» перед столбцом «В» появится столбец «G». Так можно сформировать последовательность данных по своему усмотрению. Пример заполнения данных о ветвях показан на рис. 1.6.

Таблица 1.3. – Параметры ветвей сети

O	Отметка ветви для сортировки, выборки и др.
S	Состояние ветви (включена или отключена)
N_нач, N_кон	Номера узлов, ограничивающих ветвь. Для трансформатора (автотрансформатора) N_нач – номер узла на стороне ВН.
N_п	Номер ветви в группе параллельных ветвей
R, X	Продольные сопротивления ветви, Ом
G, B	Проводимости на землю, мкСм. Для ЛЭП общая проводимость П-образной схемы ($B < 0$), для трансформатора проводимость в Г-образной схеме ($B > 0$)
K_{т/r}, K_{т/i}	Действительная и мнимая составляющие коэффициента трансформации. Обязательна для ветви трансформатора ($K_{т/r} < 1$)
I_доп	Допустимый ток, А

Примечание: Жирным шрифтом выделены минимально необходимые данные.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_групп	Название	R	X	B	K _{т/r}
1			ЛЭП	5	6		ПСТ1 ВН - С1	3.38	18.9	-486	
2			ЛЭП	2	4		ПСТ2 ВН - ПСТ1 СН	6	20.25	-141	
3			ЛЭП	1	4		ПСТ3 ВН - ПСТ1 СН	11.88	25.2	-162	
4			ЛЭП	1	2		ПСТ3 ВН - ПСТ2 ВН	9.96	17.08	106	
5			Тр-р	5	4		ПСТ1 ВН - ПСТ1 СН	0.3	15.2	37.8	0.526
6			Тр-р	2	3		ПСТ2 ВН - ПСТ2 НН	0.7	17.35	39.3	0.091

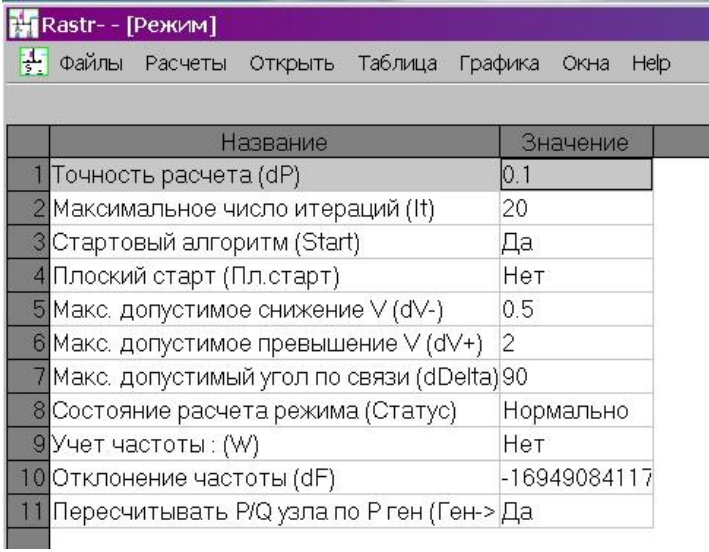
Рис.1.6

Руководствуясь сведениями, приведёнными в этом пункте методических указаний, введите данные об узлах и ветвях вашего варианта задания.

Чтобы сохранить данные в файле для последующей работы выберите в пункте главного меню «**Файлы**» подпункт «**Экспорт**», а затем укажите «**ЦДУ**». Появится диалоговое окно выбора папки и файла для ваших данных. Сохраните данные, например, под своей фамилией. Для последующего использования сохранённых таким образом данных после загрузки RastrWin в пункте главного меню «**Файлы**» выберите подпункт «**Импорт**», затем «**ЦДУ**» и найдите свой файл. Загрузив файл и закрыв протокол загрузки, вы сможете продолжить работу по расчёту режима сети.

4. Расчёт режима электрической сети при нормальной схеме

После ввода данных об узлах и ветвях схемы приступите к расчёту параметров режима сети. В главном меню выберите в пункте «**Расчеты**» подпункт «**Контроль**». Это позволит проверить правильность заполнения таблиц с исходными данными. При обнаружении ошибок узел или ветвь, содержащие ошибку, отключаются программой автоматически. Устраните замечания по параметрам узлов и ветвей, записанные в протокол, и вручную включите отключённые программой элементы сети. Переходите к выбору расчётных констант программы. В пункте «**Расчеты**» выберите подпункт «**Параметры...**», а затем «**Режим**» (рис. 1.7).



	Название	Значение
1	Точность расчета (dP)	0.1
2	Максимальное число итераций (It)	20
3	Стартовый алгоритм (Start)	Да
4	Плоский старт (Пл.старт)	Нет
5	Макс. допустимое снижение V (dV-)	0.5
6	Макс. допустимое превышение V (dV+)	2
7	Макс. допустимый угол по связи (dDelta)	90
8	Состояние расчета режима (Статус)	Нормально
9	Учет частоты: (W)	Нет
10	Отклонение частоты (dF)	-16949084117
11	Пересчитывать P/Q узла по P ген (Ген->	Да

Рис.1.7

Первоначально «Точность расчёта (dP)» уравнений (1.2а), (1.2б) составляет 1 МВт. Выполните серию расчётов режима, повышая точность расчёта до 0,1 МВт. Оцените влияние этого показателя на результаты расчёта напряжений в узлах сети.

Запуск расчёта установившегося режима осуществляется командой «Режим F5» из пункта меню «Расчеты». В процессе расчёта появляется «Протокол», содержащий основные сведения о ходе итерационного процесса решения уравнений (1.2а), (1.2б). Пример расчёта показан на рис. 1.8.

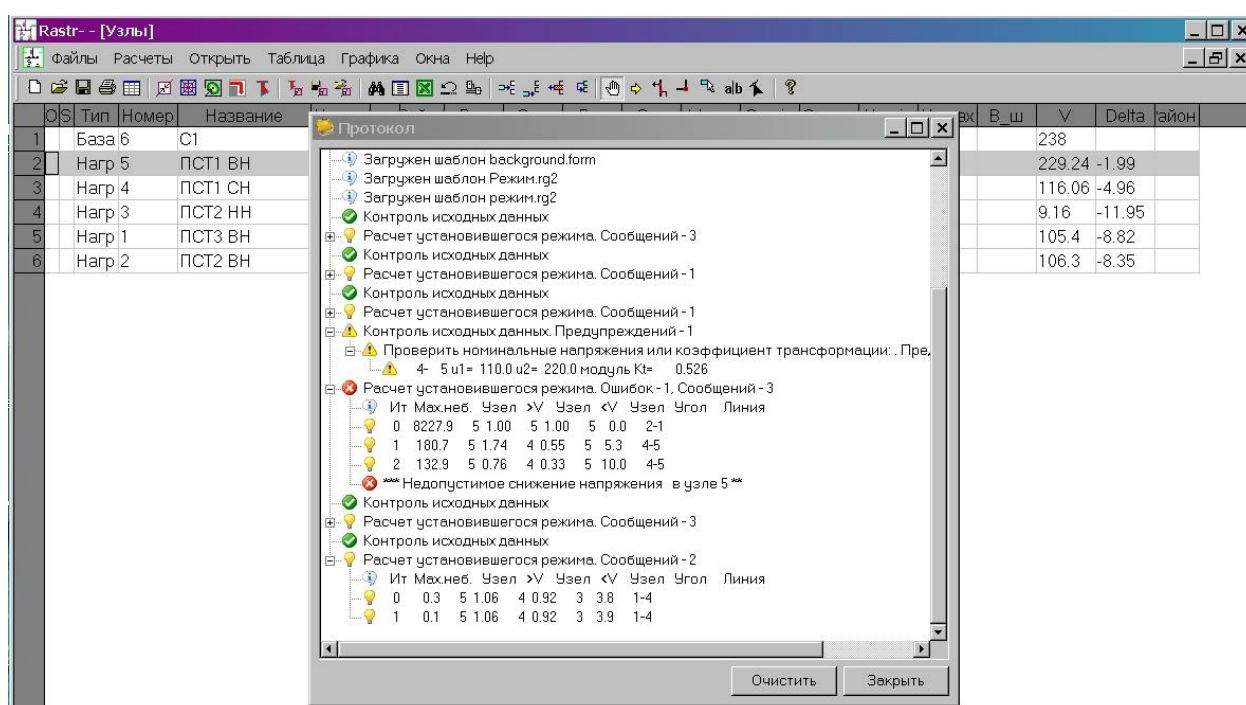


Рис.1.8

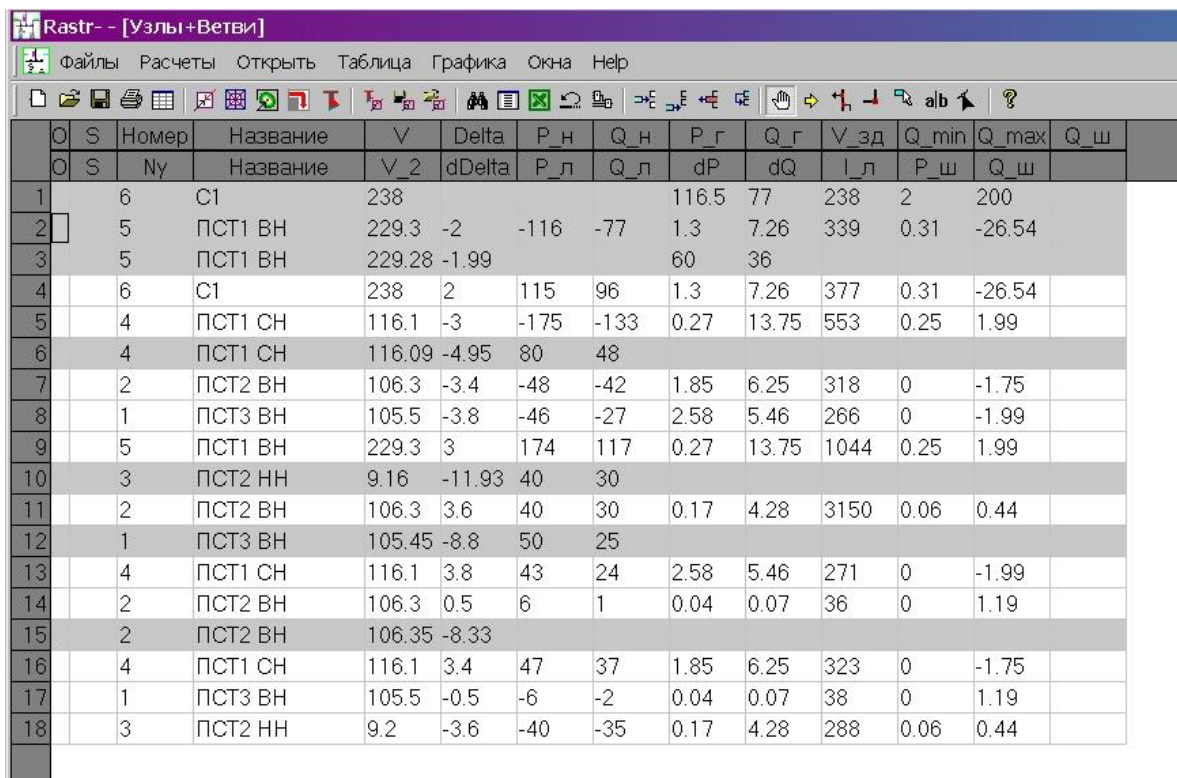
Результаты вычислений напряжений узлов помещаются в таблицу «Узлы» в столбцы «V» и «Delta». Результаты расчёта потоков мощности записываются в окно «Ветви». Просмотреть эти результаты можно выбрав в пункте меню «Открыть» подпункты «Узлы» → «Узлы» или «Ветви» → «Ветви».

Имеется возможность одновременного просмотра результатов расчёта и напряжений и потоком мощности, и потерь мощности. Для этого используйте подпункт «Узлы» → «Узлы+Ветви» (рис. 1.9). В этой таблице результаты размещены в «два этажа» в соответствии с двойным заголовком табли-

цы. На «первом этаже» размещаются данные для узла. На «втором этаже» данные по ветви, связанной с узлом «первого этажа».

Например, на рис. 1.9 в первой строке (на «первом этаже») находятся данные для узла №6: $V=238$ кВ; $P_{\Gamma}=116,5$ МВт; $Q_{\Gamma}=77$ Мвар; и т.д. Во второй строке (на «втором этаже») размещены данные по единственной ветви 6-5, присоединённой к узлу №6 (см. рис. 1.3): $Ny=5$; Название=ПСТ1 ВН; $V_2=229,3$ кВ; $dDelta=-2^\circ$; $P_{\Gamma}=-116$ МВт; $Q_{\Gamma}=-77$ Мвар; потери мощности $dP=1,3$ МВт; $dQ=7,26$ Мвар; $I_{\Gamma}=339$ А и т.д.

Затем идут данные об узле №5 и ветвях, связанных с ним (5 – 6, 5 – 4) и т.д.



О	S	Номер	Название	V	Delta	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	Q _ш
О	S	Ny	Название	V ₂	dDelta	P _л	Q _л	dP	dQ	I _л	P _ш	Q _ш	
1		6	C1	238				116.5	77	238	2	200	
2		5	ПСТ1 ВН	229.3	-2	-116	-77	1.3	7.26	339	0.31	-26.54	
3		5	ПСТ1 ВН	229.28	-1.99			60	36				
4		6	C1	238	2	115	96	1.3	7.26	377	0.31	-26.54	
5		4	ПСТ1 СН	116.1	-3	-175	-133	0.27	13.75	553	0.25	1.99	
6		4	ПСТ1 СН	116.09	-4.95	80	48						
7		2	ПСТ2 ВН	106.3	-3.4	-48	-42	1.85	6.25	318	0	-1.75	
8		1	ПСТ3 ВН	105.5	-3.8	-46	-27	2.58	5.46	266	0	-1.99	
9		5	ПСТ1 ВН	229.3	3	174	117	0.27	13.75	1044	0.25	1.99	
10		3	ПСТ2 НН	9.16	-11.93	40	30						
11		2	ПСТ2 ВН	106.3	3.6	40	30	0.17	4.28	3150	0.06	0.44	
12		1	ПСТ3 ВН	105.45	-8.8	50	25						
13		4	ПСТ1 СН	116.1	3.8	43	24	2.58	5.46	271	0	-1.99	
14		2	ПСТ2 ВН	106.3	0.5	6	1	0.04	0.07	36	0	1.19	
15		2	ПСТ2 ВН	106.35	-8.33								
16		4	ПСТ1 СН	116.1	3.4	47	37	1.85	6.25	323	0	-1.75	
17		1	ПСТ3 ВН	105.5	-0.5	-6	-2	0.04	0.07	38	0	1.19	
18		3	ПСТ2 НН	9.2	-3.6	-40	-35	0.17	4.28	288	0.06	0.44	

Рис. 1.9

Выполните расчёты режима сети при различной точности решения уравнений. Запишите результаты наблюдений в свой отчёт и нанесите потоки мощности на расчётную схему сети.

Вывод на печать исходных данных и результатов расчёта осуществляется по команде «Печать...» пункта меню «Файлы».

5. Расчёт режима для ремонтной схемы сети

Ремонтная схема сети формируется при отключении одной из линий или трансформаторов. Для отключения ветви (узла) необходимо однократно щёлкнуть левой кнопкой мыши в поле, отключаемого элемента сети, столбца «S». В этом поле появится специальная отметка (рис. 1.10). Имеется возможность одностороннего отключения ветви. Нажмите на зелёный треугольник рядом с отметкой об отключении ветви и выберите отключение в начале или конце ветви. Для обратного подключения элемента сети ещё раз щёлкните левой кнопкой мышки в поле столбца «S» до полного исчезновения отметки отключения.



	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	N_групп	Название	R	X	G	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон
1			ЛЭП	5	6		ПСТ1 ВН - С1	3.38	18.9	5.6	-486		115	96	117	76
2			ЛЭП	2	4		ПСТ2 ВН - ПСТ1 С1	6	20.25	0.2	-141		46	37	48	41
3			ЛЭП	1	4		ПСТ3 ВН - ПСТ1 С1	11.88	25.2	0.3	-162		43	24	46	27
4		x	ЛЭП	1	2		ПСТ3 ВН - ПСТ2 В1	9.96	17.08	0.2	106		6	1	6	2
5			Тр-р	5	4		ПСТ1 ВН - ПСТ1 С1	0.3	15.2	4.7	37.8	0.526	-175	-132	-174	-116
6			Тр-р	2	3		ПСТ2 ВН - ПСТ2 Н	0.7	17.35	5.4	39.3	0.091	-40	-35	-40	-30

Рис. 1.10

Выполните расчёты при поочерёдном отключении одной из линий 110 кВ расчётной схемы сети. Занесите в отчёт результаты таких расчётов, отметьте те режимы, которые оказались недопустимыми (расчёт режима разошёлся).

6. Определение потерь мощности в сети

. Потери мощности в каждой ветви отображаются в окне «Узлы+Ветви» (рис. 1.9). Для получения суммарных потерь активной и реактивной мощностей по сети в целом и отдельным уровням номинального напряжения необходимо выполнить следующее. В главном меню выберите пункт «Открыть» затем «Районы» → «Районы». В появившемся окне «Районы» добавьте одну строку, используя панель инструментов или пункт

меню «**Таблица**». В этой строке укажите номер района «**№р-н**» равным единице и присвойте этому району имя, например, свою фамилию (рис. 1.11).

№р-н	Район	№б	Рген	Рнаг	Dp	Рпотр	Рвн	Тс
1	Ла65	177	170	6.78	177	-0		

Рис. 1.11

Затем вернитесь в окно «**Узлы**» и столбце «**Район**» для каждого узла запишите единицу. В окне «**Ветви**» в столбце «**№а**» также проставьте единицы для всех ветвей (рис. 1.12).

OS	Тип	Номер	Название	U_ном	ск	Район	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район2
1	База	6	C1	220		1			116.6	76.3							238		
2	Нагр	5	ПСТ1 ВН	220		1			60	36							229.33	-1.99	
3	Нагр	4	ПСТ1 СН	110		1	80	48									116.13	-4.95	
4	Нагр	3	ПСТ2 НН	10		1	40	30									9.17	-11.89	
5	Нагр	1	ПСТ3 ВН	110		1	50	25									105.55	-8.78	
6	Нагр	2	ПСТ2 ВН	110		1											106.44	-8.31	

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	ID Группы	Название	R	X	B	КТ/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	5	6			ПСТ1 ВН - C1	3.38	18.9	-486		115	96	1
2		ЛЭП	2	4			ПСТ2 ВН - ПСТ1 СН	6	20.25	-141		46	37	1
3		ЛЭП	1	4			ПСТ3 ВН - ПСТ1 СН	11.88	25.2	-162		43	24	1
4		ЛЭП	1	2			ПСТ3 ВН - ПСТ2 ВН	9.96	17.08	106		6	1	1
5		Тр-р	5	4			ПСТ1 ВН - ПСТ1 СН	0.3	15.2	37.8	0.526	-175	-132	1
6		Тр-р	2	3			ПСТ2 ВН - ПСТ2 НН	0.7	17.35	39.3	0.091	-40	-35	1

Рис. 1.12

Выбрав пункт «**Открыть**» затем «**Потери**», вы откроете окно «**Потери**». Добавьте в окно «**Потери**» строки, в которых для столбца «**U_ном**» укажите номинальные напряжения участков сети (рис. 1.13).

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Ген_ЛЭП	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
1	110	4.67	4.43	0.17	0.01	0.06		13.82	11.67	4.26	-2.55	0.45	
2	220	2.12	1.29	0.27	0.31	0.25		-3.63	7.23	13.69	-26.54	1.99	

Рис. 1.13

Выполните расчёт режима и в окне «**Потери**» будет отображаться потери активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах. Структура потерь активной мощности по сети в целом и сетям различного номинального напряжения находится в окне «**Районы+Потери**». Это окно открывается при выполнении следующей цепочки команд: «Открыть» → «Районы» → «Районы+Потери» (Рис. 1.14).



№п/п	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	Лаб5	6.78	6.16	5.72	0.44	0.62	0.31	0.31	
2	110		4.6	4.43	0.17	0.07	0.01	0.06	
3	220		1.56	1.29	0.27	0.55	0.31	0.25	

Рис. 1.14

В этом окне в первой строке находятся потери по сети в целом, в следующих – по каждому номинальному напряжению. В столбце «**Dp**» – суммарные потери по сети в целом.

Контрольные вопросы

1. Какая модель режима электрической сети используется в программе RastrWin?
2. Какие схемы замещения элементов сети используются в программе RastrWin?
3. В какой форме записываются уравнения узловых напряжений?
4. Назовите основные параметры узлов в программе RastrWin?
5. Назовите основные параметры ветвей в программе RastrWin?
6. В какой форме представляются результаты расчёта режима сети?

Лабораторная работа № 2

**РАЗРАБОТКА КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
СЕТИ ДЛЯ РАСЧЁТА НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ**

Цель работы: Освоить приёмы формирования моделей электрической сети для расчётов нормальных режимов программой RastrWin.

Задание

1. Определить расчётные мощности трансформаторов проектируемых подстанций ПС-1, ПС-2, ПС-3 в соответствии с вариантом задания (табл. В.1) для сети рис. В.1 и выбрать стандартные трансформаторы по приложению.
2. Вычислить параметры Г-образных схем замещения трансформаторов проектируемых подстанций в соответствии со схемой замещения сети (рис. 2.1).
3. Заполнить табл. 2.1 недостающими параметрами узлов в режиме максимальных нагрузок в соответствии с вариантом задания (табл. В.1).
4. Заполнить табл. 2.2 недостающими параметрами ветвей схем замещения трансформаторов проектируемых подстанций, определённых в п.2 работы.
5. Ввести параметры узлов и ветвей в таблицы программы RastrWin и сохранить их в файл данных в формате ЦДУ. Имя файла данных выбрать самостоятельно.
6. Выполнить контроль исходных данных об узлах и ветвях программой RastrWin и при необходимости откорректировать данные.

Методические указания

Расчётная мощность трансформаторов проектируемых подстанций определяется по формулам (В.1), (В.2). Стандартные мощности трансформаторов определяются по табл. П.2 приложения. Из этой же таблицы выбира-

ются параметры схем замещения двухобмоточных трансформаторов ($R_T, X_T, \Delta P_x, \Delta Q_x$) и вычисляются коэффициенты трансформации.

Мощности $\Delta P_x, \Delta Q_x$ с учётом количества параллельно включённых трансформаторов проектируемых подстанций заносятся в табл. 2.1 (узлы 117, 116, 113).

Таблица 2.1. – Параметры узлов расчётной схемы

Тип	Номер	Название	$U_{ном},$ кВ	$P_H,$ МВт	$Q_H,$ Мвар	$V_{зд},$ кВ	$Q_{max},$ Мвар
База	201	ЭС	220			242	400
Нагр	202	ПС-А ВН	220	0,13	1,25		
Нагр	205	ПС-А О	220				
Нагр	203	ПС-В ВН	220	0,16	1,01		
Нагр	204	ПС-Г ВН	220	0,13	1,25		
Нагр	206	ПС-Г О	220				
Нагр	112	ПС-А СН	110				
Нагр	114	ПС-Г СН	110				
Нагр	115	ПС-Б ВН	110	0,086	0,48		
Нагр	118	ПС-Б О	110				
Нагр	4	ПС-Б НН	10	10	5		
Нагр	5	ПС-А НН	10	110	70		
Нагр	6	ПС-В НН	10	80	50		
Нагр	7	ПС-Г НН	10	90	60		
Нагр	31	ПС-Б СН	35	15	10		
Нагр	117	ПС-1 ВН	110	?	?		
Нагр	1	ПС-1 НН	10	?	?		
Нагр	116	ПС-2 ВН	110	?	?		
Нагр	2	ПС-2 НН	10	?	?		
Нагр	113	ПС-3 ВН	110	?	?		
Нагр	3	ПС-3 НН	10	?	?		

Нагрузки проектируемых подстанций в узлах 1, 2, 3 табл. 2.1 выбираются в соответствии с заданием по табл. В.1.

Сопротивления $R_T/2, X_T/2$, коэффициенты трансформации $K_{T/Г} = K_{ТН}$ записываются в табл. 2.2 (ветви 117 – 1, 116 – 2, 113 – 3). Номинальные коэффициенты трансформации $K_{ТН}$ определяются как отношение номинальных напряжений обмоток трансформаторов (НН, СН, ВН).

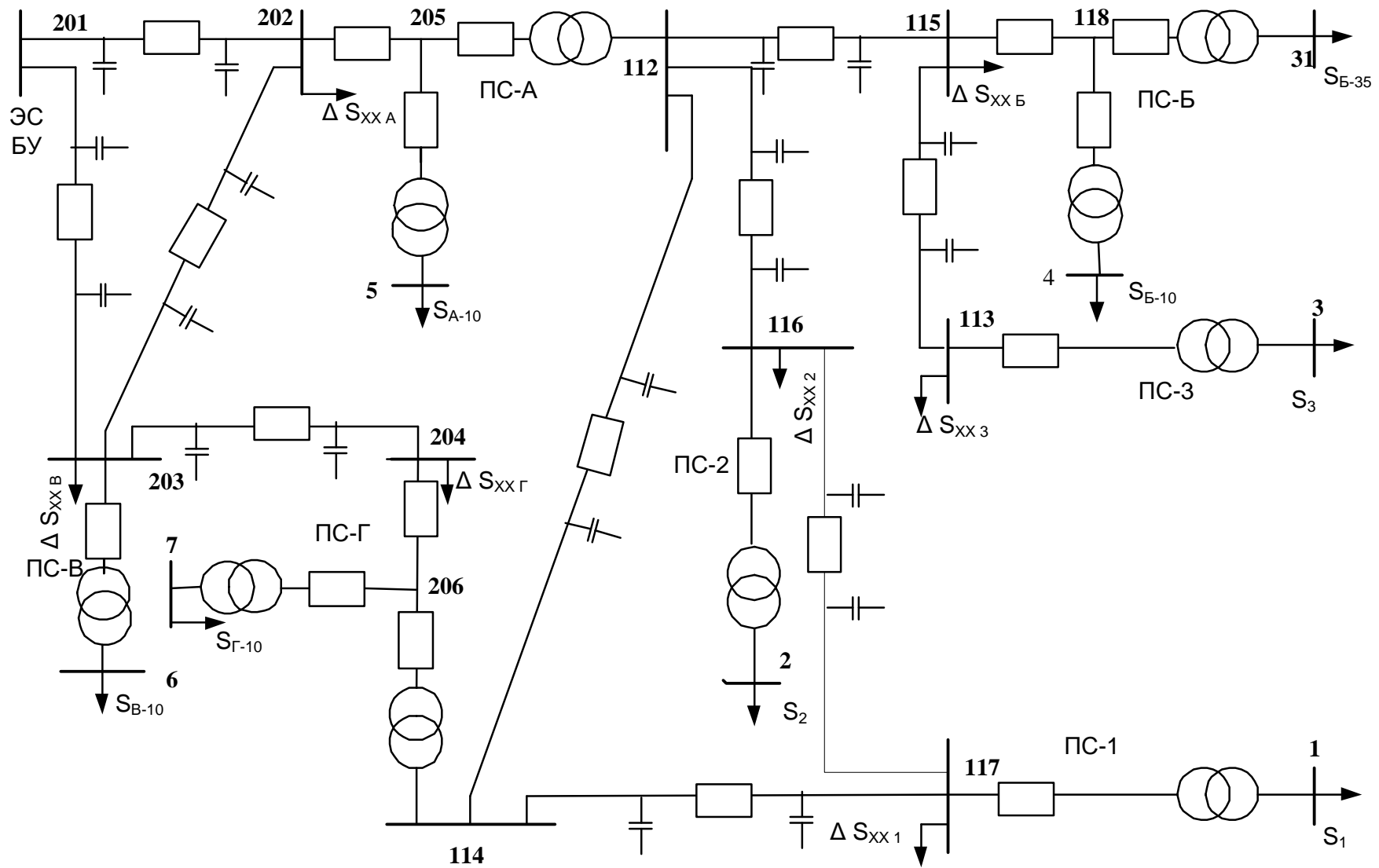


Рис.2.1. Схема замещения проектируемой электрической сети для расчёта нормального режима

Таблица 2.2. – Параметры ветвей расчётной схемы

Тип	N нач	N кон	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Kт/г
ЛЭП	201	202	3,1	13,5	-333	
ЛЭП	201	203	2,2	12,2	-313	
ЛЭП	202	203	7,4	32,2	-198	
ЛЭП	203	204	2,1	12,0	-308	
ЛЭП	112	115	4,4	11,2	-300	
ЛЭП	112	114	8,1	20,7	-138	
Тр-р	202	205	0,25	24,3		1,0
Тр-р	205	112	0,25	0		0,526
Тр-р	205	5	0,5	41,25		0,048
Тр-р	203	6	1,95	50,35		0,048
Тр-р	204	206	0,25	24,3		1,0
Тр-р	206	7	0,5	41,24		0,048
Тр-р	206	114	0,25	0		0,526
Тр-р	115	118	0,4	17,75		1,0
Тр-р	118	31	0,4	0		0,335
Тр-р	118	4	0,4	11,15		0,091
ЛЭП	112	116	2,51	10,34	-74	
ЛЭП	114	117	1,73	7,13	-51	
ЛЭП	115	113	6,27	6,49	-149	
ЛЭП	117	116	8,07	13,83	-86	
Тр-р	117	1	?	?		?
Тр-р	116	2	?	?		?
Тр-р	113	3	?	?		?

Загружается программа RastrWin и заносятся данные об узлах и ветвях из приготовленных таблиц 2.1, 2.2. Приёмы работы с программой RastrWin рассмотрены в методических указаниях к лабораторной работе № 1. По мере заполнения таблиц «Узлы» и «Ветви» следует сохранять данные, экспортирую их в формате ЦДУ. Имя файла для данных выбирается самостоятельно.

Выполните контроль правильности данных для программы RastrWin. При необходимости откорректируйте данные и окончательно сохраните их в ваш файл в формате ЦДУ.

В отчёте по работе приведите откорректированные данные в форме табл. 2.1, 2.2.

Контрольные вопросы

1. Как заполняются данные об узлах и ветвях в программе RastrWin?
2. Как выполнить проверку исходных данных в программе RastrWin?
3. Как сохранить и загрузить данные из файла?

Лабораторная работа № 3

МОДЕЛИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цель работы: Освоить приёмы расчёта установившихся нормальных режимов программой RastrWin.

Задание

1. Загрузить из файла модель электрической сети, разработанную в работе № 2, программой RastrWin.
2. Выполнить серию расчётов режимов сети, последовательно повышая точность расчёта.
3. Оценить влияние точности расчёта на величину напряжений на шинах ВН проектируемых подстанций.
4. Выполнить анализ технической допустимости режима сети.
5. Нанести на расчётную схему сети (рис. 2.1) потоки активной и реактивной мощности в начале и конце каждой ветви.
6. Сохранить результаты расчётов режима в файл модели сети в формате ЦДУ.

Методические указания

Импортируйте из файла данных модель электрической сети, используя рекомендации, изложенные в указаниях к работе №1.

По умолчанию точность расчётов балансов мощности в узлах сети составляет 1,0 МВт. Выполните расчёт установившегося режима при этой точности расчёта. Результаты занесите в табл. 3.1. Затем повторите расчёт режима при более высокой точности. Заполните таблицу 3.1. Оцените влияние точности расчёта на число итераций и величину модулей U и фаз δ напряжений узлов расчётной схемы сети.

Таблица 3.1. – Расчётные напряжения проектируемых подстанций

Точность, МВт	Число итераций	ПС-1, узел 117		ПС-2, узел 116		ПС-3, узел 113	
		U, кВ	δ, град	U, кВ	δ, град	U, кВ	δ, град
1,0							
0,8							
0,6							
0,4							
0,2							

Если возникают проблемы с выполнением расчётов при заданных нагрузках узлов, то выполните пробный расчёт режима холостого хода, положив нагрузки всех узлов равными нулю. Это, как правило, помогает найти ошибки в исходных данных.

По умолчанию результаты расчёта режима отражаются в ограниченном числе столбцов таблиц «Узлы» и «Ветви» программы RastrWin. Расширьте список параметров режима в таблице «Ветви», добавив столбцы для потоков активной и реактивной мощностей начала и конца ветви, токов продольных ветвей схемы.

Сопоставьте расчётные значения токов ветвей с допустимыми токами линий и трансформаторов. Допустимые токи проводов ВЛ приведены в приложении. Допустимый ток ветви, соответствующей ВЛ, определяется с учётом числа параллельных цепей. Допустимый ток трансформатора принимается равным увеличенному на 30 % номинальному току трансформатора. Допустимый ток $n_{\text{тр}}$ параллельно включённых трансформаторов определяется по формуле

$$I_{\text{доп тр}} = 1,3 \frac{n_{\text{тр}} S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}} . \quad (3.1)$$

При определении допустимого тока ветви, соответствующей стороне НН автотрансформатора, по (3.1) следует учесть то, что мощность обмотки НН составляет 50 % номинальной.

Для сопоставления расчётных и допустимых токов заполните табл. 3.2.

Таблица 3.2. – Токи ветвей в нормальном максимальном режиме

Тип	N нач	N кон	$I_{расч}$, А	$I_{доп}$, А	$I_{расч}/ I_{доп}$, %
ЛЭП	201	202			
ЛЭП	201	203			
ЛЭП	202	203			
ЛЭП	203	204			
ЛЭП	112	115			
ЛЭП	112	114			
Тр-р	202	205			
Тр-р	205	112			
Тр-р	205	5			
Тр-р	203	6			
Тр-р	204	206			
Тр-р	206	7			
Тр-р	206	114			
Тр-р	115	118			
Тр-р	118	31			
Тр-р	118	4			
ЛЭП	112	116			
ЛЭП	114	117			
ЛЭП	115	113			
ЛЭП	117	116			
Тр-р	117	1			
Тр-р	116	2			
Тр-р	113	3			

Сделайте вывод о допустимости режима по нагрузке линий и трансформаторов.

Максимально допустимое напряжение $U_{\max \text{ доп}}$ для узлов сети 220 и 110 кВ на 15 % превышает номинальное. Узлы 10 кВ и 35 кВ являются точками поставки электроэнергии потребителям. Согласно ГОСТ Р 5419-2010 отклонение от номинального напряжения в этих узлах не должно превышать $\pm 10\%$. Занесите результаты расчёта напряжений в узлах сети в табл. 3.3.

Сделайте вывод о допустимости режима по уровням напряжения. При выходе напряжения из заданного интервала их корректировка может быть

выполнена изменением K_T первоначально принятых равными $K_{ТН}$ при разработке модели сети в работе № 2.

Таблица 3.3. – Напряжения узлов в максимальном режиме

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	$U_{min доп}$, кВ	$U_{max доп}$, кВ
База	201	ЭС	220			252
Нагр	202	ПС-А ВН	220			252
Нагр	205	ПС-А О	220			252
Нагр	203	ПС-В ВН	220			252
Нагр	204	ПС-Г ВН	220			252
Нагр	206	ПС-Г О	220			252
Нагр	112	ПС-А СН	110			126
Нагр	114	ПС-Г СН	110			126
Нагр	115	ПС-Б ВН	110			126
Нагр	118	ПС-Б О	110			126
Нагр	4	ПС-Б НН	10		9	11
Нагр	5	ПС-А НН	10		9	11
Нагр	6	ПС-В НН	10		9	11
Нагр	7	ПС-Г НН	10		9	11
Нагр	31	ПС-Б СН	35		31,5	38,5
Нагр	117	ПС-1 ВН	110			126
Нагр	1	ПС-1 НН	10		9	11
Нагр	116	ПС-2 ВН	110			126
Нагр	2	ПС-2 НН	10		9	11
Нагр	113	ПС-3 ВН	110			126
Нагр	3	ПС-3 НН	10		9	11

Для двухобмоточных трансформаторов с РПН в обмотке ВН

$$K_T = \frac{U_{Н ном}}{U_{В ном} (1 \pm n \Delta U_{ст РПН*})} = \frac{K_{ТН}}{1 \pm n \Delta U_{ст РПН*}},$$

где n – число ступеней относительно среднего ответвления;

$\Delta U_{ст РПН*}$ – ступень регулирования РПН в относительных единицах.

Если задаться желаемым напряжением $U_{жел}$ на шинах НН, то желаемая ступень регулирования $n_{жел}$ может быть определена из соотношения

$$n_{жел} = \frac{U_{расч} U_{Н ном} - U_{жел} U_{В ном}}{\Delta U_{ст РПН*} U_{В ном} U_{жел}}.$$

Для трёхобмоточных трансформаторов с РПН в обмотке ВН и ПБВ на стороне СН

$$K_{\text{Т В-С}} = \frac{U_{\text{С ном}} (1 \pm m \Delta U_{\text{СТ ПБВ*}})}{U_{\text{В ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{СТ РПН*}})} = \frac{K_{\text{Н В-С}} (1 \pm m \Delta U_{\text{СТ ПБВ*}})}{1 \pm n \Delta U_{\text{СТ РПН*}}},$$

$$K_{\text{Т В-Н}} = \frac{K_{\text{Н В-Н}}}{1 \pm n \Delta U_{\text{СТ РПН*}}},$$

где m – число ступеней ПБВ относительно среднего ответвления.

Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН

$$K_{\text{Т В-С}} = K_{\text{Н В-С}} (1 \pm n \Delta U_{\text{СТ РПН*}}).$$

Для автотрансформаторов с таким РПН $K_{\text{Т В-Н}} = K_{\text{Н В-Н}}$ не регулируется.

При необходимости его изменения необходимы дополнительные линейные регуляторы.

Распечатайте расчётную схему (рис. 2.1) и нанесите на неё потоки активной и реактивной мощностей и приведите её в отчёте по работе.

В выводах по работе укажите на приемлемость рассматриваемого варианта проектируемой сети или отметьте те элементы сети, которые нуждаются в замене. Укажите, как влияет точность расчётов балансов мощности на результаты расчёта режима.

Контрольные вопросы

1. Как задаётся точность расчёта в программе RastrWin?
2. Как выполнить проверку допустимости режима сети?
3. Как определяются коэффициенты трансформации трансформаторов?

Лабораторная работа № 4

РАЗРАБОТКА КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЁТОВ РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Цель работы: Освоить приёмы формирования моделей электрической сети для расчётов ремонтных режимов программой RastrWin.

Задание

1. Загрузить из файла модель электрической сети, разработанную в работе № 2 для расчёта нормального режима программой RastrWin.
2. Откорректировать модель нормального режима сети. Заполнить табл. 4.1, 4.2 недостающими параметрами узлов и ветвей схемы замещения сети.
3. Ввести параметры узлов и ветвей в таблицы программы RastrWin и сохранить их в файл данных в формате ЦДУ. Имя файла данных выбрать самостоятельно.
4. Выполнить контроль исходных данных об узлах и ветвях программой RastrWin и при необходимости откорректировать данные.

Методические указания

Требования надёжности электроснабжения потребителей при проектировании электрической сети обеспечиваются исходя из принципа «N-1». Согласно этому принципу должен быть обеспечен допустимый режим по уровням напряжения на шинах подстанций и загрузке элементов сети при отключении для ремонта любого одного элемента сети. Рассматриваются отключения одного из двух трансформаторов (автотрансформаторов) подстанций, одной из цепей двухцепных ЛЭП или одноцепной ЛЭП, входящей в какой-либо контур.

В модели сети нормального режима (работа № 2) параллельно включённые элементы сети представлены эквивалентными параметрами соответствующих схем замещения. Необходимо расширить эту модель, так чтобы в ней были отражены каждая цепь ЛЭП и каждый трансформатор подстанции. Необходимо использовать схемы замещения трансформаторов (автотрансформаторов), в которых вместо потерь мощности холостого хода используются проводимости (G_T , B_T). На рис. 4.1. новые элементы выделены цветом.

Откорректируйте таблицы «Узлы» и «Ветви» программы RastrWin. В таблице «Узлы» необходимо для узлов, соответствующих стороне ВН транс-

форматоров, в столбцах « P_H » и « Q_H » удалить потери мощности холостого хода трансформаторов. Для схем замещения автотрансформаторов ПС-А, ПС-Г и трёхобмоточных трансформаторов ПС-Б введите дополнительные узлы 2050, 2060, 1180 в средних точках трёхлучевых звёзд (рис.4.1). Необходимые изменения выделены в табл. 4.1.

Таблица 4.1. – Параметры узлов для расчётов ремонтных режимов

Тип	Номер	Название	$U_{ном},$ кВ	$P_H,$ МВт	$Q_H,$ Мвар	$V_{зд},$ кВ	$Q_{тах},$ Мвар
База	201	ЭС	220			242	400
Нагр	202	ПС-А ВН	220				
Нагр	205	ПС-А О 1	220				
Нагр	2050	ПС-А О 2	220				
Нагр	203	ПС-В ВН	220				
Нагр	204	ПС-Г ВН	220				
Нагр	206	ПС-Г О 1	220				
Нагр	2060	ПС-Г О 2	220				
Нагр	112	ПС-А СН	110				
Нагр	114	ПС-Г СН	110				
Нагр	115	ПС-Б ВН	110				
Нагр	118	ПС-Б 0 1	110				
Нагр	1180	ПС-Б 0 2	110				
Нагр	4	ПС-Б НН	10	10	5		
Нагр	5	ПС-А НН	10	110	70		
Нагр	6	ПС-В НН	10	80	50		
Нагр	7	ПС-Г НН	10	90	60		
Нагр	31	ПС-Б СН	35	15	10		
Нагр	117	ПС-1 ВН	110				
Нагр	1	ПС-1 НН	10	?	?		
Нагр	116	ПС-2 ВН	110				
Нагр	2	ПС-2 НН	10	?	?		
Нагр	113	ПС-3 ВН	110				
Нагр	3	ПС-3 НН	10	?	?		

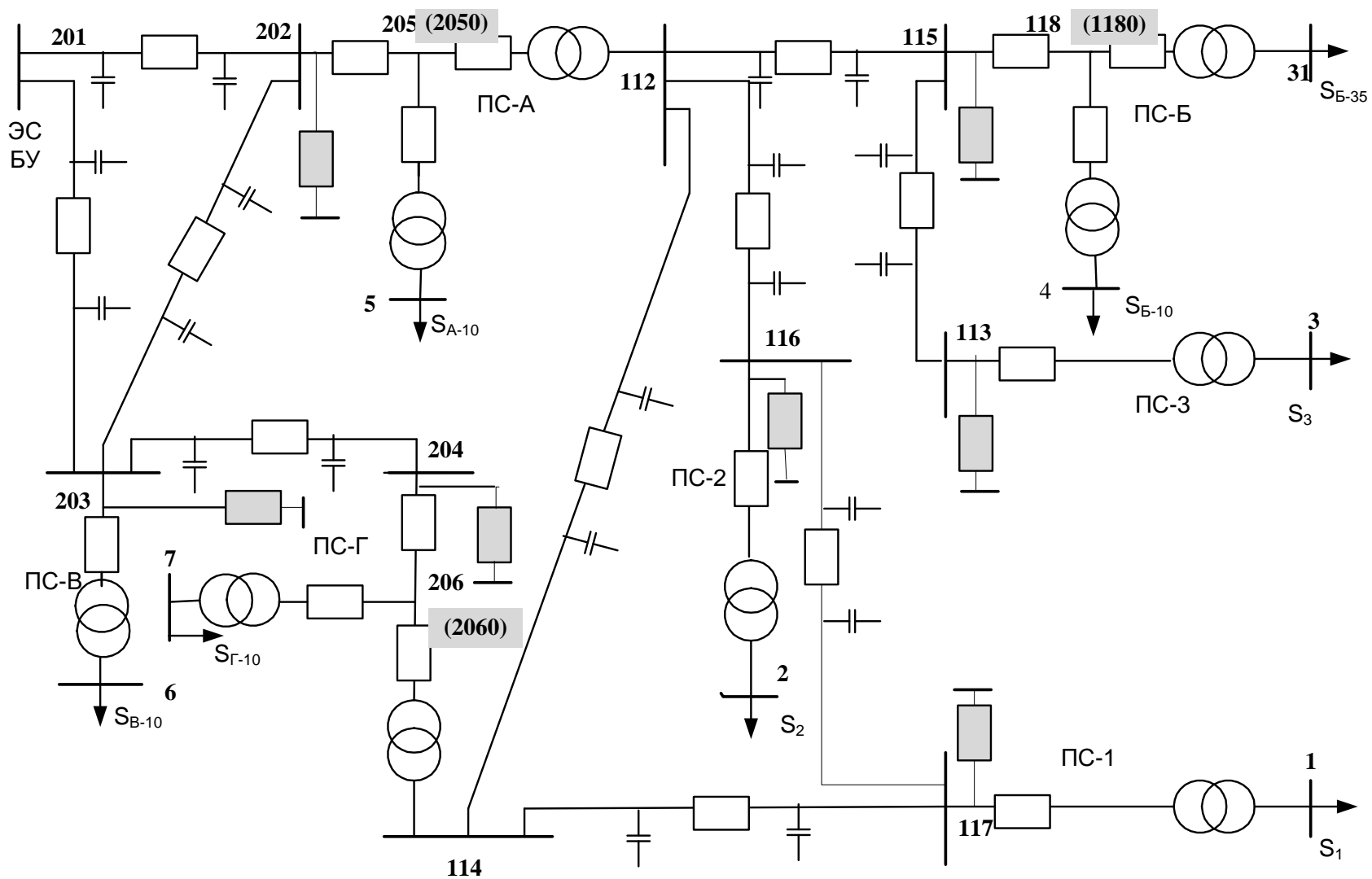


Рис.4.1. Схема замещения сети для расчёта ремонтных режимов

В таблице «Ветви» необходимо для каждой двухцепной линии и параллельно включённых трансформаторов (см. рис. В.1) эквивалентные параметры ветвей модели сети нормального режима (табл.2.2) заменить параметрами каждой цепи ЛЭП или трансформатора в отдельности. Для этого в таблицу «Ветви» программы RastrWin вставляются дополнительные строки, в которые записываются номера узлов начала и конца, номер параллельной ветви (N пар) сопротивления и проводимости каждой ветви в отдельности (табл. 4.2).

Таблица 4.2. – Параметры ветвей полной расчётной схемы

Тип	N нач	N кон	N пар	R , Ом	X , Ом	G , мкСм	B , мкСм	K_T/Γ
ЛЭП	201	202	1	6,2	27,0		-166,5	
ЛЭП	201	202	2	6,2	27,0		-166,5	
ЛЭП	201	203	1	4,4	24,4		-156,5	
ЛЭП	201	203	2	4,4	24,4		-156,5	
ЛЭП	202	203		7,4	32,2		-198	
ЛЭП	203	204	1	4,2	24,0		-154	
ЛЭП	203	204	2	4,2	24,0		-154	
ЛЭП	112	115	1	8,8	22,4		-150	
ЛЭП	112	115	2	8,8	22,4		-150	
ЛЭП	112	114		8,1	20,7		-138	
Тр-р	202	205	1	0,5	48,6	1,6	11,8	1,0
Тр-р	205	112	1	0,5	0			0,526
Тр-р	205	5	1	1,0	82,5			0,048
Тр-р	202	2050	2	0,5	48,6	1,6	11,8	1,0
Тр-р	2050	112	2	0,5	0			0,526
Тр-р	2050	5	2	1,0	82,5			0,048
Тр-р	203	6	1	3,9	100,7	1,6	9,5	0,048
Тр-р	203	6	2	3,9	100,7	1,6	9,5	0,048
Тр-р	204	206	1	0,5	48,6	1,6	11,8	1,0
Тр-р	206	114	1	0,5	0			0,526
Тр-р	206	7	1	1,0	82,5			0,048
Тр-р	204	2060	2	0,5	48,6	1,6	11,8	1,0
Тр-р	2060	114	2	0,5	0			0,526
Тр-р	2060	7	2	1,0	82,5			0,048
Тр-р	115	118	1	0,8	35,5	3,3	18,1	1,0
Тр-р	118	31	1	0,8	0			0,335
Тр-р	118	4	1	0,8	22,3			0,091
Тр-р	115	1180	2	0,8	35,5	3,3	18,1	1,0
Тр-р	1180	31	2	0,8	0			0,335
Тр-р	1180	4	2	0,8	22,3			0,091
ЛЭП	112	116		2,51	10,34		-74	
ЛЭП	114	117		1,73	7,13		-51	
ЛЭП	115	113	1	12,5	13,0		-74,5	
ЛЭП	115	113	2	12,5	13,0		-74,5	
ЛЭП	117	116		8,07	13,83		-86	
Тр-р	117	1	1	?	?	?	?	?
Тр-р	117	1	2	?	?	?	?	?
Тр-р	116	2	1	?	?	?	?	?
Тр-р	116	2	2	?	?	?	?	?
Тр-р	113	3	1	?	?	?	?	?
Тр-р	113	3	2	?	?	?	?	?

При переходе от эквивалентных параметров ветвей двухцепных ЛЭП и параллельно включённых трансформаторов (табл. 2.2) к параметрам отдельных ветвей (табл. 4.2) сопротивления R , X увеличиваются в два раза, проводимость B уменьшается в два раза. Используя правую клавишу мышки, вставьте перед столбцом «В» таблицы «Ветви» программы RastrWin дополнительный столбец «Проводимость на землю мкСм $|G|$ ». В столбцы «G» и «В» внесите проводимости ветви намагничивания схем замещения трансформаторов, которые определяются по формулам:

$$G = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{В ном}}^2} 10^3; \quad B = \frac{I_x S_{\text{ном}}}{U_{\text{В ном}}^2} 10^4.$$

Для контроля правильности корректировки модели сети выполните расчёт режима для полной схемы. Результаты этого расчёта должны совпасть с результатом, полученным в работе № 3. Сохраните модель сети в файл в формате ЦДУ.

Контрольные вопросы

1. Как вводятся дополнительные данные об узлах и ветвях в программе RastrWin?
2. Как выполнить проверку исходных данных в программе RastrWin?
3. Как сохранить и загрузить данные из файла?

Лабораторная работа № 5

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕМОНТНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВВОДУ РЕЖИМА В ДОПУСТИМУЮ ОБЛАСТЬ

Цель работы: Освоить приёмы расчёта установившихся режимов ремонтных схем электрической сети программой RastrWin.

Задание

1. Загрузить из файла модель электрической сети для расчётов ремонтных режимов, разработанную в работе № 4, программой RastrWin.
2. Выполнить расчёт режима сети, при полном составе включённого оборудования.
3. Определить относительную величину загрузки элементов электрической сети (цепей ЛЭП, трансформаторов) и ранжировать их по степени убывания загрузки.
4. Отключить в полной схеме наиболее загруженный элемент и выполнить расчёт ремонтного режима. Проверить допустимость загрузки элементов сети и уровней напряжения в узлах.
5. Выполнить пункт 4 при отключении следующего по ранжиру загрузки элемента сети.
6. Дать рекомендации по усилению сети, замене оборудования при недопустимых нагрузках ЛЭП или трансформаторов в ремонтных режимах.

Методические указания

Импортируйте из файла данных модель электрической сети для расчётов ремонтных режимов программой RastrWin, используя рекомендации, изложенные в указаниях к работе №1.

Выполните расчёт режима при полной схеме сети (все ветви включены). Если возникают проблемы с выполнением расчётов при заданных нагрузках узлов, то выполните пробный расчёт режима холостого хода, положив нагрузки всех узлов равными нулю. Это, как правило, помогает найти ошибки в исходных данных. По умолчанию результаты расчёта режима отражаются в ограниченном числе столбцов таблиц «Узлы» и «Ветви» про-

граммы RastrWin. Расширьте список параметров режима в таблице «Ветви», добавив столбцы для потоков активной и реактивной мощностей начала и конца ветви, токов продольных ветвей схемы.

Сопоставьте расчётные значения токов ветвей с допустимыми токами линий и трансформаторов. Допустимые токи проводов ВЛ приведены в приложении. Допустимый ток ветви, соответствующей ВЛ, определяется с учётом числа параллельных цепей. Допустимый ток трансформатора принимается равным увеличенному на 30 % номинальному току трансформатора. Допустимый ток трансформатора определяется по формуле

$$I_{\text{доп тр}} = 1,3 \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} . \quad (5.1)$$

При определении допустимого тока ветви, соответствующей стороне НН автотрансформатора, по (5.1) следует учесть то, что мощность обмотки НН составляет 50 % номинальной.

Для сопоставления расчётных и допустимых токов заполните табл. 5.1. В столбце «Ранг» табл. 5.1 записываются ранги (1, 2, 3 и т.д.). Ветвь, для которой величина относительной загрузки $I_{\text{расч}}/I_{\text{доп}}$ максимальна, имеет высший ранг равный единице. Ранг равный двум имеет следующая по уровню загрузки ветвь и т.д.

Отключите ветвь, имеющую самый высокий ранг. Для этого в таблице «Ветви» программы RastrWin в столбце «S» щёлкните левой клавишей мышки в строке, соответствующей отключаемой ветви. В этой клетке появится специальная отметка об отключении. Для обратного включения ветви ещё раз щёлкните левой клавишей мышки в этой клетке. Для отключения автотрансформатора или трёхобмоточного трансформатора необходимо отключить все три ветви его схемы замещения. Выполните расчёт режима для этой ремонтной схемы.

Сделайте вывод о допустимости режима по загрузке линий и трансформаторов, заполнив таблицу вида табл. 5.2. Затем переходите к расчёту следующей ремонтной схемы.

Таблица 5.1. – Токи ветвей в нормальной схеме сети

Тип	N нач	N кон	N пар	I _{расч} , А	I _{доп} , А	I _{расч} / I _{доп} , %	Ранг
ЛЭП	201	202	1				
ЛЭП	201	202	2				
ЛЭП	201	203	1				
ЛЭП	201	203	2				
ЛЭП	202	203					
ЛЭП	203	204	1				
ЛЭП	203	204	2				
ЛЭП	112	115	1				
ЛЭП	112	115	2				
ЛЭП	112	114					
Тр-р	202	205	1				
Тр-р	205	112	1				
Тр-р	205	5	1				
Тр-р	202	2050	2				
Тр-р	2050	112	2				
Тр-р	2050	5	2				
Тр-р	203	6	1				
Тр-р	203	6	2				
Тр-р	204	206	1				
Тр-р	206	114	1				
Тр-р	206	7	1				
Тр-р	204	2060	2				
Тр-р	2060	114	2				
Тр-р	2060	7	2				
Тр-р	115	118	1				
Тр-р	118	31	1				
Тр-р	118	4	1				
Тр-р	115	1180	2				
Тр-р	1180	31	2				
Тр-р	1180	4	2				
ЛЭП	112	116					
ЛЭП	114	117					
ЛЭП	115	113	1				
ЛЭП	115	113	2				
ЛЭП	117	116					
Тр-р	117	1	1				
Тр-р	117	1	2				
Тр-р	116	2	1				
Тр-р	116	2	2				
Тр-р	113	3	1				
Тр-р	113	3	2				

Таблица 5.2. – Токи ветвей в ремонтной схеме сети № ____ при отключении ветви _____

Тип	N нач	N кон	N пар	I _{расч} , А	I _{доп} , А	I _{расч} / I _{доп} , %
ЛЭП	201	202	1			
ЛЭП	201	202	2			
ЛЭП	201	203	1			
ЛЭП	201	203	2			
ЛЭП	202	203				
ЛЭП	203	204	1			
ЛЭП	203	204	2			
ЛЭП	112	115	1			
ЛЭП	112	115	2			
ЛЭП	112	114				
Тр-р	202	205	1			
Тр-р	205	112	1			
Тр-р	205	5	1			
Тр-р	202	2050	2			
Тр-р	2050	112	2			
Тр-р	2050	5	2			
Тр-р	203	6	1			
Тр-р	203	6	2			
Тр-р	204	206	1			
Тр-р	206	114	1			
Тр-р	206	7	1			
Тр-р	204	2060	2			
Тр-р	2060	114	2			
Тр-р	2060	7	2			
Тр-р	115	118	1			
Тр-р	118	31	1			
Тр-р	118	4	1			
Тр-р	115	1180	2			
Тр-р	1180	31	2			
Тр-р	1180	4	2			
ЛЭП	112	116				
ЛЭП	114	117				
ЛЭП	115	113	1			
ЛЭП	115	113	2			
ЛЭП	117	116				
Тр-р	117	1	1			
Тр-р	117	1	2			
Тр-р	116	2	1			
Тр-р	116	2	2			
Тр-р	113	3	1			
Тр-р	113	3	2			

Если нагрузка ветвей допустима, то проверьте расчётные значения напряжений. Максимально допустимое напряжение $U_{\text{мах доп}}$ для узлов сети 220 и 110 кВ на 15 % превышает номинальное. Узлы 10 кВ и 35 кВ являются точками поставки электроэнергии потребителям. Согласно ГОСТ Р 5419-

2010 отклонение от номинального напряжения в этих узлах не должно превышать $\pm 10\%$. Занесите результаты расчёта напряжений в узлах сети в табл. 5.3.

Таблица 5.3. – Напряжения узлов в ремонтной схеме №

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}},$ кВ	$U_{\text{расч}},$ кВ	$U_{\text{min доп}},$ кВ	$U_{\text{max доп}},$ кВ
База	201	ЭС	220			252
Нагр	202	ПС-А ВН	220			252
Нагр	205	ПС-А О 1	220			252
Нагр	2050	ПС-А О 2	220			252
Нагр	203	ПС-В ВН	220			252
Нагр	204	ПС-Г ВН	220			252
Нагр	206	ПС-Г О 1	220			252
Нагр	2060	ПС-Г О 2	220			252
Нагр	112	ПС-А СН	110			126
Нагр	114	ПС-Г СН	110			126
Нагр	115	ПС-Б ВН	110			126
Нагр	118	ПС-Б О 1	110			126
Нагр	1180	ПС-Б О 2	110			126
Нагр	4	ПС-Б НН	10		9	11
Нагр	5	ПС-А НН	10		9	11
Нагр	6	ПС-В НН	10		9	11
Нагр	7	ПС-Г НН	10		9	11
Нагр	31	ПС-Б СН	35		31,5	38,5
Нагр	117	ПС-1 ВН	110			126
Нагр	1	ПС-1 НН	10		9	11
Нагр	116	ПС-2 ВН	110			126
Нагр	2	ПС-2 НН	10		9	11
Нагр	113	ПС-3 ВН	110			126
Нагр	3	ПС-3 НН	10		9	11

Сделайте вывод о допустимости режима по уровням напряжения. При выходе напряжения из заданного интервала их корректировка может быть выполнена изменением K_T первоначально принятых равными $K_{ТН}$ при разработке модели сети в работе № 4.

Для двухобмоточных трансформаторов с РПН в обмотке ВН

$$K_T = \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{В ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН*}})} = \frac{K_{ТН}}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН*}}},$$

где n – число ступеней относительно среднего ответвления;

$\Delta U_{\text{ст РПН*}}$ – степень регулирования РПН в относительных единицах.

Для трёхобмоточных трансформаторов с РПН в обмотке ВН и ПБВ на стороне СН

$$K_{Т В-С} = \frac{U_{С\text{ ном}} (1 \pm m \Delta U_{\text{ст ПБВ}^*})}{U_{В\text{ ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}^*})} = \frac{K_{Н В-С} (1 \pm m \Delta U_{\text{ст ПБВ}^*})}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}^*}},$$

$$K_{Т В-Н} = \frac{K_{Н В-Н}}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}^*}},$$

где m – число ступеней ПБВ относительно среднего ответвления.

Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН

$$K_{Т В-С} = K_{Н В-С} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}^*}).$$

Для автотрансформаторов с таким РПН $K_{Т В-Н} = K_{Н В-Н}$ не регулируется.

В выводах по работе для каждой ремонтной схемы укажите на приемлемость режима или отметьте те элементы сети, которые перегружаются. Укажите, какие мероприятия необходимо рассмотреть для ликвидации перегрузки оборудования сети при максимальной нагрузке.

Контрольные вопросы

1. Как отключить ветвь расчётной схемы в программе RastrWin?
2. Как выполнить проверку допустимости режима сети?
3. Какие мероприятия позволят ликвидировать перегрузку оборудования?

Лабораторная работа № 6

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цель работы: Оптимизировать режим сети для технико-экономического сопоставления вариантов развития электрической сети.

Задание

1. Загрузить из файла модель нормальной схемы электрической сети, разработанную в работе № 2, программой RastrWin.

2. Рассчитать возможные значения коэффициентов трансформации автотрансформаторов с РПН на подстанциях ПС-А и ПС-Г.
3. Выполнить коррекцию данных в таблицах «Узлы», «Ветви», «Районы» для определения структуры потерь мощности.
4. Выполнить серию расчётов режимов сети при вариации коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС-А и ПС-Г и выбрать режим с минимальными потерями активной мощности.
5. Нанести на расчётную схему сети (рис. 2.1) потоки активной и реактивной мощности в начале и конце каждой ветви в оптимальном режиме.
6. Сохранить результаты расчётов режима в файл модели сети в формате ЦДУ.

Методические указания

При технико-экономической оценке вариантов развития электрической сети важным показателем являются потери электроэнергии. В каждом из сравниваемых вариантов сети следует определять потери электроэнергии и мощности в оптимальном для данного варианта сети режиме. Для решения этой задачи в лабораторной работе изучается один из способов формирования оптимального режима.

Импортируйте из файла данных модель нормальной схемы электрической сети (рис. 2.1), разработанную в работе № 2.

На подстанциях ПС-А и ПС-Г установлены автотрансформаторы АТДЦТН-125000/220 с РПН на стороне СН $\pm 6 \times 2\%$. Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН коэффициент трансформации равен

$$K_{Т В-С} = K_{Н В-С} (1 \pm n \Delta U_{ст РПН*}),$$

где $K_{н\text{В-С}} = \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}$ – коэффициент трансформации при номинальных напряжениях ($K_{н\text{В-С}} = \frac{121}{230} = 0,526$);

n – число ступеней относительно среднего ответвления (± 6);

$\Delta U_{\text{ст РПН*}}$ – степень регулирования РПН в относительных единицах (0,02);

Значения $K_{т\text{В-С}}$ для автотрансформаторов ПС-А, ПС-Г приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1. – Коэффициенты трансформации автотрансформаторов с РПН

n	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6
$K_{т\text{В-С}}$	0,589	0,579	0,568	0,558	0,547	0,537	0,526	0,516	0,505	0,495	0,484	0,473	0,463

Изменяя коэффициенты трансформации $K_{т\text{В-С}}$ на подстанциях 220/110 кВ, можно регулировать потоки мощности в неоднородном контуре, образованном ЛЭП 220 кВ, автотрансформаторами и ЛЭП 110 кВ. При этом будут меняться потери активной мощности. Выполнив серию расчётов при различных сочетаниях $K_{т\text{В-С}}$ подстанций 220/110 кВ (ветви 205 – 112, 206 – 114 схемы, приведённой на рис. 2.1), можно найти режим, в котором потери активной мощности будут минимальными при соблюдении ограничений по напряжениям узлов и нагрузке ветвей. Такой режим называется оптимальным.

Для фиксации потерь мощности в каждом из рассматриваемых режимов необходимо в таблице «Районы» ввести строку, в которой указать номер района (например, 1) и его название. Затем в таблице «Узлы» в столбце «Район» для каждого узла указать выбранный ранее номер района. В таблице «Ветви» в столбце «На» для каждой ветви вписать номер района. Теперь в

таблице «Район» в столбце «Dr» появятся суммарные потери активной мощности. Эти суммарные потери активной мощности необходимо записать в табл. 6.2 в клетку, находящуюся на пересечении строки и столбца, соответствующих рассматриваемому сочетанию коэффициентов трансформации $K_{тВ-С}$ ПС-А и ПС-Г.

После заполнения всех клеток табл. 6.2 найдите клетку с минимальными потерями мощности и те сочетания коэффициентов трансформации $K_{тВ-С}$ ПС-А и ПС-Г, которые соответствуют этим потерям мощности. Повторите расчёт режима претендента на оптимальность для этих сочетаний $K_{тВ-С}$, чтобы убедиться в допустимости этого режима. Допустимость режима претендента на оптимальность проверяется по уровням напряжения в узлах и соответствия расчётных токов предельно допустимым, так как это было сделано в работе № 3. Если ввести этот режим в допустимую область невозможно, то перейдите к рассмотрению допустимости следующего режима с несколько бóльшими потерями мощности. Повторите при необходимости эти действия до обнаружения допустимого по напряжению и токам режима сети. Режим допустимый по напряжению узлов и токов ветвей с возможно меньшими потерями активной мощности и будет оптимальным.

Распечатайте расчётную схему (рис. 2.1) и нанесите на неё потоки активной и реактивной мощностей оптимального режима и приведите её в отчёте по работе.

В выводах по работе укажите величину потерь активной мощности в полученном вами оптимальном (и технически допустимом) режиме. Отметьте теоретически минимальную величину потерь активной мощности в рассматриваемой сети при максимальных нагрузках.

Таблица 6.2. – Потери активной мощности при регулировании коэффициентов трансформации подстанций 220/110 кВ

		Коэффициенты трансформации автотрансформаторов ПС-А												
		0,589	0,579	0,568	0,558	0,547	0,537	0,526	0,516	0,505	0,495	0,484	0,473	0,463
Коэффициенты трансформации автотрансформаторов ПС-Г	0,589													
	0,579													
	0,568													
	0,558													
	0,547													
	0,537													
	0,526													
	0,516													
	0,505													
	0,495													
	0,484													
	0,473													
	0,463													

Контрольные вопросы

1. Какой режим электрической сети является оптимальным?
2. Как откорректировать данные в программе RastrWin для фиксации потерь мощности?
3. Какой режим электрической сети называется допустимым?

Лабораторная работа № 7

**ОПТИМИЗАЦИЯ МОЩНОСТИ И МЕСТ РАЗМЕЩЕНИЯ
ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Цель работы: Определить экономически обоснованные мощности конденсаторных батарей, размещаемых на подстанциях проектируемой сети.

Задание

1. Загрузить из файла модель оптимального режима электрической сети, разработанную в работе № 6, программой RastrWin.
2. Определить естественное значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_e$ нагрузок всех подстанций 110 кВ.
3. Вычислить число часов максимальных потерь мощности в электрической сети.
4. Определить оптимальное значение $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$ на шинах 10 кВ подстанций 110 кВ.
5. Выбрать мощность БСК, обеспечивающую оптимальное значение $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$ на шинах подстанций 110 кВ.
6. Откорректировать модель электрической сети, введя в неё шунты, соответствующие БСК и выполнить расчёт режима программой RastrWin.
7. Сопоставить потери активной мощности в сети до и после ввода БСК. Сделать вывод о целесообразности установки БСК.

Методические указания

При проектировании электрической сети при известном плане строительства электростанций формируется баланс реактивной мощности по сети в целом. В процессе формирования такого баланса решаются две задачи: техническая и экономическая. Решением технической задачи являются минимальные значения мощностей компенсирующих устройств (например, БСК), обеспечивающих допустимые уровни напряжений в узлах сети. При решении экономической задачи определяются дополнительные мощности БСК, снижающие потери мощности и электроэнергии в сети. На стадии проектирования электрической сети используется упрощённая методика определения мощностей и мест установки БСК в сети 110 кВ, обеспечивающая поддержание баланса реактивной мощности при нормативных уровнях напряжения и снижение потерь мощности и электроэнергии.

Определение экономически обоснованных коэффициентов реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$ осуществляется с использованием обобщённых показателей (рис. 7.1).

Импортируйте из файла модель оптимального режима электрической сети, разработанную в работе № 6, программой RastrWin. Откройте таблицу «Узлы» и для узлов нагрузки напряжением 10 кВ 1, 2, 3, 4 определите $\operatorname{tg} \varphi_{\epsilon} = \frac{Q_{\text{н}}}{P_{\text{н}}}$.

По заданной величине T_{max} вычисляется время максимальных потерь мощности:

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

где $k_3 = T_{\text{max}} / 8760$ – коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети. Значение T_{max} приведено в табл.В.1.

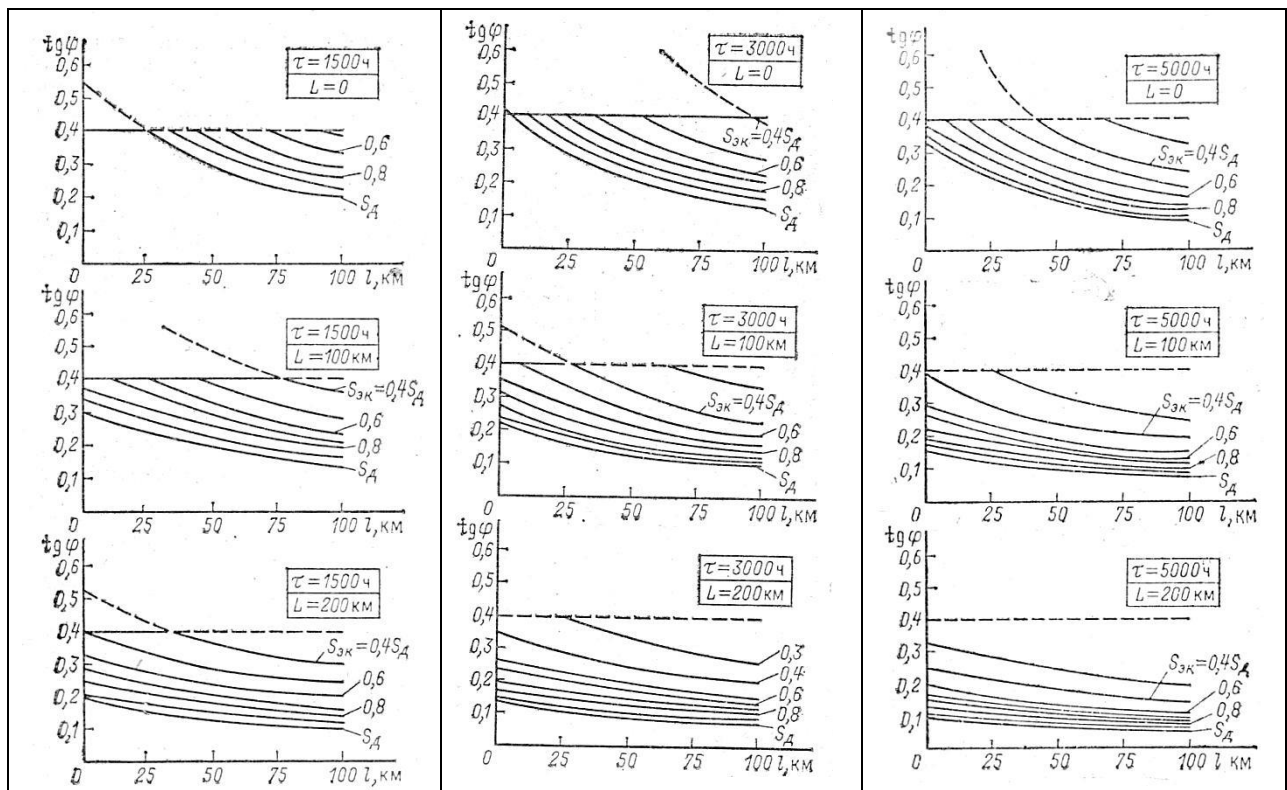


Рис. 7.1. Обобщённые расчётные кривые для определения оптимального коэффициента мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$:

τ - число часов максимальных потерь мощности; L - удалённость ЦП (подстанции 220 – 330 кВ от электростанции; l - удалённость подстанции 110 кВ от ЦП. Параметр кривых $S_{\text{эк}} = S_{\text{расч}} / S_{\text{доп}}$, где $S_{\text{доп}}$ - допускаемая по нагреву передаваемая мощность, МВ·А; $S_{\text{расч}}$ - расчётная нагрузка головного участка ВЛ 110 кВ, МВ·А

По схеме сети (рис. В.1) определяется удалённость рассматриваемой подстанции от центра питания (ЦП) 220 – 330 кВ l . Например, для подстанции ПС-Б расстояние до ЦП (подстанции ПС-А) составляет 54 км, для ПС-3 – $l=83,2$ км. В замкнутой сети рекомендуется определять l и L в соответствии с потокораспределением мощностей, полученным при выполнении работы № 6. Нанесите на схему сети точки потокораздела мощностей. Под точкой потокораздела понимается общий узел (стык) двух ветвей, в которых происходит изменение направления (знака) потоков активной и реактивной мощностей. При разделении схемы по точкам потокораздела будет получена радиальная схема, для которой определение показателей по удалённости и нагрузке не требует специальных пояснений. Для ЦП, получающих мощность по нескольким ВЛ 220 –

330 кВ, эквивалентную удалённость L от электростанции следует определять как среднеарифметическое значение длин питающих ВЛ 220 – 330 кВ, по каждой из которых к рассматриваемому ЦП поступает не менее 30 % суммарной реактивной нагрузки ЦП. Под суммарной нагрузкой ЦП понимается сумма нагрузок по сторонам СН и НН центральной подстанции с учётом отдачи по линиям 110 кВ.

Относительная загрузка головного участка ВЛ 110 кВ для обобщённых кривых (рис. 7.1) равна $S_{\text{эк}} = S_{\text{расч}} / S_{\text{доп}}$. Величина $S_{\text{расч}}$ определяется по результатам расчёта режима из таблицы «Ветви» программы RastrWin.

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{нач}}^2 + Q_{\text{нач}}^2}.$$

Допускаемая по нагреву передаваемая мощность $S_{\text{доп}}$ определяется по величине допустимого тока $I_{\text{доп}}$ (табл. П.1 приложения) с учётом числа цепей ВЛ $n_{\text{ц}}$.

$$S_{\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{доп}} n_{\text{ц}}.$$

По полученным величинам τ , L , l , $S_{\text{эк}}$ и рис. 7.1 определяется значение $\text{tg } \varphi_{\text{опт}}$.

Для подстанции 110 кВ, находящейся в точке потокораздела реактивных мощностей, оптимальное значение коэффициента реактивной мощности определяется отдельно для каждой питающей ВЛ ($\text{tg } \varphi_{\text{опт слева}}$, $\text{tg } \varphi_{\text{опт справа}}$), а затем находится его общее значение для нагрузки подстанции в целом:

$$\text{tg } \varphi_{\text{опт}} = \frac{P_{\text{слева}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{опт слева}} + P_{\text{справа}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{опт справа}}}{P_{\text{слева}} + P_{\text{справа}}}.$$

Оптимальные значения мощностей БСК, намеченных к установке на шинах 10 кВ ПС-Б, ПС-1, ПС-2, ПС-3 определяются по формуле

$$Q_{\text{БСК}} = (\operatorname{tg} \varphi_{\text{е}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{онт}}) P_{\text{н}}.$$

Округлите полученные значения $Q_{\text{БСК}}$ до ближайшего стандартного значения $Q_{\text{БСК ном}} : 1,2 \ 2,4 \ 3,6 \ 4,8 \ 6,0 \ 7,2 \ 9,6 \ 12,0$ Мвар и определите ёмкостную проводимость БСК

$$B_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{БСК ном}}}{U_{\text{ном}}^2} 10^6, \text{ мкСм.}$$

Откройте таблицу «Узлы», используя правую клавишу мышки, добавьте в неё столбец «В_расч». Для узлов нагрузки 1, 2, 3, 4 впишите в этот столбец значение $B_{\text{расч}}$ со знаком минус. Выполните расчёт режима для сети с БСК и определите, как изменились потери активной мощности после установки БСК.

Для фиксации потерь мощности в каждом из рассматриваемых режимов необходимо в таблице «Районы» ввести строку, в которой указать номер района (например, 1) и его название. Затем в таблице «Узлы» в столбце «Район» для каждого узла указать выбранный ранее номер района. В таблице «Ветви» в столбце «На» для каждой ветви вписать номер района. Теперь в таблице «Район» в столбце «Dr» появятся суммарные потери активной мощности.

Распечатайте расчётную схему (рис. В.1), укажите на ней выбранные БСК и приведите её в отчёте по работе.

В выводах по работе укажите величины мощностей БСК и места их установки, значения потерь активной мощности до и после установки БСК.

Контрольные вопросы

1. Какие задачи решаются при формировании баланса реактивной мощности в сети?
2. Как выбрать мощности и места установки компенсирующих устройств (БСК)?
3. Как изменится режим сети при вводе БСК?

Лабораторная работа № 8

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**220 – 110 КВ**

Цель работы: Освоить приёмы расчёта среднестатистических величин недоотпуска электроэнергии в послеаварийных режимах.

Задание

1. Загрузить из файла модель электрической сети для расчётов ремонтных режимов, разработанную в работе № 4, программой RastrWin.
2. Определить среднестатистические значения параметра потока отказов и времени восстановления линий и трансформаторов сети.
3. Вычислить коэффициенты вынужденного простоя (вероятности отключения) линий и трансформаторов.
4. Отключить в полной схеме наиболее загруженный трансформатор или цепь ЛЭП и выполнить расчёт послеаварийного режима. Проверить допустимость загрузки элементов сети и уровней напряжения в узлах.
5. Ввести режим в допустимую область путём снижения нагрузки потребителей в одном из узлов 1 – 7 схемы сети, показанной на рис. В.1.
6. Определить величину дефицита мощности и математического ожидания недоотпуска электроэнергии при аварийном отключении элемента сети.
7. Выполнить пункты 4 – 6 при отключении следующего по ранжиру загрузки элемента сети.

Методические указания

В качестве показателей надёжности электроэнергетического оборудования, относящегося к ремонтируемым изделиям, используются параметр потока отказов ω (1/год), среднее время восстановления T_B (лет), частота плановых

ремонт ω_{Π} (1/год), среднее время простоя в плановом ремонте T_{Π} (лет). Численные значения этих показателей приведены в приложении. Справочная (табличная) величина параметра потока отказов ЛЭП должна быть приведена к длине каждой линии:

$$\omega_{\text{ЛЭП}} = \omega_{\text{ЛЭП табл}} \frac{L}{100},$$

где L – длина линии, км.

Для двухцепных ЛЭП определяют $\omega_{\text{ЛЭП}}$ и длительность аварийных простоев каждой цепи в отдельности и двух цепей одновременно.

Показатели ω , $T_{\text{в}}$ используются для определения комплексных показателей надёжности:

Наработка на отказ(продолжительность работы между отказами)

$$T_{\text{н}} = \frac{1}{\omega}, \text{ лет.}$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$K_{\text{в}} = \frac{T_{\text{в}}}{T_{\text{н}} + T_{\text{в}}} \approx \omega T_{\text{в}}, \text{ о.е.}$$

При аварийном отключении элементов сети режим электрической сети может оказаться недопустимым из-за перегрузки линий или трансформаторов, а также недопустимого снижения напряжений в узлах нагрузки. Для ввода режима в допустимую область следует снизить нагрузку в одном или нескольких узлах нагрузки (узлы 1 – 7 на рис. В.1) на величину ΔN . Такое снижение нагрузки осуществляется при работе автоматики электрической сети (АЧР, САОН). Так как отключение линий, трансформаторов носит случайный характер, то показателем надёжности, интегрально учитывающим частоту, длительность и глубину отказа, является математическое ожидание недоотпуска электроэнергии $M(\Delta W_i)$ при отключении i -го элемента сети.

$$M(\Delta W_i) = \Delta W_{\text{max } i} K_{\text{в } i}, \quad (8.1)$$

где $\Delta W_{\max i}$ – максимальная величина недоотпуска электроэнергии в электрической сети при отказе i -го элемента сети;

$K_{вi}$ – коэффициент вынужденного простоя i -го элемента сети.

Для приближённого определения $\Delta W_{\max i}$ можно использовать простейший вид годового графика нагрузки по продолжительности (рис. 8.1).

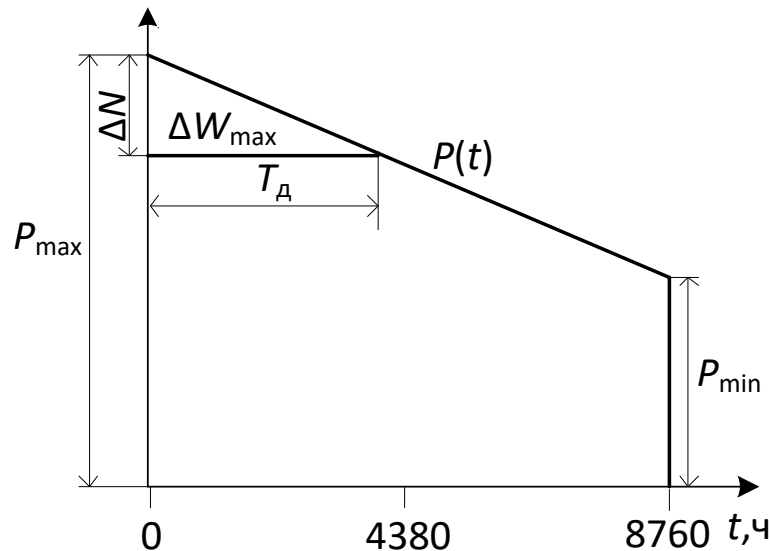


Рис.8.1. График нагрузки по продолжительности

Из рис.8.1 следует, что

$$\Delta W_{\max i} = \frac{(4380\Delta N)^2}{P_{\max}(8760 - T_{\max})}, \quad (8.2)$$

где T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки (табл. В.1).

При проектировании электрической сети используется принцип $N-1$, согласно которому рассматриваются отказы элементов сети по одному. Вероятностью одновременного отключения двух и более элементов сети пренебрегают.

Импортируйте из файла данных модель электрической сети для расчётов ремонтных режимов программой RastrWin, созданную при выполнении работы № 4. Для контроля загрузки ветвей расчётной схемы дополните таблицу «Ветви» двумя столбцами. Щёлкните правой клавишей мышки по заголовку столбца

«Na» и вставьте в таблицу столбцы «Ток начала ветви $I_{\text{нач}}$ » и « $I_{\text{доп_оборудования}} I_{\text{доп_обор}}$ ».

Заполните столбец « $I_{\text{доп_обор}}$ » допустимыми токами. Для ЛЭП допустимые токи в зависимости от сечения проводов приведены в приложении. Для трансформаторов и автотрансформаторов $I_{\text{доп}}$ определяется по (5.1). При определении допустимого тока ветви, соответствующей стороне НН автотрансформатора, по (5.1) следует учесть то, что мощность обмотки НН составляет 50 % номинальной.

Определите коэффициенты вынужденного простоя K_{Bi} , используя справочные данные приложения. Результаты вычислений занесите в табл. 8.1.

Например, для двухцепной линии 220 кВ 201-202 $\omega_{\text{ЛЭП табл } i} = 2,0$ 1/(год·100 км), $T_{Bi} = 1,2 \cdot 10^{-3}$ лет. С учётом длины линии 63 км получим $\omega_{\text{ЛЭП}} = 1,26$ 1/год, $K_{Bi} = 1,512 \cdot 10^{-3}$. Для автотрансформаторов 220 кВ ПС-А $\omega_{\text{ат } i} = 0,03$ 1/год, $T_{Bi} = 7 \cdot 10^{-3}$ лет, $K_{Bi} = 0,21 \cdot 10^{-3}$.

При выполнении работы № 5 элементы электрической сети были ранжированы в порядке убывания загрузки. Используйте эту последовательность элементов для организации порядка расчётов послеаварийных режимов. Отключите очередной трансформатор или ЛЭП, используя столбец «S» из таблицы «Ветви». Для отключения автотрансформатора или трёхобмоточного трансформатора необходимо одновременно отключить три ветви схемы замещения (рис. 8.2).

Например, для отключения автотрансформатора № 1 ПС-А отключаются ветви 202-205, 205-112, 205-5.

Таблица 8.1. – Показатели надёжности элементов сети

Элемент	U _{ном} , кВ	Узлы		N пар	$\omega_{\text{табл } i}$, 1/год	ω_i , 1/год	$T_{vi} \cdot 10^{-3}$, лет	K_{vi} , о.е.
		N нач	N кон					
ЛЭП двухцепн	220	201	202	1				
				2				
ЛЭП двухцепн	220	201	203	1				
				2				
ЛЭП	220	202	203					
ЛЭП двухцепн	220	203	204	1				
				2				
ЛЭП двухцепн	110	112	115	1				
				2				
ЛЭП	110	112	114					
Тр-р	220	202	205	1				
		205	112	1				
		205	5	1				
Тр-р	220	202	2050	2				
		2050	112	2				
		2050	5	2				
Тр-р	220	203	6	1				
Тр-р	220	203	6	2				
Тр-р	220	204	206	1				
		206	114	1				
		206	7	1				
Тр-р	220	204	2060	2				
		2060	114	2				
		2060	7	2				
Тр-р	110	115	118	1				
		118	31	1				
		118	4	1				
Тр-р	110	115	1180	2				
		1180	31	2				
		1180	4	2				
ЛЭП	110	112	116					
ЛЭП	110	114	117					
ЛЭП двухцепн	110	115	113	1				
				2				
ЛЭП	110	117	116					
Тр-р	110	117	1	1				
Тр-р	110	117	1	2				
Тр-р	110	116	2	1				
Тр-р	110	116	2	2				
Тр-р	110	113	3	1				
Тр-р	110	113	3	2				

ID	S	Тип	N_нач	N_кон	N_групп	Название	R	X	B	Kt/l	P_нач	Q_нач	I_доп_обор	I_нач	Na
5		ЛЭП	202	203		ПС-А ВН - ПС-В ВН	7.4	32.2	-198		-22	6		60	
6		ЛЭП	203	204	1	ПС-В ВН - ПС-Г ВН	4.2	24	-154		-92	-107		362	
7		ЛЭП	203	204	2	ПС-В ВН - ПС-Г ВН	4.2	24	-154		-92	-107		362	
8		ЛЭП	112	115	1	ПС-А СН - ПС-Б ВН	8.8	22.4	-150		-15	-10		110	
9		ЛЭП	112	115	2	ПС-А СН - ПС-Б ВН	8.8	22.4	-150		-15	-10		110	
10		ЛЭП	112	114		ПС-А СН - ПС-Г СН	8.1	20.7	-138		17	26		199	
11	X	Трр	202	205	1	ПС-А ВН - ПС-А 0 1	0.5	48.6	11.8	1			408		
12		Трр	202	2050	2	ПС-А ВН - ПС-А 0 2	0.5	48.6	11.8	1	-143	-251	408	738	
13	X	Трр	205	112	1	ПС-А 0 1 - ПС-А СН	0.5				0.526		408		
14		Трр	2050	112	2	ПС-А 0 2 - ПС-А СН	0.5				0.526	-42	-9	408	144
15	X	Трр	205	5	1	ПС-А 0 1 - ПС-А НН 1	825		0.048				204		
16		Трр	2050	5	2	ПС-А 0 2 - ПС-А НН 1	825		0.048		-100	-170	204	655	
17		Трр	203	6	1	ПС-В ВН - ПС-В НН	3.9	100.7	9.5	0.048	-40	-30		129	
18		Трр	203	6	2	ПС-В ВН - ПС-В НН	3.9	100.7	9.5	0.048	-40	-30		129	
19		Трр	204	206	1	ПС-Г ВН - ПС-Г 0 1	0.5	48.6	11.8	1	-90	-107		381	
20		Трр	204	2060	2	ПС-Г ВН - ПС-Г 0 2		48.6	11.8	1	-88	-108		381	
21		Трр	206	7	1	ПС-Г 0 1 - ПС-Г НН	1	825		0.048	-45	-38		179	
22		Трр	2060	7	2	ПС-Г 0 2 - ПС-Г НН	1	825		0.048	-45	-38		179	
23		Трр	206	114	1	ПС-Г 0 1 - ПС-Г СН	0.5				0.526	-48	-49	210	
24		Трр	2060	114	2	ПС-Г 0 2 - ПС-Г СН	0.5				0.526	-47	-60	210	
25		Трр	115	118	1	ПС-Б ВН - ПС-Б 0 1	0.8	35.5	18.1	1	-11	-8		91	
26		Трр	115	1180	2	ПС-Б ВН - ПС-Б 0 2	0.8	35.5	18.1	1	-11	-8		91	
27		Трр	118	31	1	ПС-Б 0 1 - ПС-Б СН	0.8			0.335	-8	-5		61	

Рис. 8.2. Отключение автотрансформатора ПС-А в программе RastrWin

При попытке выполнить расчёт режима с отключённым автотрансформатором ПС-А появляется сообщение о недопустимом снижении напряжения, и расчёт режима аварийно прекращается (рис. 8.3).

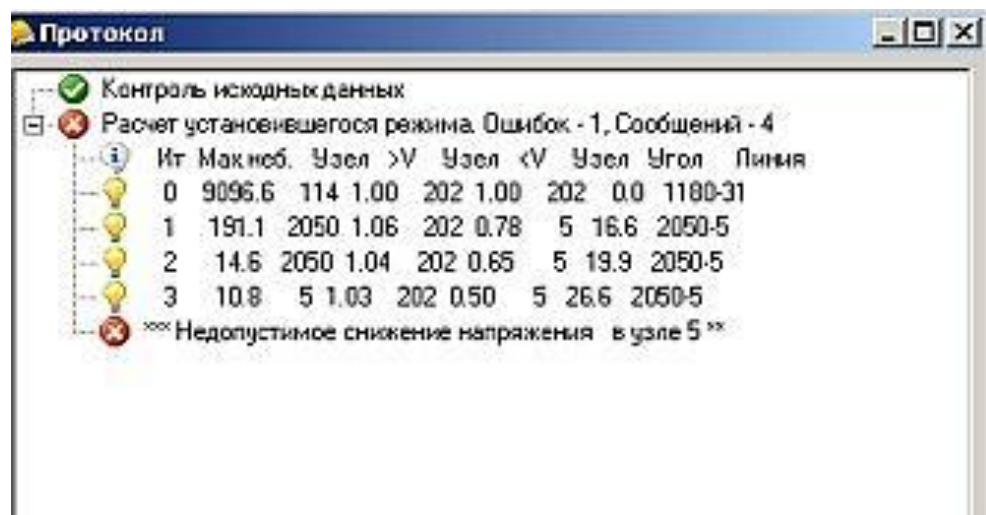


Рис. 8.3. Сообщение об аварийном завершении расчёта режима

Для ввода режима в допустимую область следует уменьшить активную и реактивную нагрузки (P_n , Q_n) в узле ближайшем к отключённому элементу сети. Таким узлом в рассматриваемом примере является узел № 5. Следует по-

степенно пропорционально снижать P_n , Q_n узла, т.е. сохраняя неизменным $\lg \varphi$. При снижении нагрузки P_n до величины 60 МВт и Q_n до величины 38,2 Мвар режим может быть рассчитан при допустимых параметрах режима. Дефицит мощности при отключении автотрансформатора на ПС-А в режиме максимальной нагрузки составит $\Delta N = 110 - 60 = 50$ МВт. Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии $M(\Delta W_i)$ определяется по (8.1), (8.2) и заносится в табл. 8.2. Результаты расчёта для рассматриваемого примера отключения автотрансформатора ПС-А при $T_{\max} = 5000$ ч показаны в табл. 8.2.

В целом по сети математическое ожидание недоотпуска электроэнергии определяется суммированием $M(\Delta W_i)$, вычисленным при аварийном отключении одного из элементов сети.

Таблица 8.2. – Недоотпуск электроэнергии в электрической сети

Отказавший элемент	U _{ном} , кВ	Узлы		N пар	ΔN , МВт	ΔW_{\max} , МВт·ч	K_B , о.е.	$M(\Delta W)$ МВт·ч
		N нач	N кон					
ЛЭП двухцепн	220	201	202	1				
				2				
ЛЭП двухцепн	220	201	203	1				
				2				
ЛЭП	220	202	203					
ЛЭП двухцепн	220	203	204	1				
				2				
ЛЭП двухцепн	110	112	115	1				
				2				
ЛЭП	110	112	114					
Тр-р	220	202	205	1	50	115960	$0,21 \cdot 10^{-3}$	24,4
		205	112	1				
		205	5	1				
Тр-р	220	202	2050	2				
		2050	112	2				
		2050	5	2				
Тр-р	220	203	6	1				
Тр-р	220	203	6	2				
Тр-р	220	204	206	1				
		206	114	1				
		206	7	1				
Тр-р	220	204	2060	2				
		2060	114	2				
		2060	7	2				

Продолжение табл. 8.2

Тр-р	110	115	118	1				
		118	31	1				
		118	4	1				
Тр-р	110	115	1180	2				
		1180	31	2				
		1180	4	2				
ЛЭП	110	112	116					
ЛЭП	110	114	117					
ЛЭП двухцепн	110	115	113	1				
				2				
ЛЭП	110	117	116					
Тр-р	110	117	1	1				
Тр-р	110	117	1	2				
Тр-р	110	116	2	1				
Тр-р	110	116	2	2				
Тр-р	110	113	3	1				
Тр-р	110	113	3	2				

Контрольные вопросы

1. Какими показателями характеризуется надёжность ЛЭП и трансформаторов?
2. Как осуществить ввод режима в допустимую область при аварийном отключении элемента сети?
3. Как определяется математическое ожидание недоотпуска электроэнергии?

Приложение. Технические параметры оборудования

Таблица П.1. – Расчетные данные ВЛ 35 – 330 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	Доп. Ток, А	r_0 , Ом при +20 °С	35 кВ		110 кВ		220 кВ		330 кВ	
				x_0 , Ом	b_0 , мкСм	x_0 , Ом	b_0 , мкСм	x_0 , Ом	b_0 , мкСм	x_0 , Ом	b_0 , мкСм
70/11	1	265	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547				
95/16	1	330	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611				
120/19	1	380	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651				
150/24	1	445	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699				
185/29	1	510	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739				
240/32	1	610	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,435	2,600	–	–
240/39	2	1220	0,062					–	–	0,331	3,380
300/39	1	690	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,429	2,640		
300/39	2	1380	0,049					–	–	0,328	3,410
400/51	1	825	0,075					0,420	2,700	–	–
400/51	2	1650	0,037					–	–	0,323	3,460
500/64	1	945	0,060					0,413	2,740	–	–
500/64	2	1890	0,030					–	–	0,320	3,500

Таблица П.2. – Трансформаторы трёхфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь ная мощность, МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	$\square Q_x$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5 %, –8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,50	42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,00	16,0	220,4	50
ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,90	7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688

Примечания: 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица П.3. – Трансформаторы трёхфазные трёхобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь- ная мощ- ность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регу- лирования на стороне ВН (СН)	U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	$+9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	200	43	0,6
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	290	56	0,7
ТДЦТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	11	18,5	7	390	82	0,6

Таблица П.4. – Трансформаторы и автотрансформаторы трёхфазные напряжением 220 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регу- лирования на стороне ВН (СН)	$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТРДН-40000/220	40	230		11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$		12		170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	525	167	0,6
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН -40000/220	40	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	22	9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	31	19	290	85	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

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

2. Регулирование напряжения для трансформаторов в нейтрали ВН, для АТ на стороне СН

Таблица П.5. – Параметры потока отказов элементов электрической сети

Элемент сети	ω , 1/год при напряжении, кВ					
	750	500	330	220	110	35
<i>Воздушные линии</i> ¹ : одноцепные	0,6	0,6	1,3	1,7	3,9	2,0
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	3,8	2,0	3,9	1,6
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	0,4	0,4	0,9	0,4
<i>Трансформаторы и автотрансформаторы</i>	0,053	0,053	0,04	0,03	0,015	0,01
<i>Выключатели</i> ² : воздушные	0,2	0,12	0,04	0,03	0,03	0,01
масляные баковые	-	-	-	0,05	0,02	0,01
маломасляные	-	-	-	-	0,06	0,03
<i>Сборные шины</i> ³	0,01	0,013	0,013	0,013	0,016	0,02
<i>Отделители и короткозамыкатели</i>	-	-	-	0,02	0,01	0,1

Примечания: ¹ на 100 км. ² на один выключатель. ³ на присоединение.

Таблица П.6. – Среднее время восстановления элементов электрической сети

Элемент сети	$T_B \cdot 10^{-3}$, лет при напряжении, кВ					
	750	500	330	220	110	35
<i>Воздушные линии</i> : одноцепные	2,7	2,2	1,5	1,6	1,5	1,8
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	1,3	1,2	1,0	1,2
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	0,6	1,9	1,5	1,6
<i>Трансформаторы и автотрансформаторы</i>	25	25	5	7	8	8
<i>Выключатели</i>	3	7	4	5	3	1,7
<i>Сборные шины</i>	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8
<i>Отделители и короткозамыкатели</i>	-	-	-	0,6	0,8	0,7