

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Электрические системы»

В. Г. Прокопенко  
Н. А. Попкова

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности 1-43 01 02  
«Электроэнергетические системы и сети»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск  
БНТУ  
2021

УДК 621.311.1+621.315.1/3(075.8)

ББК 31.279я7

П80

**Составители:**

*В. Г. Прокопенко, Н. А. Попкова*

**Рецензенты:**

*А. А. Золотой, В. М. Збродыга*

**Прокопенко, В. Г.**

П80

Электрические сети : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / В. Г. Прокопенко, Н. А. Попкова. – Минск : БНТУ, 2021. – 44 с.  
ISBN 978-985-583-572-2.

Данное издание включает учебную программу, разработанную на кафедре «Электрические системы», задание и методические указания для выполнения контрольной работы студентами заочной формы обучения специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» по дисциплине «Электрические сети», и может применяться для организации и контроля самостоятельной работы студентов специальностей, изучающих дисциплины «Электрические сети», «Электрические сети и системы», «Передача и распределение электроэнергии».

Для пояснения хода решения каждой задачи приведены необходимые методические указания и справочная информация. Задачи и контрольные вопросы охватывают важнейшие темы дисциплины.

При разработке учебно-методического пособия учтен обширный опыт сотрудников кафедры «Электрические системы», подготовивших ранее ряд разработок по дисциплинам «Электрические сети», «Электрические системы и сети», «Передача и распределение электроэнергии» для студентов разных специальностей и форм обучения.

**УДК 621.311.1+621.315.1/3(075.8)**

**ББК 31.279я7**

**ISBN 978-985-583-572-2**

© Белорусский национальный  
технический университет, 2021

# 1. УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

## 1.1. Цель, задачи и значение дисциплины

Учебная программа учреждения высшего образования учебной дисциплины «Электрические сети» разработана для специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети».

Целью изучения учебной дисциплины является формирование знаний по физическим принципам функционирования электрических сетей, методам их расчета и анализа, формирование умений и профессиональных компетенций по основам проектирования и эксплуатации электрических сетей, развитие и закрепление академических и социально-личностных компетенций.

Основными задачами учебной дисциплины являются освоение современных методов расчета и анализа электрических сетей, основ их построения и проектирования, приобретение навыков расчета параметров и режимов электрических сетей.

Дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении дисциплин «Теоретические основы электротехники», «Электромеханика», а также отдельных разделов математики и физики.

Знания и умения, полученные студентами при изучении данной дисциплины, необходимы для освоения последующих дисциплин, связанных с расчетом, анализом, регулированием и проектированием электрических сетей в составе электроэнергетических систем, таких как «Электроэнергетические системы», «Конструкции и режимы электрических сетей», «Устойчивость электроэнергетических систем», «Основы проектирования энергосистем», «Проектирование распределительных электрических сетей».

В результате изучения учебной дисциплины «Электрические сети» студент должен знать:

– терминологию по электрическим сетям;

- основные нормативные материалы;
- физические процессы при передаче электроэнергии;
- схемы замещения элементов электрической сети;
- принципы расчета параметров линий электропередачи, трансформаторов, компенсирующих устройств;
- методы расчета потерь мощности и электроэнергии;
- возможные режимы электропередач;
- методы электрического расчета электропередач, разомкнутых и замкнутых электрических сетей;
- типовые схемы электрических сетей и области их применения;
- основные экономические показатели электрической сети, критерии технико-экономического анализа и принятия решений в электрических сетях;
- подходы к выбору площади сечений проводников линий электропередачи;
- передовой отечественный и зарубежный опыт в области электрических сетей.

А также уметь:

- рассчитывать параметры элементов электрической сети;
- рассчитывать и анализировать режимы работы разомкнутых и простых замкнутых электрических сетей;
- рассчитывать потери мощности и электроэнергии в электрической сети различными методами;
- выбирать номинальные напряжения электрических сетей, площади сечения проводников линий электропередачи;
- анализировать режимы электропередач.

Владеть:

- методами выбора параметров элементов электрической сети;
- методами расчета установившихся режимов электрических сетей;

## 1.2. Содержание изучаемых тем дисциплины

### ***Тема 1. Общая характеристика электрических сетей***

Краткий исторический обзор развития электрических сетей. Основные понятия и определения. Структура и основные элементы электроэнергетических систем. Электрические сети и их классификация. Номинальные напряжения электрических сетей. Нормативные материалы по электрическим системам и сетям. Правила устройства электроустановок. Технические кодексы установившейся практики. Правила по охране труда и технике безопасности при работах в электроустановках. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Нормы технологического проектирования. Руководящие указания по эксплуатации. Система единиц. [1], с. 5–32; [2], с. 5–32; [3], с. 8–32; [5], с. 5–22; [4], с. 5–15; [22].

### ***Тема 2. Характеристики и параметры элементов электрических сетей***

Сопротивления и проводимости воздушных и кабельных линий. Соотношения между параметрами разных линий. Схемы замещения линий. Параметры и схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов. Активная и реактивная мощность в электрических сетях. Представление генераторов электрических станций при расчетах установившихся режимов. Виды компенсирующих устройств, их назначение и представление в расчетах. Характеристики узлов нагрузки электрической сети. Способы представления нагрузок в электрических расчетах. Графики нагрузок и их параметры. Суточные графики нагрузок. Годовые графики нагрузок по продолжительности. [1], с. 119–159; [2], с. 54–192; [3], с. 52–177; [4], с. 54–97; [3], с. 98–152; [4], с. 91–111, 134–169.

### ***Тема 3. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях***

Общие замечания. Потери мощности в линиях. Потери мощности в трансформаторах. Потери мощности в компенсирующих устройствах. Методы определения потерь электро-

энергии в электрических сетях. [1], с. 160–181; [2], с. 379–414; [3], с. 358–391; [5], с. 496–512; [27], с. 35–41, 53–57, 98–114.

#### ***Тема 4. Расчеты режимов разомкнутых электрических сетей***

Задачи расчетов режимов. Векторная диаграмма линии электропередачи. Зависимости между напряжениями и мощностями начала и конца элемента электрической сети. Расчет режима линии электропередачи при заданной мощности нагрузки. Расчет режима линии электропередачи при заданном токе нагрузки. Учет трансформаторов при расчете режима электрической сети. Расчет режима разомкнутых электрических сетей одного номинального напряжения. Упрощенный расчет режима электрической сети. Учет статических характеристик нагрузки при расчете режима. Расчет режима разомкнутых сетей нескольких номинальных напряжений. Расчет режима местных электрических сетей. Допустимые потери напряжения в местных электрических сетях. Расчет режима сетей с равномерно распределенной нагрузкой. Особенности расчета сетей со стальными проводами. [1], с. 182–234; [2], с. 193–277; [3], с. 178–260; [5], с. 97–137; [13], с. 152–169; [4], с. 170–190.

#### ***Тема 5. Расчеты и анализ режимов протяженных электропередач***

Общая характеристика протяженных электропередач. Основные уравнения, определяющие режим линии электропередачи. Линия без потерь. Режим натуральной мощности. Методы электрического расчета электропередач. Угловые характеристики мощности. Предельная передаваемая мощность. Режимы реактивной мощности вдоль линии. Режимы напряжения вдоль линии. Схемы электропередач переменного тока. Общая характеристика электропередач и вставок постоянного тока. Области применения электропередач переменного и постоянного тока. [1], с. 235–297; [2], с. 71–79, 427–436; [3], с. 67–74, 402–412; [13], с. 65–72.

## ***Тема 6. Физические основы методов расчета режимов замкнутых электрических сетей***

Общие сведения о замкнутых сетях и особенности расчета их режимов. Определение потокораспределения в линиях с двусторонним питанием. Метод уравнений узловых напряжений. Метод контурных уравнений. Приведение параметров схем замещения сети к единой ступени напряжения. Обобщенный метод контурных уравнений. Метод разрезания контуров. Метод коэффициентов распределения. Основы расчетов сложных электрических сетей на ЭВМ. [1], с. 298–348; [6], с. 127–147; [5], с. 137–153; [8], с. 150–186.

## ***Тема 7. Основы проектирования электрических сетей***

Основные экономические показатели электрических сетей. Техничко–экономические критерии при проектировании электрических сетей. Учет надежности электроснабжения потребителей при проектировании электрических сетей. Учет фактора экологии электрической сети. Задачи и этапы проектирования электрических сетей. Построение конфигурации сети и выбор ее номинального напряжения. Подход к выбору площади сечений проводов и жил кабелей. Выбор площади сечений проводов по нормативной экономической плотности тока. Метод экономических интервалов нагрузки. Метод перебора стандартных сечений проводов. Энергоэкономический подход при выборе площади сечений проводов. Выбор площади сечений проводов линий и жил кабелей по условиям нагревания. Выбор площади сечений проводов воздушных линий по условию короны. Выбор площади сечений проводов линий по допустимым потерям напряжения. Выбор площади сечений проводов по механической прочности и термической стойкости. Особенности выбора площади сечений проводов воздушных линий с изолированными проводами. Выбор числа и мощности трансформаторов подстанций. Расчет характерных режимов электрических сетей. Техничко–экономические показатели. [2], с. 529–580; [3], с. 490–536; [1], с. 349–450; [5], с. 237–322; [4], с. 337–455; [13], с. 336–374; [6], с. 37–54, 93–105.

## ***Тема 8. Схемы электрических сетей***

Требования к схемам электрических сетей. Общие принципы построения схем электрических сетей. Способы присоединения подстанций к электрическим сетям. Типовые схемы распределительных устройств подстанций. Схемы районных электрических сетей. Принципы построения схем городских и сельских распределительных электрических сетей. Принципы формирования схемы электрических сетей до 1000 В. [1], с. 451–476; [2], с. 498–524; [3], с. 466–488; [5], с. 311–322; [6], с. 37–46.

### **1.3. Содержание лабораторных занятий**

1. Изучение методов определения потерь электрической энергии.
2. Исследование режимов работы линии электропередачи.
3. Исследование режимов работы замкнутой электрической сети одного номинального напряжения.

### **1.4. Содержание практических занятий**

1. Определение потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах.
2. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей.
3. Расчет режимов простых замкнутых электрических сетей

### **1.5. Содержание контрольной работы**

Для студентов заочной формы обучения.

1. Решение задач по индивидуальным вариантам по темам:
  - определение и анализ параметров схем замещения линий электропередачи и трансформаторов;
  - расчет режимов разомкнутых электрических сетей;
  - определение потерь электроэнергии в электрических сетях;



– электрический расчет замкнутой электрической сети одного номинального напряжения;

– выбор сечений проводов ВЛ и расчет технико-экономических показателей электрических сетей при их проектировании.

2. Ответы на контрольные вопросы.

## 2. КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

### 2.1. Выбор варианта контрольного задания

Номер варианта задания определяется студентом в соответствии с данными табл. 2.1 в зависимости от первой буквы фамилии и последней цифры шифра.

Таблица 2.1

Номер варианта контрольного задания

Первая буква фамилии студента	Последняя цифра шифра студента									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
От А до И	1	4	7	10	13	16	19	22	25	28
От К до С	2	5	8	11	14	17	20	23	26	29
От Т до Я	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30

### 2.2. Контрольное задание

Контрольное задание состоит из семи задач и ответов на четыре контрольных вопроса.

**Задача 1.** Определить параметры схемы замещения электрической сети (рис. 2.1), используя данные, приведенные в табл. 2.2.

Определить волновые параметры линии электропередачи, ее зарядную и натуральную мощности.

**Задача 2.** Используя параметры схемы замещения, рассчитанные в задаче 1, выполнить расчет режима работы электропередачи, т. е. определить потокораспределение и напряжение узлов. Определить коэффициент полезного действия электропередачи и построить в масштабе векторную диаграмму напряжений узлов. Считать, что напряжение в точке 1 схемы сети (см. рис. 2.1) равно 1,1 номинального напряжения линии электропередачи.

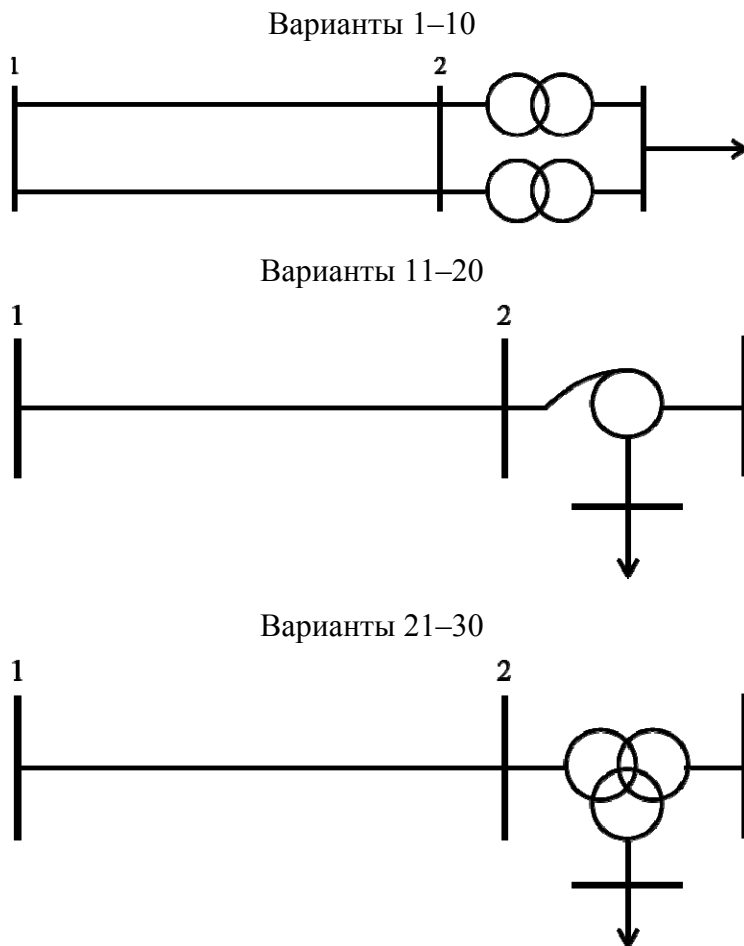


Рис. 2.1. Варианты схем электрической сети

Таблица 2.2

## Исходные данные к задаче № 1

Номер варианта	Параметры линии электропередачи		Параметры понижающих трансформаторов (автотрансформаторов)			
	Длина, км	Марка и сечение провода	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		
				высшего напряжения	среднего напряжения	низшего напряжения
1	30	АС 95/16	25	115	–	10,5
2	40	АС 120/19	40	115	–	10,5
3	50	АС 150/19	40	115	–	10,5
4	60	АС 185/24	63	115	–	10,5
5	70	АС 240/32	63	115	–	10,5
6	70	АС 240/32	40	230	–	11,0
7	90	АС 300/39	63	230	–	11,0
8	100	АС 300/48	100	230	–	11,0
9	110	АС 400/51	160	230	–	11,0
10	112	АС 400/64	160	230	–	11,0
11	25	АС 70/11	10	115	38,5	11,0
12	35	АС 95/16	16	115	38,5	11,0
13	45	АС 120/19	25	115	38,5	11,0
14	55	АС 150/19	40	115	38,5	11,0
15	65	АС 185/24	63	115	38,5	11,0
16	75	АС 240/32	80	115	38,5	11,0
17	50	АС 240/32	25	230	38,5	11,0
18	60	АС 300/39	40	230	38,5	11,0
19	70	АС 300/48	25	230	38,5	11,0
20	90	АС 400/51	40	230	38,5	11,0
21	100	АС 240/32	63	230	121	11,0
22	110	АС 300/39	125	230	121	11,0
23	120	АС 300/48	200	230	121	11,0
24	130	АС 400/51	250	230	121	11,0
25	150	АС 300/39	200	230	121	11,0
26	180	2 x АС 240/32	125	330	115	10,5
27	200	2 x АС 300/39	125	330	115	10,5
28	220	2 x АС400/51	200	330	115	10,5
29	240	2 x АС 500/64	200	330	115	10,5
30	260	2 x АС 400/51	200	330	115	10,5

**Задача 3.** Используя результаты расчета режима сети, полученные при решении задачи 2, с помощью метода времени наибольших потерь определить в сети потери энергии за год.

**Задача 4.** Для соответствующей заданному варианту схемы сети (см. рис. 2.1) определить ее технико-экономические показатели: капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы, приведенные затраты, стоимость и себестоимость передачи энергии, удельные капитальные затраты.

**Задача 5.** Произвести электрический расчет режима линии с двухсторонним питанием (рис. 2.2) и выбрать ответвления понижающих трансформаторов, обеспечивающие желаемое напряжение на стороне низшего напряжения трансформаторов 10,5 кВ. Исходные данные для решения приведены в табл. 2.3 и 2.4.

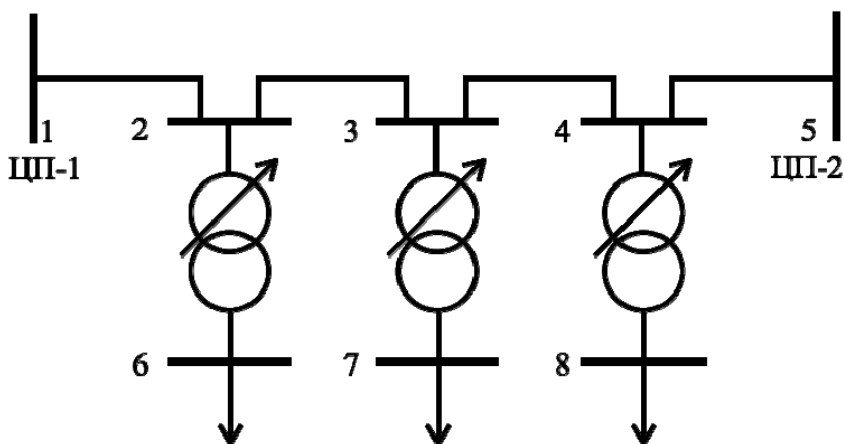


Рис. 2.2. Схема сети

Таблица 2.3

**Исходные данные о длинах участков сети  
и сечениях сталеалюминиевых проводов на них**

Номер варианта	Длина участка, км, и сечения провода			
	1-2	2-3	3-4	4-5
1	20, 95/16	20, 95/16	10, 120/19	10, 150/19
2	25, 120/19	20, 95/16	30, 95/16	10, 150/19
3	30, 95/16	20, 120/19	15, 120/19	10, 185/24
4	25, 185/24	18, 120/19	26, 95/16	24, 150/19
5	34, 120/19	10, 95/16	30, 95/16	15, 150/19
6	15, 120/19	25, 95/16	35, 120/19	10, 185/24
7	24, 185/24	18, 120/19	10, 95/16	20, 150/19
8	30, 185/24	34, 95/16	17, 120/19	25, 150/19
9	40, 150/19	40, 95/16	20, 95/16	14, 120/19
10	20, 185/24	40, 150/19	30, 95/16	15, 150/19
11	28, 150/19	44, 95/16	35, 120/19	20, 185/24
12	36, 120/19	50, 95/16	20, 120/19	40, 120/19
13	30, 150/19	50, 120/19	28, 95/16	14, 185/24
14	37, 240/32	40, 120/19	25, 120/19	35, 185/24
15	32, 150/19	55, 120/19	40, 95/16	20, 120/19
16	33, 185/24	43, 95/16	15, 120/19	9, 185/24
17	37, 120/19	30, 120/19	30, 95/16	22, 150/19
18	44, 150/19	44, 150/19	22, 120/19	54, 120/19
19	25, 95/16	28, 95/16	37, 120/19	16, 150/19
20	32, 95/16	40, 95/16	20, 120/19	28, 185/24
21	34, 120/19	30, 95/16	32, 95/16	16, 120/19
22	19, 150/19	27, 120/19	28, 95/16	10, 120/19
23	22, 185/24	47, 150/19	32, 120/19	50, 150/19
24	43, 240/32	25, 185/24	33, 185/24	28, 185/24
25	47, 240/32	16, 185/24	30, 95/16	30, 150/19
26	24, 185/24	29, 150/19	40, 95/16	40, 120/19
27	13, 150/19	24, 120/19	20, 120/19	19, 95/16
28	40, 120/19	18, 95/16	50, 20/19	10, 120/19
29	52, 95/16	10, 95/16	18, 95/16	30, 150/19
30	47, 240/32	28, 185/24	30, 120/19	44, 150/19

Исходные данные о нагрузках узлов<sup>1</sup>

Номер варианта	Нагрузка узлов ( $P + jQ$ ), МВ·А		
	6 2	7 3	8 4
1	$20 + j10$	$10 + j6$	$30 + j18$
2	$18 + j8$	$30 + j15$	$75 + j8$
3	$24 + j11$	$16 + j8$	$20 + j7$
4	$24 + j14$	$14 + j9$	$10 + j6$
5	$14 + j7$	$18 + j10$	$20 + j10$
6	$30 + j15$	$9 + j5$	$20 + j11$
7	$40 + j21$	$11 + j6$	$24 + j12$
8	$25 + j14$	$12 + j6$	$26 + j13$
9	$20 + j12$	$13 + j7$	$28 + j14$
10	$13 + j7$	$15 + j8$	$30 + j15$
11	$32 + j16$	$16 + j8$	$32 + j16$
12	$37 + j15$	$18 + j7$	$34 + j17$
13	$40 + j20$	$20 + j10$	$36 + j18$
14	$26 + j18$	$22 + j11$	$38 + j19$
15	$32 + j14$	$24 + j12$	$40 + j20$
16	$28 + j12$	$26 + j14$	$42 + j21$
17	$34 + j17$	$28 + j13$	$44 + j22$
18	$47 + j20$	$29 + j14$	$46 + j23$
19	$48 + j21$	$30 + j10$	$48 + j24$
20	$42 + j19$	$14 + j7$	$50 + j25$
21	$40 + j17$	$12 + j4$	$52 + j26$
22	$38 + j16$	$21 + j8$	$51 + j17$
23	$52 + j18$	$22 + j7$	$49 + j17$
24	$28 + j17$	$8 + j4$	$47 + j18$
25	$20 + j9$	$30 + j12$	$45 + j18$
26	$22 + j13$	$31 + j13$	$43 + j20$
27	$44 + j23$	$18 + j10$	$41 + j26$
28	$30 + j18$	$22 + j17$	$33 + j20$
29	$46 + j20$	$23 + j15$	$21 + j12$
30	$30 + j18$	$12 + j8$	$27 + j12$

<sup>1</sup> Номера узлов 6, 7, 8 относятся к задаче 5, а номера 2, 3, 4 – к задаче 6.

При решении задачи принять, что электрическая сеть имеет номинальное напряжение 110 кВ, рабочее напряжение в центрах питания (ЦП-1 и ЦП-2) одинаково и составляет 118 кВ. На каждой подстанции установлено по одному трансформатору с РПН мощностью: на подстанции 2–63 МВ·А; на подстанции 3–40 МВ·А; на подстанции 4–63 МВ·А. Диапазон регулирования напряжения трансформаторов составляет  $115 \pm 9 \cdot 1,78 \%$  кВ.

**Задача 6.** Задана конфигурация схемы замкнутой сети (рис. 2.3, а, б) с номинальным напряжением 110 кВ, длины линий каждого участка сети, мощности узлов в режиме наибольшей нагрузки.

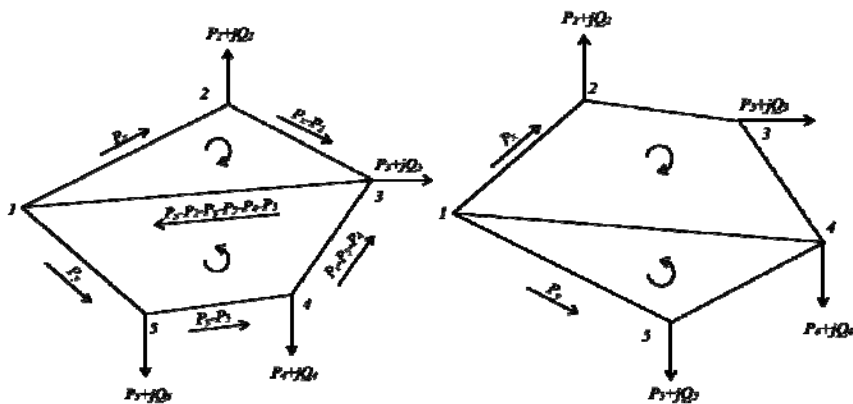


Рис. 2.3. Схема сети:  
а – к вариантам 1–15; б – к вариантам 16–20

Требуется выбрать сечения проводов линий по экономической плотности тока.

При решении задачи для соответствующего варианта задания длины линий на участках 1–2, 2–3, 3–4, 4–5 принять из табл. 2.2, длину участков 1–5, 1–3, 1–4, 2–4 для всех вариантов принять 30 км. Нагрузки узлов 2, 3, 4 принять из табл. 2.3, нагрузку в узле 5 для всех вариантов принять  $20 - j10$  МВ·А,

считать, что величина экономической плотности тока на всех участках сети составляет  $0,8 \text{ А/мм}^2$ , узел 1 является центром питания для всей схемы.

**Задача 7.** Проверить выбранные в задаче 6 по экономической плотности тока площади сечения проводов линий по допустимому току нагрева в двух послеаварийных режимах: при поочередном отключении участков сети 1–2 и 1–5 (см. рис. 2.3 а, б).

### **2.3. Контрольные вопросы**

#### **Варианты 1–5**

1. По каким признакам классифицируются электрические сети?
2. Каковы преимущества автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами?
3. Каковы основные составляющие капитальных затрат на сооружение электрических сетей?
4. Каковы особенности расчета режимов замкнутых однородных электрических сетей?
5. Как выбирается номинальное напряжение электрической сети?

#### **Варианты 6–10**

1. Какова шкала номинальных напряжений элементов электрических сетей?
2. Как строится векторная диаграмма линии электрической сети?
3. В чем заключается сущность расчета потерь энергии методом, использующим графики нагрузки (графического интегрирования)?
4. В каких сетях и каким образом выбираются сечения проводов по допустимой потере напряжения?



5. Как учитывается фактор надежности при проектировании электрических сетей?

### **Варианты 11–15**

1. Каковы схемы замещения двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов?

2. Пояснить на векторной диаграмме напряжений линии понятия падение напряжения и потеря напряжения. Записать выражения для их расчета через известные мощности и сопротивление.

3. Пояснить понятие «режим натуральной мощности». Каковы особенности этого режима?

4. Как рассчитывается режим сети с помощью метода уравнений узловых напряжений?

5. Как выбираются число и мощность трансформаторов на понижающих подстанциях проектируемой электрической сети?

### **Варианты 16–20**

1. Как строятся графики нагрузки и какими основными показателями они характеризуются?

2. В чем сущность расчета потерь энергии методом времени потерь?

3. В каких случаях и почему расчет режима разомкнутой электрической сети выполняется итерационным способом?

4. Как рассчитывается режим линии с двухсторонним питанием?

5. Как осуществляется проверка проводов и жил кабелей по условиям нагрева?

### **Варианты 21–25**

1. Записать и пояснить выражения для расчета волновых параметров линии.

2. Опишите законы нагревания и охлаждения проводов.
3. Каковы особенности расчета режимов местных электрических сетей?
4. Как рассчитываются режимы сетей разного номинального напряжения?
5. Как производится технико-экономическое сравнение вариантов проектируемой сети для выбора наилучшего?

### **Варианты 26–30**

1. В чем заключается сущность расчета потерь энергии методом времени потерь активной и реактивной мощности?
2. Как связаны между собой напряжения и мощности элемента электрической сети?
3. Как могут представляться нагрузки при расчетах режимов электрических сетей?
4. Как рассчитывается режим сети методом контурных уравнений?
5. Как выбираются площади сечения проводов воздушных линий с номинальным напряжением 110 кВ и выше?

### **2.4. Методические указания к решению контрольных задач**

**Задача 1.** При расчете и анализе режимов работы электрических сетей применяется П-образная схема замещения линий электропередачи и Г-образная схема замещения трансформаторов и автотрансформаторов. Для схем электрических сетей, приведенных на рис. 2.1, а, схемы замещения имеют вид (рис. 2.4).

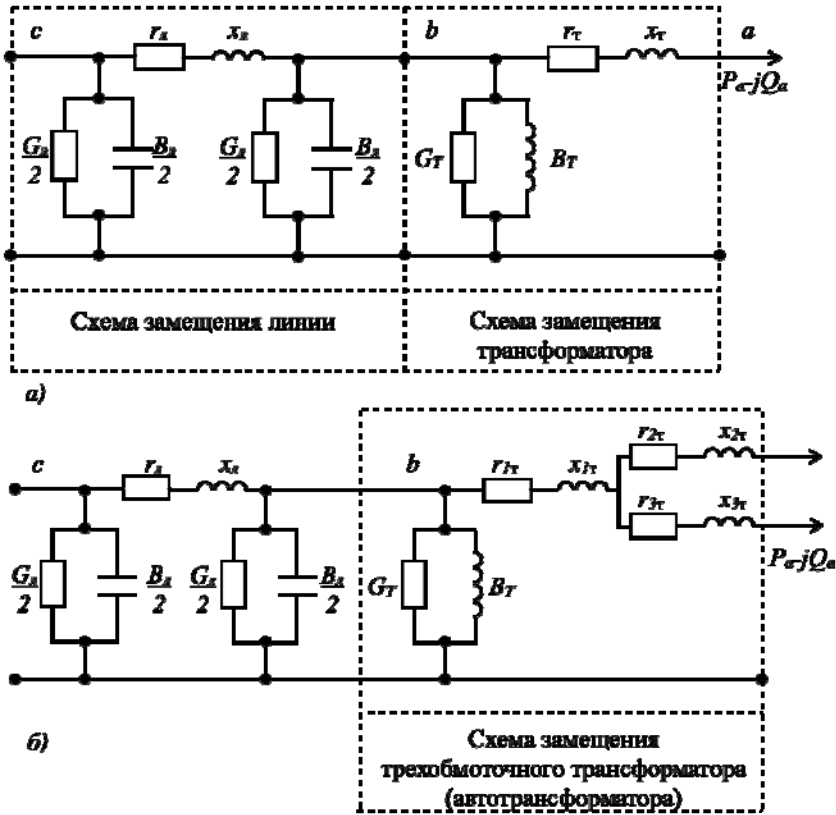


Рис. 2.4. Схемы замещения электрической сети:  
 а – с двухобмоточными трансформаторами;  
 б – с трехобмоточными трансформаторами и автотрансформаторами

### 2.4.1. Определение параметров схемы замещения линий электропередачи

Активное и индуктивное сопротивление линий электропередачи определяются по выражениям

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot \frac{\ell}{n}; \quad x_{\text{л}} = x_0 \cdot \frac{\ell}{n}, \quad (2.1)$$

где  $r_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивления линии (Ом/км), определяемые по справочным материалам (табл. 2.5);

$\ell$  – длина линии, км;

$n$  – число цепей линии электропередачи.

Емкостная проводимость линии рассчитывается, как

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot \ell \cdot n, \quad (2.2)$$

где  $b_0$  – удельная емкостная проводимость линии, См/км (см. табл. 2.5).

Активная проводимость линии рассчитывается по формуле

$$G_{\text{л}} = g_0 \cdot \ell = \frac{\Delta P_{\text{ук}} \cdot \ell \cdot n \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \text{ См}, \quad (2.3)$$

где  $\Delta P_{\text{ук}}$  – удельные потери активной мощности на корону, кВт/км (см. табл. 2.5).

Таблица 2.5

Удельное сопротивление и проводимость  
линии электропередачи (на 1 км)

Сечение провода, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом	110 кВ			220 кВ			330 кВ		
		$x_0$ , Ом	$b_0$ , 10 <sup>-6</sup> См	$\Delta P_{\text{ук}}$ , кВт	$x_0$ , Ом	$b_0$ , 10 <sup>-6</sup> См	$\Delta P_{\text{ук}}$ , кВт	$x_0$ , Ом	$b_0$ , 10 <sup>-6</sup> См	$\Delta P_{\text{ук}}$ , кВт
70	0,42	0,44	2,55	–	–	–	–	–	–	–
95	0,31	0,43	2,61	–	–	–	–	–	–	–
120	0,25	0,43	2,66	–	–	–	–	–	–	–
150	0,20	0,42	2,70	–	–	–	–	–	–	–
185	0,16	0,41	2,75	–	–	–	–	–	–	–
240	0,12	0,41	2,81	–	0,43	2,60	2,70	–	–	–
300	0,098	–	–	–	0,43	2,60	2,50	–	–	–
400	0,075	–	–	–	0,42	2,70	1,70	–	–	–
2x240	0,06	–	–	–	–	–	–	0,33	3,40	5,20
2x300	0,05	–	–	–	–	–	–	0,33	3,40	4,30
2x400	0,04	–	–	–	–	–	–	0,32	3,50	3,20
2x500	0,03	–	–	–	–	–	–	0,32	3,50	2,50

### **2.4.2. Определение волновых параметров линии, ее натуральной и зарядной мощностей**

Коэффициент распространения волны определяется по выражению

$$\gamma_0 = \sqrt{\underline{Z}_0 \cdot \underline{Y}_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0, \text{ 1/км,} \quad (2.4)$$

где  $\beta_0$  – коэффициент изменения амплитуды волны на 1 км;

$\alpha_0$  – коэффициент изменения фазы волны на 1 км.

Волновое сопротивление линии определяется по выражению

$$\underline{Z}_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = Z_B \cdot e^{j\psi}, \text{ Ом.} \quad (2.5)$$

Натуральная мощность линии рассчитывается по формуле

$$\underline{S}_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{\underline{Z}_B^*}, \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (2.6)$$

где  $U_{\text{н}}^2$  – номинальное напряжение линии, кВ;

$Z_B^*$  – сопряженный комплекс волнового сопротивления, Ом.

Зарядная мощность линии

$$Q_3 = U_{\text{н}}^2 \cdot b_0 \cdot \ell \cdot n. \quad (2.7)$$

### **2.4.3. Определение параметров схем замещения двухобмоточных трансформаторов**

Активное  $r_{\text{т}}$  и индуктивное  $x_{\text{т}}$  сопротивления двухобмоточного трансформатора определяются по его каталожным данным (табл. 2.6):

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{m \cdot S_H^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad x_T = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot m \cdot S_H}, \text{ Ом}, \quad (2.8)$$

где  $\Delta P_K$  – потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, (кВт);

$U_H$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

$S_H$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$m$  – количество параллельно работающих трансформаторов;

$U_K \%$  – напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах от номинального.

Таблица 2.6

### Каталожные данные двухобмоточных трансформаторов

$S_H$ , МВ·А	$U_H$ , кВ	$U_{K\%}$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$I_x$ , %	Стоимость трансформатора (автотрансформатора), тыс. у.е.
25	115	10,5	27	120	0,7	84
40	115	10,5	36	172	0,7	109
63	115	10,5	59	260	0,6	136
40	230	12,0	50	170	0,9	169
63	230	12,0	82	300	0,8	193
100	230	12,0	115	360	0,7	265
160	230	12,0	167	360	0,6	323

Активная проводимость трансформатора определяется по выражению

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot m}{U_H^2} \cdot 10^{-3}, \text{ 1/Ом}, \quad (2.9)$$

где  $\Delta P_x$  – потери активной мощности холостого хода трансформатора, (кВт).

Индуктивная проводимость рассчитывается по формуле

$$B_T = \frac{I_x \% \cdot S_H \cdot m}{100 \cdot U_H^2}, \text{ 1/Ом}, \quad (2.10)$$

где  $I_x \%$  – ток холостого хода трансформатора в процентах от номинального.

#### ***2.4.4. Определение параметров схем замещения трехобмоточных параметров***

При соотношении мощностей обмоток трансформаторов 100/100/100 процентов (так в настоящее время исполняются трехобмоточные трансформаторы) активное сопротивление каждой из трех обмоток определяется из соотношения

$$r_{1T} = r_{2T} = r_{3T} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2 \cdot m} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (2.11)$$

Индуктивные сопротивления  $x_{1T}$ ,  $x_{2T}$ ,  $x_{3T}$  рассчитываются по выражениям

$$x_{1T} = 0,5 \cdot (U_{K1-2} \% + U_{K1-3} \% - U_{K2-3} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

$$x_{2T} = 0,5 \cdot (U_{K1-2} \% + U_{K2-3} \% - U_{K1-3} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}, \quad (2.13)$$

$$x_{3T} = 0,5 \cdot (U_{K1-3} \% + U_{K2-3} \% - U_{K1-2} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}, \quad (2.14)$$

где  $U_{K1-2}$  %,  $U_{K1-3}$  %,  $U_{K2-3}$  % – напряжения короткого замыкания в процентах от номинального для пар обмоток высшего–среднего, высшего–низшего, среднего–низшего напряжений.

Каталожные данные трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов приведены в табл. 2.7

Таблица 2.7

Каталожные данные трехобмоточных трансформаторов  
и автотрансформаторов

$S_n$ , МВ·А	$U_n$ , кВ	$U_{K1-2}$ , %	$U_{K1-3}$ , %	$U_{K2-3}$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , кВт	Мощность обмотки низшего напряжения авто- трансформатора в долях от $S_n$	Стоимость трансфор- матора, тыс. у.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	115	10,5	17	6	76	1,1	17	–	67
16	115	10,5	17	6	100	1,0	23	–	79
25	115	10,5	17	6	140	0,7	31	–	91
40	115	10,5	17	6	200	0,6	43	–	117
63	115	10,5	17	6	240	0,7	56	–	154
80	115	10,5	17	6	390	0,6	82	–	166
25	230	12,5	20	6,5	135	1,2	50	–	148
40	230	12,5	22	9,5	220	1,1	55	–	165
63	230	11	35,7	21,9	215	0,5	45	0,5	201
125	230	11	31	19	290	0,5	85	0,5	253
200	230	11	32	20	430	0,5	125	0,5	332
250	230	11,5	33,4	20,8	520	0,5	145	0,5	396
125	330	10	35	24	370	0,5	115	0,5	320
200	330	10	34	22,5	600	0,5	180	0,4	370

Проводимости схем замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определяются по выражениям (2.9) и (2.10).



### 2.4.5. Определение параметров схем замещения автотрансформаторов

При соотношении мощностей обмоток автотрансформаторов 100/100/50 процентов (все автотрансформаторы, указанные в табл. 2.7, за исключением последнего) активное сопротивление каждой из трех обмоток определяется из соотношений

$$r_{1T} = r_{2T} = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_H^2 \cdot m} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

$$r_{3T} = 2 \cdot r_{1T}. \quad (2.16)$$

При соотношении мощностей обмоток автотрансформаторов 100/100/40 процентов значения  $r_{1T}$  и  $r_{2T}$  определяются по выражению (2.15), а значение  $r_{3T}$  следует рассчитать по выражению

$$r_{3T} = 2,5 \cdot r_{1T}. \quad (2.17)$$

С учетом того, что значения  $U_{k1-3} \%$  и  $U_{k2-3} \%$  в табл. 2.9 приведены к номинальной мощности автотрансформаторов, величины  $x_{1T}$ ,  $x_{2T}$ ,  $x_{3T}$  рассчитываются также, как и для трехобмоточных трансформаторов (выражения (2.12)–(2.14).

Проводимости схем замещения автотрансформаторов определяются по выражениям (2.9) и (2.10).

Более общий случай расчета параметров схем замещения автотрансформаторов подробно описан в учебной литературе.

**Задача 2.** При выполнении электрического расчета режима электропередачи принять, что полная мощность нагрузки составляет 0,8 от номинальной мощности трансформаторов при  $\cos\varphi = 0,85$ , причем у трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов вся нагрузка подключена к обмотке сред-

него напряжения. Индуктивное сопротивление трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов  $x_{2T}$  принять равным нулю.

Расчет режима сети выполняется в следующем порядке.

Предположим, что во всех точках схемы замещения сети напряжение равно номинальному напряжению линии электропередачи, обозначим его  $U_H$ .

Рассчитаем мощность, выходящую из точки «b», т. е. входящую в трансформатор (рис. 2.4, a).

$$P_b = P_a + \Delta P_T + m\Delta P_x \cdot 10^{-3}, \quad Q_b = Q_a + \Delta Q_T + m\Delta Q_x, \quad (2.18)$$

где  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  – нагрузочные потери активной и реактивной мощностей в обмотке трансформатора;

$\Delta P_x$  и  $\Delta Q_x$  – потери холостого хода в трансформаторе.

Величины  $\Delta P_T$ ,  $\Delta Q_T$  и  $\Delta Q_x$  определяются следующим образом:

$$\Delta P_T = \frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_H^2} \cdot r_T,$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_H^2} \cdot x_T, \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_x = I_x \% \cdot S_H \cdot 10^{-2}.$$

Рассчитаем мощность в конце линии (подходящую к точке «b» со стороны линии):

$$P_b' + jQ_b' = P_b + \Delta P_{ук} \cdot \ell \cdot 0,5 \cdot n \cdot 10^{-3} + j(Q_b - U_H^2 \cdot b_0 \cdot \frac{\ell}{2} \cdot n), \quad (2.20)$$

где  $n$  – число цепей линии электропередачи.

Определим мощность в начале линии

$$P_c = P'_b + \frac{P'_b{}^2 + Q'_b{}^2}{U_H^2} \cdot r_{\text{л}},$$

$$Q_c = Q'_b + \frac{P'_b{}^2 + Q'_b{}^2}{U_H^2} \cdot x_{\text{л}}.$$
(2.21)

Мощность, входящая в точку «с», равна

$$P'_c + jQ'_c = P_c + \Delta P_{\text{ук}} \cdot \ell \cdot 0,5 \cdot n \cdot 10^{-3} +$$

$$+ j(Q_c - U_H^2 \cdot b_0 \cdot \frac{\ell}{2} \cdot n).$$
(2.22)

После того, как рассчитана мощность в начале линии, перейдем к расчету напряжений во всех узлах схемы. Напомним, что по условию задачи, напряжение в начале линии (точка «с») равно  $1,1U_H$ .

$$\underline{U}_b = U_c - \frac{P_c \cdot r_{\text{л}} + Q_c \cdot x_{\text{л}}}{U_c} - j \frac{P_c \cdot x_{\text{л}} - Q_c \cdot r_{\text{л}}}{U_c} =$$

$$= U_c - \Delta U_c - j\delta U_c,$$
(2.23)

где  $\Delta U_c$ ,  $\delta U_c$  – продольная и поперечная составляющие падения напряжения в линии.

Модуль напряжения в точке «b»

$$U_b = \sqrt{(U_c - \Delta U_c)^2 + (\delta U_c)^2}.$$
(2.24)

Напряжение в точке «a»

$$\underline{U}_a = U_b - \frac{P_b \cdot r_{\text{т}} + Q_b \cdot x_{\text{т}}}{U_b} - j \frac{P_b \cdot x_{\text{т}} - Q_b \cdot r_{\text{т}}}{U_b} =$$

$$= U_b - \Delta U_b - j\delta U_b.$$
(2.25)

Модуль напряжения в точке «а»

$$U_a = \sqrt{(U_b - \Delta U_b)^2 + (\delta U_b)^2}. \quad (2.26)$$

Напряжение в точке «а» – напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения трансформатора. Для того, чтобы рассчитать действительное напряжение на низшей стороне трансформатора, величину  $U_a$  нужно разделить на коэффициент трансформации.

Результаты электрического расчета режима сети будут приближенными, поскольку расчет потоков мощности проводился не по действительным напряжениям в точках «а» и «б», а по номинальному напряжению. Для получения более точных значений потоков мощностей и напряжений расчет следует повторить, подставляя в формулы для вычисления потерь мощности и зарядных мощностей напряжения  $U_a$  и  $U_b$ .

При необходимости получения высокой точности результатов расчетов может потребоваться несколько повторений (итераций). Критерием окончания расчетов может служить незначительная разница в значении напряжения  $U_a$ , вычисленного на предыдущей и последующей итерациях.

Однако, при инженерных расчетах обычно ограничиваются одной итерацией. В контрольной работе также расчет режима можно выполнить только в первом приближении.

Коэффициент полезного действия электропередачи определяется как

$$\eta = \frac{P_a}{P_c} \cdot 100 \%. \quad (2.27)$$

Аналогичным образом рассчитывается режим сети, содержащей трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор без нагрузки на выводах одной из обмоток. Отличие состоит только в том, что при расчете потерь мощности по вы-

ражениям (2.19) и напряжений по (2.25) сопротивления  $r_T$  и  $x_T$  будут

$$\begin{aligned} r_T &= r_{1T} + r_{2T}, \\ x_T &= x_{1T} + 0. \end{aligned} \quad (2.28)$$

При расчете режимных параметров по выражениям (2.18)–(2.26)  $\Delta P_x$  подставляется в кВт,  $\Delta P_{кy}$  – кВт/км, остальные мощности в МВ·А, МВт, Мвар, напряжения – кВ, сопротивления – Ом, проводимости – 1/Ом. Расчетные величины мощностей получаются в МВ·А, МВт, Мвар, напряжения – кВ.

**Задача 3.** Годовые потери энергии в рассматриваемой сети методом времени наибольших потерь можно определить следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \left( \frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_a^2} \cdot r_T + \frac{P_c^2 + Q_c^2}{U_c^2} \cdot r_{л} \right) \cdot \tau + \\ &+ (m \cdot \Delta P_x + \Delta P_{yк} \cdot \ell \cdot n) \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (2.29)$$

где  $\tau$  – время наибольших потерь, ч;

$r_T$  – сопротивление трансформаторов; для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

$$r_T = r_{1T} + r_{2T}.$$

Величина  $\tau$  может быть найдена по следующему выражению

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (2.30)$$

Значения времени использования наибольшей нагрузки ( $T_{нб}$ ) для вариантов задания приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Значения величин  $T_{нб}$ 

Номер варианта	1–5	6–10	11–15	16–20	21–25	26–30
Величина $T_{нб}, ч$	3400	3800	4200	4600	5000	5400

Все величины, входящие в выражение (2.29), берутся из результатов электрического расчета в тех же единицах измерения. Результат расчета получается в МВт · ч.

**Задача 4.** Капитальные затраты  $K$  на сооружение сети состоят из капитальных затрат на сооружение линии электропередачи  $K_{л}$  и подстанции  $K_{п}$ :

$$K = K_{л} + K_{п} = K_0 \cdot \ell + K_T \cdot m + K_{ру} + K_{пост}, \quad (2.31)$$

где  $K_0$  – стоимость 1 км линии (см. табл. 2.9);

$K_T$  – капитальные затраты на приобретение на установку трансформатора (см. табл. 2.6, 2.7);

$K_{ру}$  – капитальные затраты на сооружение распределительного устройства всех напряжений (см. табл. 2.10);

$K_{пост}$  – постоянная часть затрат на сооружение подстанций (см. табл. 2.10).

Таблица 2.9

## Стоимость 1 км линии электропередачи

Конструкция и номинальное напряжение линии	Стоимость 1 км линии, тыс. у.е. с сечением проводов, мм <sup>2</sup>							
	70–150	185–240	300	400	2x240	2x300	2x400	2x500
Одноцепная 110 кВ	14	16			–	–	–	–
Двухцепная 110 кВ	21	24						
Одноцепная 220 кВ		17	18	20				
Двухцепная 220 кВ		31	32	35				
Одноцепная 330 кВ					37	39	41	44

Таблица 2.10

Стоимость открытых распределительных устройств  
и постоянных затрат на подстанцию

Расходы	Стоимость, тыс. у. е., при напряжении, кВ		
	110	220	330
Открытое распределительное устройство	36	80	180
Постоянная часть затрат на подстанцию	150	240	550

Годовые эксплуатационные расходы рассчитываются по выражению

$$\Gamma_{\Sigma} = \Gamma_a + \Gamma_{т.р.} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.32)$$

где  $\Gamma_a$  и  $\Gamma_{т.р.}$  – отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание сети;

$\Delta W$  – величина потерянной энергии в сети (берется из задачи 2);

$\beta$  – стоимость потерянного кВт · ч в расчетах принять 0,08 у. е. / кВт·ч.

Суммарная величина  $\Gamma_a + \Gamma_{т.р.}$  определяется

$$\Gamma_a + \Gamma_{т.р.} = (P_{ап} + P_{т.рп})K_{п} + (P_{ал} + P_{т.рл})K_{л}, \quad (2.33)$$

где  $P_{ап}$  и  $P_{т.рп}$  – доля отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание подстанции;

$P_{ал}$  и  $P_{т.рл}$  – доля отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линии электропередачи.

В расчетах принять величины  $P_{ап} + P_{т.рп} = 0,094$ ,  $P_{ал} + P_{т.рл} = 0,028$ .

Приведенные затраты

$$Z = P_n K + \Gamma_{\Sigma}, \quad (2.34)$$

где  $P_n = 0,12$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Стоимость передачи единицы электроэнергии

$$C = \frac{Z_{\text{э}}}{\Delta} = \frac{Z}{P_{\text{а}} \cdot T_{\text{нб}}}. \quad (2.35)$$

Себестоимость передачи единицы электроэнергии

$$C_0 = \frac{\Gamma_{\text{э}}}{\Delta} = \frac{\Gamma_{\text{э}}}{P_{\text{а}} \cdot T_{\text{нб}}}. \quad (2.36)$$

Удельные капитальные затраты

$$K_y = \frac{K}{P_{\text{а}}}. \quad (2.37)$$

**Задача 5.** Составляется схема замещения сети, приведенной на рисунке 2.2. Схема замещения изображена на рис. 2.6.

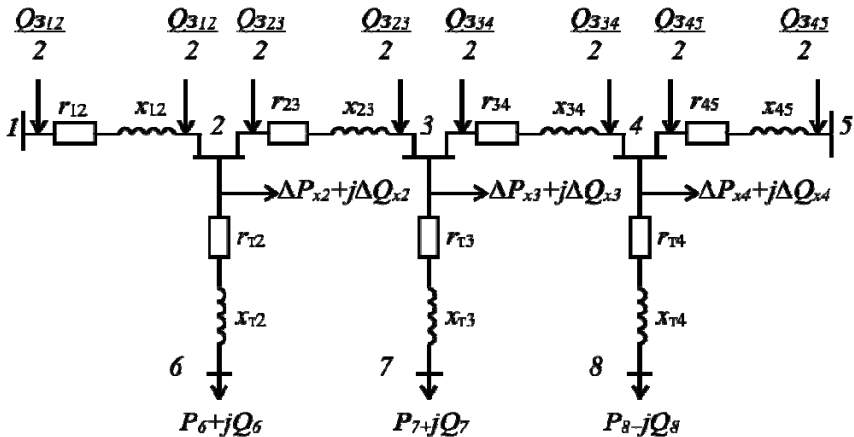


Рис. 2.6. Схема замещения сети



Рассчитываются параметры элементов схемы замещения сети. Расчет сопротивлений линий выполняется по выражениям (2.1), зарядных мощностей – по (2.7), сопротивлений трансформаторов – по (2.8), потерь реактивной мощности холостого хода – по (2.19), величину  $\Delta P_x$  берем из данных табл. 2.6. Рассчитанные величины наносятся на схему замещения сети (схема замещения с параметрами элементов должна быть приведена в работе).

Далее определяется расчетная мощность подстанций 2, 3, 4 (эта процедура называется еще приведением нагрузки подстанций к стороне высшего напряжения).

Например, расчетная мощность подстанции 2 определится из выражения

$$P'_6 = P_6 + \Delta P_{T2} + \Delta P_{x2}, \quad (2.38)$$

$$Q'_6 = Q_6 + \Delta Q_{T2} + \Delta Q_{x2} - \frac{Q_{312}}{2} - \frac{Q_{323}}{2}. \quad (2.39)$$

Нагрузочные потери мощности в трансформаторах определяются по выражениям (2.19).

Составляется расчетная схема сети (рис. 2.7) и на нее наносятся рассчитанные параметры.

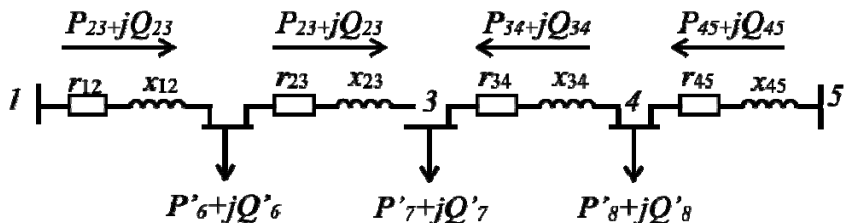


Рис. 2.7. Расчетная схема сети

В результате проведенных преобразований схема существенно упрощается.

Рассчитывается поток мощности по линии 1–2

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}'_6 \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{45}^* + \underline{S}'_7 (\underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{45}^*) + \underline{S}'_8 \cdot \underline{Z}_{45}^*}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{45}^*}, \quad (2.40)$$

где

$$\underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12}; \quad \underline{S}'_6 = P'_6 + jQ'_6; \quad \underline{S}'_7 = P'_7 + jQ'_7; \quad \underline{S}'_8 = P'_8 + jQ'_8;$$

$$\underline{Z}_{12}^* = r_{12} - jx_{12}; \quad \underline{Z}_{23}^* = r_{23} - jx_{23};$$

$$\underline{Z}_{34}^* = r_{34} - jx_{34}; \quad \underline{Z}_{45}^* = r_{45} - jx_{45}.$$

Далее по первому закону Кирхгофа определяются потоки мощности на остальных участках сети:

$$P_{23} + jQ_{23} = (P_{12} - P'_6) + j(Q_{12} - Q'_6);$$

$$P_{34} + jQ_{34} = (P_{23} - P'_7) + j(Q_{23} - Q'_7);$$

$$P_{45} + jQ_{45} = (P_{34} - P'_8) + j(Q_{34} - Q'_8).$$

При расчете потоков мощности может получиться, что на некоторых участках мощность меняет знак. Это означает, что меняется направление потока мощности, например, если значение  $P_{34}$  получилось со знаком «минус», то это означает, что мощность протекает от узла 4 к узлу 3. Рассчитанные мощности наносятся на схему сети и направления потоков мощности указываются стрелками (рис. 2.7), причем, если на участке сети направления активной и реактивной мощностей не совпадают, то направление стрелки должно совпадать с направлением активной мощности, а у значения реактивной мощности пишется знак «минус» ( $P - jQ$ ).

На схеме с потоками мощности отыскивается точка поточкораздела, это точка, к которой мощности подтекают со всех сторон (точка 3 на рис. 2.7). Далее выполняется уточнение потоков мощности с учетом потерь и расчет действительных напряжений в узлах 2, 3, 4 (рис. 2.7). Этот (второй) этап расчета выполняется следующим образом.

В первом приближении считаем, что напряжение во всех узлах равно номинальному напряжению сети, в данном случае – 110 кВ. Рассчитываем потери мощности на участке 2–3

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{23};$$

$$\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{23}.$$

Определяем мощность, выходящую из узла 2 к узлу 3:

$$P'_{23} = P_{23} + \Delta P_{23};$$

$$Q'_{23} = Q_{23} + \Delta Q_{23}.$$

Определяем мощность, подходящую к узлу 2 из узла 1:

$$P_{12} = P'_6 + P'_{23};$$

$$Q_{12} = Q'_6 + Q'_{23}.$$

Определяем мощность в начале участка 1–2:

$$P'_{12} = P_{12} + \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{12};$$

$$Q'_{12} = Q_{12} + \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{12}.$$

Аналогичным образом, двигаясь от точки потокораздела к узлу 5, находим потоки мощности в начале и конце участков 3–4 и 4–5. Далее рассчитываем напряжение в узлах 2, 3, 4. При расчете напряжений учитываем, что сеть имеет номинальное напряжение 110 кВ и поэтому поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать:

$$U_2 = U_1 - \frac{P'_{12} \cdot r_{12} + Q'_{12} \cdot x_{12}}{U_1};$$

$$U_3 = U_2 - \frac{P'_{23} \cdot r_{23} + Q'_{23} \cdot x_{23}}{U_2};$$

$$U_4 = U_5 - \frac{P'_{45} \cdot r_{45} + Q'_{45} \cdot x_{45}}{U_5}.$$

Напомним, что в данной задаче  $U_1 = U_5 = 118$  кВ.

После расчета напряжений в узлах 2, 3 и 4 определяем напряжение на шинах низшего напряжения трансформаторов, приведенное к стороне высшего напряжения, например, для подстанции 2 (см. рис. 2.2):

$$U'_6 = U_2 - \frac{(P_6 + \Delta P_{T2}) \cdot r_{T2} + (Q_6 + \Delta Q_{T2}) \cdot x_{T2}}{U_2}, \quad (2.41)$$

где  $\Delta P_{T2}$  и  $\Delta Q_{T2}$  – нагрузочные потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе 2.

Аналогичным образом определяются напряжения  $U'_7$  и  $U'_8$ .

Расчет режима сети заканчивается выбором ответвлений трансформаторов, обеспечивающих желаемое напряжение на шинах низшего напряжения 10,5 кВ.

Желаемое напряжение ответвления

$$U_{\text{отв. ж}} = \frac{U' \cdot U_{\text{ннт}}}{U_{\text{нж}}}, \quad (2.42)$$

где  $U_{\text{отв. ж}}$  – желаемое напряжение ответвления;

$U'$  – напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, приведенное к высшему;

$U_{\text{н нт}}$  – номинальное напряжение трансформатора на стороне низшего напряжения;

$U_{\text{н ж}}$  – желаемое напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора.

Учитывая, что трансформаторы на подстанциях имеют РПН с параметрами ответвлений  $115 \pm 9 \cdot 1,78 \% \text{ кВ}$ , выбираем ближайшее стандартное напряжение ответвления по отношению к рассчитанному по (2.42) и определяем действительное напряжение на низкой стороне трансформаторов:

$$U_{\text{н. действ}} = \frac{U' \cdot U_{\text{ннт}}}{U_{\text{отв. действ}}}, \quad (2.43)$$

где  $U_{\text{н. действ}}$  – действительное напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора;

$U_{\text{отв. действ}}$  – действительное напряжение выбранного ответвления.

Все рассчитанные величины потоков мощности в начале и конце участков сети, действительные напряжения узлов 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и выбранных ответвлений трансформаторов наносятся на схему (рис. 2.2).

При решении данной задачи следует внимательно следить за единицами измерения величин и принимать во внимание соотношения, приведенные в методических указаниях к задаче 2.

**Задача 6.** Для выбора сечений проводов требуется знать ток в максимум нагрузки на всех участках сети. Для того, чтобы определить ток на каждом участке сети, рассчитаем приближенное потокораспределение мощности в схеме сети, воспользовавшись методом контурных уравнений при допущении, что электрическая сеть однородная.

Метод контурных уравнений основывается на применении первого и второго законов Кирхгофа. Контурные уравнения для однородной электрической сети имеют вид

$$\sum_{i=1}^n P_i \cdot \ell_i = 0, \quad \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ell_i = 0, \quad (2.44)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  – поток активной и реактивной мощностей на  $i$ -м участке сети длиной  $\ell_i$ .

Методика записи контурных уравнений следующая.

На схеме сети в каждом контуре задаем неизвестной мощностью и стрелкой намечаем направление их протекания, например:  $P_x$  и  $P_y$  (рис. 2.3), задаем направлением обхода контуров (стрелки внутри контуров). Далее по первому закону Кирхгофа через неизвестные мощности  $P_x$  и  $P_y$  и известные мощности нагрузок узлов записываем выражения для расчета мощностей на всех участках сети, например, как это сделано для вариантов 1–15 (см. рис. 2.3). Далее составляется система из двух уравнений с двумя неизвестными  $P_x$  и  $P_y$ . Решив эту систему относительно неизвестных мощностей, легко определить и мощности на остальных участках сети (выражения мощностей на схеме сети, рис. 2.3). Если при расчете мощностей значения их на каких-то участках получатся со знаком «минус», то это означает, что мощности направлены навстречу обходу контура.

Потокораспределение реактивной мощности рассчитывается аналогично.

Далее рассчитываем токи на всех участках сети:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3}U_H} \cdot 10^3, \text{ А}, \quad (2.45)$$

где  $P_i$  и  $Q_i$  – активная и реактивная мощность на  $i$ -м участке сети, МВт и Мвар;

$U_H$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Сечение на каждом участке сети, соответствующее экономической плотности тока, определяется как

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_i}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.46)$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Полученные значения сечений проводов округляются до ближайших стандартных и на всех участках, где значения сечений получились меньше 70 мм<sup>2</sup>, принимаются 70 мм<sup>2</sup> (по условиям короны сети  $U_H = 110$  кВ).

Результаты расчетов значений мощностей, токов и сечений проводов наносятся на схему сети.

**Задача 7.** Для проверки сечений проводов по допустимому току нагрева следует рассчитать токи на участках сети в послеаварийных режимах и сравнить их с допустимыми токами для сталеалюминовых проводов, выбранных в задаче 6. Если ток в послеаварийных режимах на каком-либо участке превышает допустимый, то сечение провода следует увеличить. Для расчета потокораспределения в схеме сети в послеаварийных режимах можно воспользоваться методом контурных уравнений, который используется в задаче 6. Например, при отключении участка 1–2 в схеме сети для вариантов 1–15, в послеаварийном режиме по участку 2–3 будет передаваться мощность  $P_2 + jQ_2$ , а на остальных участках потоки мощности должны быть рассчитаны при следующей конфигурации схемы сети (см. рис. 2.8).

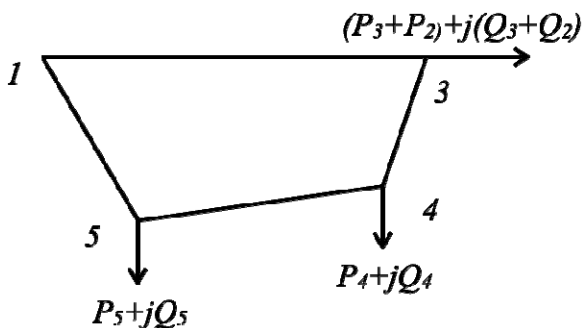


Рис. 2.8. Замкнутая часть схемы сети в послеаварийном режиме

Значения величины допустимых длительных токов воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами приведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Допустимые длительные токи для неизолированных сталеалюминиевых проводов воздушных линий электропередачи

Номинальное сечение	70	95	120	150	185	240
Ток, А	265	330	390	450	520	610

Результаты расчетов представить в виде двух схем с нанесенными на них потоками мощности и токами в послеаварийных режимах и заполненной табл. 2.12.

Таблица 2.12

Результаты расчета

Номер участка сети	1-2	1-5	1-3	2-3	3-4	4-5
Выбранное сечение провода по $j_s$ , мм <sup>2</sup>						
Допустимый ток, А						
Токи при отключении участка 1-2, А						
Токи при отключении участка 1-5, А						
Окончательно принятое сечение провода, мм <sup>2</sup>						



## ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети : учебник для вузов / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев; под ред. В. Т. Федина. – Минск: Технопринт, 2004. – 711 с.
2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 1-е и 2-е изд. – Ростов на Дону: Феникс, 2006, 2008. – 720 с.
3. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие для вузов / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 3-е и 4-е изд. – М.: Кнорус, 2012, 2014. – 645 с.
4. Электрические системы. Электрические сети : учебник для вузов / В. А. Веников [и др.]; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева: 2-е изд. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.
5. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
6. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование : учеб. пособие для вузов / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – 2-е изд. – Минск: Вышэйшая школа, 1988. – 308 с.
7. Поспелов, Г. Е. Передача и энергии и электропередачи : учеб. пособие для вузов / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003. – 544 с.
8. Поспелов, Г. Е. Энергетические системы : учеб. пособие для вузов / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1975. – 272 с.
9. Лычев, П. В. Электрические системы и сети. Решение практических задач : учеб. пособие для вузов / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск: Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.
10. Федин, В. Т. Электрические сети и электроэнергетические системы. Задачи для решения : учеб.-метод. пособие для вузов / В. Т. Федин, Г. А. Фадеева, А. А. Волков; под ред. В. Т. Федина. – Минск: БНТУ, 2012. – 167 с.
11. Блок, В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / В. М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.

12. Электрические системы и сети : учеб. пособие для вузов / Н. В. Буслова [и др.]; под ред. Г. И. Денисенко. – Киев: Вища школа, 1986. – 584 с.

13. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети : учеб. пособие для вузов / В. А. Веников [и др.]; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1971. – 438 с.

14. Электрические системы. Т. 6. Режимы работы электрических систем и сетей : учеб. пособие для вузов / В. А. Веников [и др.]; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.

15. Керного, В. В. Местные электрические сети : учеб. пособие для вузов / В. А. Керного, Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск: Высшая школа, 1972. – 376 с.

16. Глазунов, А. А. Электрические системы и сети : учеб. пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – М.: ГЭИ, 1960. – 368 с.

17. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях : учеб. пособие для вузов / Ю. Н. Астахов [и др.]; под ред. В. А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504 с.

18. Электрические системы в примерах и иллюстрациях : учеб. пособие для вузов / В. В. Ежков [и др.]; под ред. В. А. Строева – М.: Высшая школа, 1999. – 352 с.

19. Расчет и анализ режимов работы сетей : учеб. пособие для вузов / Н.Д. Анисимова [и др.]; под ред. В. А. Веникова. – М.: Энергия, 1975. – 336 с.

20. Сыч, Н.М. Основы проектирования электрических сетей электроэнергетических систем : учеб. пособие для вузов к курс. Проект. По дисциплине «Электрические системы и сети» / Н. М. Сыч, В. Т. Федин – Минск: УП «Технопринт», 2000. – 54 с.

21. Федин, В. Т. Электрические системы и сети. Терминология и задачи для решения : метод. пособие для вузов / В. Т. Федин, Г. А. Фадеева, А. А. Волков. – Минск: БНТУ, 2004. – 96 с.

22. Электроэнергетические системы и сети. Терминологический словарь / В. Т. Федин [и др.]; под ред. В. Т. Фебина. – Минск, 2007. – 244 с.

23. Фадеева, Г. А. Установившиеся режимы электрических систем и сетей: лабораторные работы / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин, Т. А. Шиманская. – Минск: Технопринт, 2000. – 52 с.

24. Лабораторные работы по дисциплине «Электрические системы и сети» / В. Т. Федин [и др.]. – Минск: БГПА, 2000. – 167 с.

25. Фурсанов, М. И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.

26. Федин, В. Т. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи : учеб.-методич. пособие для вузов / В. Т. Федин, А. В. Корольков. – Минск: Технопринт, 2002. – 104 с.

27. Поспелов, Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

28. Поспелов, Г. Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч, В. Т. Федин. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.

29. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович; под ред. Д. А. Файбисовича. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005. – 352 с.

30. Фадеева, Г. А. Прикладные программы для ПЭВМ : метод. пособие / Г. А. Фадеева. – Минск: БГПА, 1993. – 173 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА.....	3
1.1. Цель, задачи и значение дисциплины .....	3
1.2. Содержание изучаемых тем дисциплины.....	5
1.3. Содержание лабораторных занятий .....	8
1.4. Содержание практических занятий.....	8
1.5. Содержание контрольной работы .....	8
2. КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ.....	9
2.1. Выбор варианта контрольного задания .....	9
2.2. Контрольное задание .....	9
2.3. Контрольные вопросы .....	16
2.4. Методические указания	
к решению контрольных задач .....	18
2.4.1. <i>Определение параметров схемы замещения</i>	
<i>линий электропередачи .....</i>	19
2.4.2. <i>Определение волновых параметров линии,</i>	
<i>ее натуральной и зарядной мощностей .....</i>	21
2.4.3. <i>Определение параметров схем</i>	
<i>замещения двухобмоточных трансформаторов .....</i>	21
2.4.4. <i>Определение параметров схем</i>	
<i>замещения трехобмоточных параметров.....</i>	23
2.4.5. <i>Определение параметров схем</i>	
<i>замещения автотрансформаторов.....</i>	25
ЛИТЕРАТУРА.....	41

Учебное издание

**ПРОКОПЕНКО** Владимир Григорьевич  
**ПОПКОВА** Надежда Алексеевна

## **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ**

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности 1-43 01 02  
«Электроэнергетические системы и сети»

Редактор *Е. О. Германович*  
Компьютерная верстка *Е. А. Беспанской*

Подписано в печать 05.02.2020. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 2,62. Уч.-изд. л. 2,05. Тираж 100. Заказ 648.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.  
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.