

Министерство образования Республики Беларусь
Белорусский национальный технический университет
Кафедра “Электрические системы”

В.Г. Прокопенко

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Контрольное задание

для студентов заочного обучения специальности
1-27 01 01 “Экономика и организация производства (энергетика)”

Минск 2010

УДК 621.311

Составитель
В.Г. Прокопенко

Рецензенты
В.А. Булат, А.А. Золотой

Данное издание включает рабочую программу и задание к выполнению контрольной работы студентами заочной формы обучения специальности 1-27 01 01 “Экономика и организация производства (энергетика)” по дисциплине “Передача и распределение энергии”.

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

Контрольное задание может быть использовано в учебном процессе для студентов неэлектроэнергетических специальностей, изучающих дисциплину “Передача и распределение энергии”.

© Прокопенко В.Г., 2010

1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА
дисциплины «Передача и распределение энергии»
по специальности 1-27 01 01
«Экономика и организация производства (энергетика)»
для студентов заочной формы обучения

1.1. Цель преподавания и значение дисциплины

Цель преподавания дисциплины заключается в приобретении студентами знаний в области передачи и распределения энергии, что является необходимым для успешной работы инженеров-экономистов специальности 1-27 01 01-10 на электроэнергетических предприятиях энергосистем, предприятиях промышленности.

Основными задачами курса являются:

- изучение принципов передачи и распределения энергии;
- изучение конструкций электрических сетей;
- изучение методов расчета и анализа режимов электрических сетей;
- изучение методов и средств управления передачей и распределением энергии;
- изучение методов оптимизации систем передачи и распределения энергии;
- изучение основ проектирования электрических сетей.

Дисциплина базируется на знаниях, полученных студентами при изучении таких дисциплин как «Математика», «Физика», «Электротехника и электроника», «Технология энергетического производства».

В результате изучения дисциплины студент должен знать:

- терминологию по электрическим системам;
 - основные принципы формирования и основные свойства энергосистем;
 - конструкции электрических сетей;
 - физические основы и методы расчета и анализа режимов электрических сетей;
 - основные средства и способы управления режимами систем передачи и распределения энергии;
 - основы проектирования электрических сетей;
 - основные методы оптимизации режимов систем передачи и распределения энергии;
- должен уметь:
- рассчитывать режимы электрических сетей;
 - выбирать основное оборудование систем передачи и распределения энергии;
 - проводить технико-экономическую оценку принятых решений при проектировании;

– разрабатывать и оценивать мероприятия по экономии электроэнергии в системах ее передачи и распределения.

1.2. Виды занятий и формы контроля

Курс – 4

Семестр – 8

Лекции, ч – 10

Практические занятия, ч – 4

Экзамен (семестр) – 8

Контрольная работа (семестр) – 8

Аудиторных занятий, ч – 14

Самостоятельная работа, ч – 156

Всего часов на изучение дисциплины, ч – 170

1.3. Наименование раздела и темы дисциплины

1. Общая характеристика энергетических систем

Основные понятия и определения. Принципы формирования энергосистем. Преимущества объединенных энергосистем. Классификация электрических сетей. Характеристика энергосистемы Республики Беларусь и перспективы ее развития.

2. Конструкции воздушных и кабельных линий электропередачи

Воздушные и кабельные линии электропередачи, их области применения и условия работы. Материалы и конструкции проводов и тросов. Типы и материалы опор. Изоляция и линейная арматура воздушных линий. Конструкции кабельных линий различного исполнения. Способы прокладки кабельных линий.

3. Расчеты режимов электрических сетей

Схемы замещения и параметры схем замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей при задании нагрузок мощностями и токами. Векторная диаграмма напряжений. Расчет режимов сетей разного номинального напряжения. Расчет режимов местных электрических сетей. Общие сведения о замкнутых сетях и особенностях их режимов. Определение потокораспределения в линиях с двухсторонним питанием. Метод контурных уравнений. Метод уравнений узловых напряжений. Расчеты режимов электрических систем на ЭВМ.

4. Потери мощности и энергии

Потери мощности в линиях. Потери мощности в трансформаторах. Методы определения потерь энергии в электрических сетях.

5. Основы проектирования электрических сетей

Основные экономические показатели электрических сетей. Учет надежности при проектировании электрических сетей. Разработка схем электрических сетей. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сече-

ний проводов по нормативной экономической плотности тока. Метод экономических интервалов нагрузки. Выбор сечений проводов по допустимой потере напряжения. Выбор сечений проводов по короне и допустимому току нагрева. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях.

6. Управление режимами работы электрических систем

Задачи управления режимами работы электрических систем. Управление частотой в нормальных режимах. Управление частотой в послеаварийных режимах. Понятие об устойчивости электрических систем, пропускной способности ЛЭП. Управление режимами реактивной мощности электрических систем. Принципы и средства регулирования напряжения.

7. Качество электроэнергии

Основные показатели качества электрической энергии. Влияние качества электрической энергии на работу потребителей. Мероприятия по повышению качества электрической энергии.

8. Повышение экономичности электрических систем

Понятие об оптимальном распределении активной мощности в системе. Оптимальное распределение реактивной мощности и регулирование напряжения в системе. Мероприятия по снижению потерь мощности и энергии в электрических сетях. Технико-экономическая оценка мероприятий.

1.4. Содержание практических занятий

1. Определение параметров схем замещения трансформаторов, автотрансформаторов.
2. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей.
3. Определение потерь энергии в электрических сетях.

1.5. Содержание контрольной работы

1. Решение задач по индивидуальным вариантам на темы:
 - определение параметров схем замещения линий электропередачи и трансформаторов;
 - расчет режимов разомкнутых электрических сетей;
 - определение потерь электроэнергии в электрических сетях;
 - расчет основных технико-экономических показателей электрической сети;
 - расчет режимов линий с двухсторонним питанием и выбор ответвлений трансформаторов.

1.6. Литература

Основная

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004.
2. Электрические системы. Электрические сети / под ред. В.А. Веникова и В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1998.
3. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1988.
5. Поспелов, Г.Е. Энергетические системы / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1975.
6. Лычев, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Минск: Дизайн ПРО, 1997.
7. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006.

Дополнительная

1. Лычев, П.В. Электрические сети энергетических систем / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Минск: Універсітэцкае, 1999.
2. Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986.
3. Электрические системы в примерах и иллюстрациях / под ред. В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999.
4. Расчет и анализ режимов работы сетей / под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1975.
5. Сыч, Н.М. Практические занятия по электрическим сетям: методическое пособие / Н.М. Сыч, Г.А. Фадеева, В.Т. Федин. – Минск: БГПА, 1996.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

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 пяти 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.

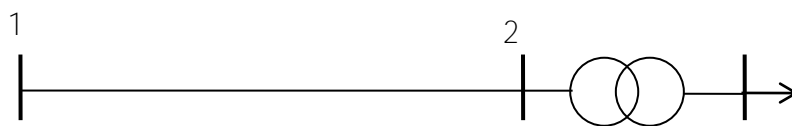
Задача 2. Используя параметры схемы замещения, рассчитанные в задаче 1, выполнить расчет режима работы электропередачи, т.е. рассчитать потокораспределение и вычислить напряжения узлов. Определить коэффициент полезного действия электропередачи. Считать, что напряжение в точке 1 схемы сети (см. рис. 2.1)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

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

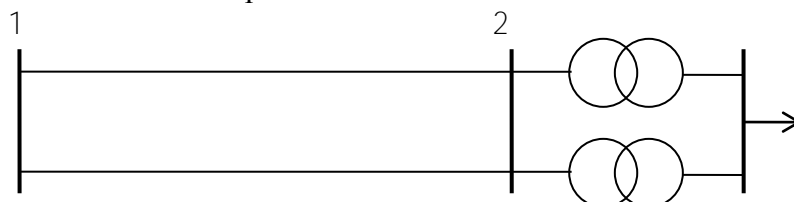
Задача 4. Для соответствующей заданному варианту схемы сети (см. рис. 2.1) определить ее технико-экономические показатели: капитальные затраты, годовые эксплуатационные расходы, приведенные затраты, стоимость и себестоимость передачи энергии, удельные капитальные затраты.

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.

Варианты 1 - 10



Варианты 11 - 20



Варианты 21 - 30



Рис. 2.1. Варианты схем электрической сети

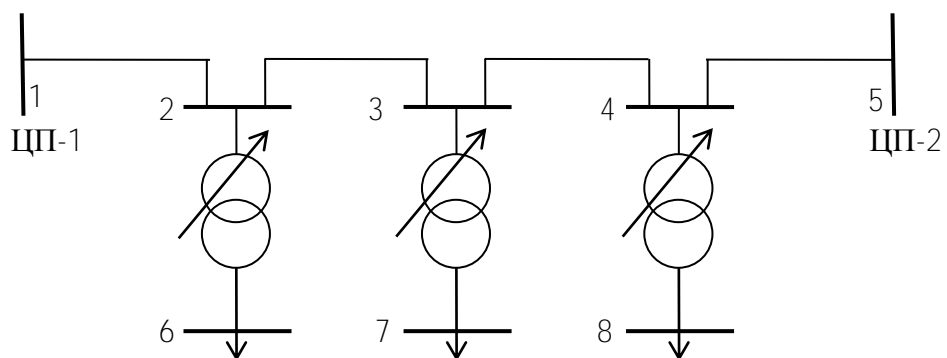


Рис. 2.2. Схема сети

Исходные данные к задаче № 1

Номер варианта	Параметры линии электропередачи		Параметры понижающих трансформаторов			
	Длина, км	Марка и сечение провода	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		
				высшего напря- жения	среднего напря- жения	низшего напря- жения
1	40	АС-95/16	25	115	-	10,5
2	50	АС-120/19	40	115	-	10,5
3	60	АС-150/19	40	115	-	10,5
4	70	АС-185/24	63	115	-	10,5
5	80	АС-240/32	63	115	-	10,5
6	90	АС-240/32	40	230	-	11,0
7	100	АС-300/39	63	230	-	11,0
8	110	АС-300/48	100	230	-	11,0
9	120	АС-400/51	160	230	-	11,0
10	130	АС-400/64	160	230	-	11,0
11	10	АС-70/11	6,3	115	-	11,0
12	15	АС-95/16	10	115	-	11,0
13	20	АС-120/19	16	115	-	11,0
14	25	АС-150/19	25	115	-	10,5
15	30	АС-185/24	40	115	-	10,5
16	40	АС-240/32	63	115	-	10,5
17	70	АС-240/32	40	230	-	11,0
18	80	АС-300/39	63	230	-	11,0
19	90	АС-300/39	100	230	-	11,0
20	100	АС-400/51	160	230	-	11,0
21	20	АС-70/11	10	115	38,5	11,0
22	30	АС-95/16	16	115	38,5	11,0
23	40	АС-120/19	25	115	38,5	11,0
24	50	АС-150/19	40	115	38,5	11,0
25	60	АС-185/24	63	115	38,5	11,0
26	70	АС-240/32	80	115	38,5	11,0
27	90	АС-240/32	25	230	38,5	11,0
28	110	АС-300/39	40	230	38,5	11,0
29	130	АС-300/48	25	230	38,5	11,0
30	150	АС-400/51	40	230	38,5	11,0

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

Номер варианта	Нагрузка узлов ($P - jQ$), МВ·А		
	6	7	8
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

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 $115 \pm 9 \times 1,78\%$ кВ.

Контрольные вопросы

Варианты 1 – 5

1. По каким признакам классифицируются электрические сети?
2. Как выбирается сечение проводов по экономической плотности тока?
3. Каковы основные составляющие капитальных затрат на сооружение электрических сетей?
4. Каковы особенности расчета режимов замкнутых однородных электрических сетей?

Варианты 6 – 10

1. Какова шкала номинальных напряжений элементов электрических сетей?
2. Как рассчитываются потери мощности в линиях и трансформаторах?
3. В чем заключается сущность расчета потерь энергии методом, использующим графики нагрузки (графического интегрирования)?
4. В каких сетях и как сечения проводов выбираются по допустимой потере напряжения?

Варианты 11 – 15

1. Каковы схемы замещения двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов?
2. Пояснить на векторной диаграмме напряжений линии понятия: падение напряжения, потеря напряжения. Записать выражения для их расчета через известные мощности и сопротивления.
3. Каковы основные принципы регулирования частоты в энергосистемах?
4. Как рассчитывается режим сети с помощью метода уравнений узловых напряжений?

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. Каковы основные принципы регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических сетях?

Варианты 21 – 25

1. Как осуществляется регулирование напряжения трансформаторами с РПН?
2. Каковы особенности расчета режимов местных электрических сетей?
3. Как осуществляется проверка проводов ВЛ и жил кабелей по условиям нагрева?
4. Пояснить основные мероприятия по снижению потерь мощности и энергии в электрических сетях.

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. Пояснить назначение и охарактеризовать основные технические характеристики компенсирующих устройств.
4. Как рассчитывается режим сети методом контурных уравнений?

2.3. 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, схемы замещения имеют вид (рис. 2.3).

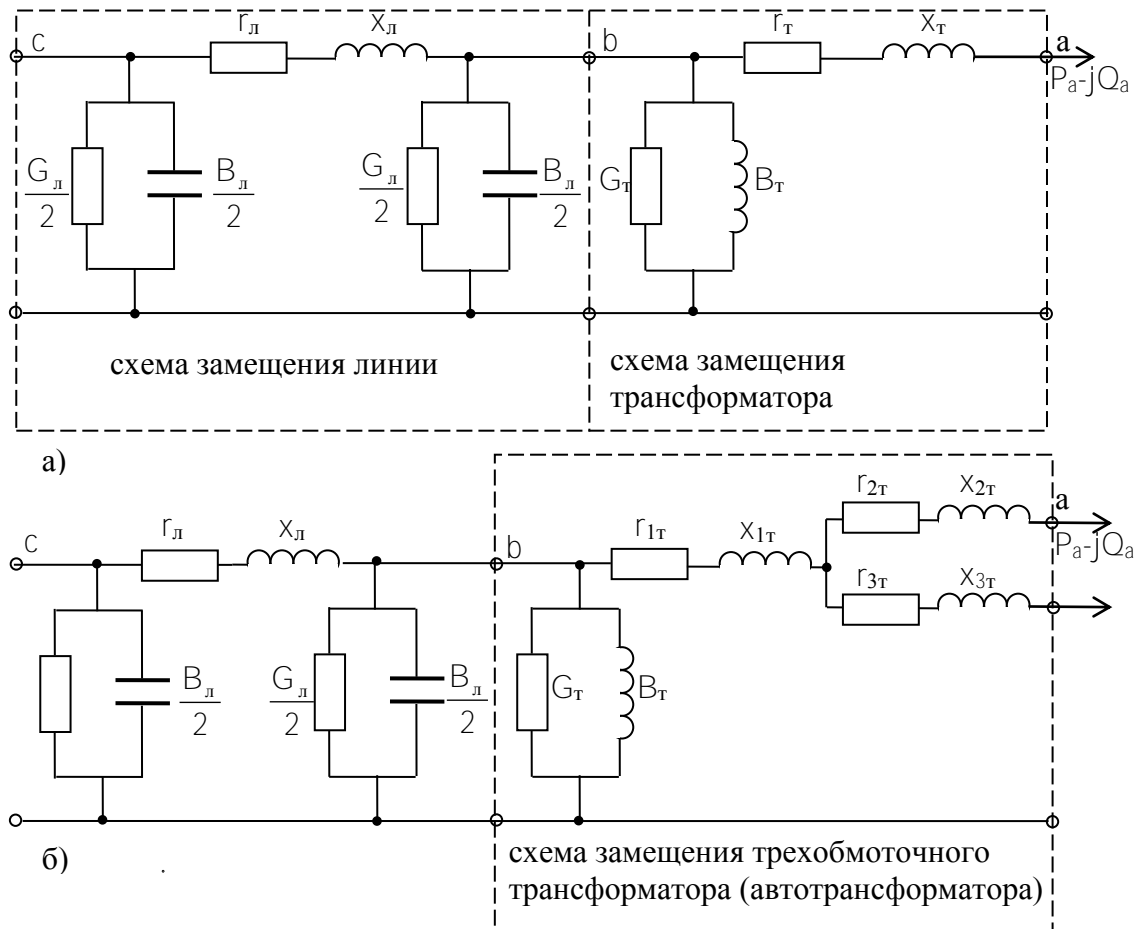


Рис. 2.3 Схема замещения электрической сети:
а – с двухобмоточными трансформаторами;
б – с трехобмоточными трансформаторами и автотрансформаторами

2.3.1. Определение параметров схемы замещения линий электропередачи

Активное и индуктивное сопротивления линий электропередачи определяются по выражениям

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

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивления линии, Ом/км, определяемые по справочным материалам (табл. 2.5); ℓ – длина линии, км; n – число цепей линии электропередачи.

Емкостная проводимость линии рассчитывается, как

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

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

Активная проводимость линии рассчитывается по формуле

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

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

Зарядная мощность линии рассчитывается по выражению

$$Q_3 = U_H^2 \cdot b_0 \cdot \ell \cdot n. \quad (2.4)$$

Таблица 2.5

Удельные сопротивление и проводимость
линии электропередачи (на 1 км)

Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом	110 кВ			220 кВ		
		x_0 , Ом	b_0 , 10 ⁻⁶ См	$\Delta P_{ук}$, кВт	x_0 , Ом	b_0 , 10 ⁻⁶ См	$\Delta P_{ук}$, 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	-	-	-	-	-	-
2x300	0,05	-	-	-	-	-	-
2x400	0,04	-	-	-	-	-	-
2x500	0,03	-	-	-	-	-	-

2.3.2. Определение параметров схем замещения двухобмоточных трансформаторов

Активное r_T и индуктивное x_T сопротивления двухобмоточного трансформатора определяется по его каталожным данным (табл. 2.6):

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{m \cdot S_H} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad x_T = \frac{U_k \% \cdot U_H^2}{100 \cdot m \cdot S_H}, \text{ Ом} \quad (2.5)$$

где ΔP_k – потери 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.

Активная проводимость трансформатора определяется по выражению

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot m}{U_H^2} \cdot 10^{-3}, \text{ СМ}, \quad (2.6)$$

где ΔP_x – потери мощности холостого хода трансформатора, кВт.

Индуктивная проводимость рассчитывается по формуле

$$B_T = \frac{I_x \% \cdot S_H \cdot m}{100 \cdot U_H^2}, \text{ СМ}, \quad (2.7)$$

где I_x % - ток холостого хода трансформатора в процентах от номинального.

Таблица 2.6

Каталожные данные двухобмоточных трансформаторов

S_H , МВ·А	U_H , кВ	U_K , %	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	I_x , %	Стоимость трансформатора (автотрансформатора), млн. руб
6,3	115	10,5	11,5	44	0,8	362
10	115	10,5	14	60	0,7	416
16	115	10,5	19	85	0,7	543
25	115	10,5	27	120	0,7	612
40	115	10,5	36	172	0,7	806
63	115	10,5	59	260	0,6	993
40	230	12,0	50	170	0,9	1103
63	230	12,0	82	300	0,8	1393
100	230	12,0	115	360	0,7	1752
160	230	12,0	167	360	0,6	2138

2.3.3. Определение параметров схем замещения трехобмоточных трансформаторов

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

$$r_{1T} = r_{2T} = r_{3T} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2 \cdot m} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (2.8)$$

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

$$x_{1T} = 0,5 \cdot (U_{K1-2} \% + U_{K1-3} \% - U_{K2-3} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}, \quad (2.9)$$

$$x_{2T} = 0,5 \cdot (U_{K1-2} \% + U_{K2-3} \% - U_{K1-3} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}, \quad (2.10)$$

$$x_{3T} = 0,5 \cdot (U_{K1-3} \% + U_{K2-3} \% - U_{K1-2} \%) \cdot \frac{U_H^2}{m \cdot S_H \cdot 100}, \text{ Ом}. \quad (2.11)$$

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 приведены в табл. 2.7.

Проводимости схем замещения трехобмоточных трансформаторов определяются по выражениям (2.6) и (2.7).

Таблица 2.7

Каталожные данные трехобмоточных трансформаторов

S_n , МВ·А	U_n , кВ	$U_{к1-2}$, %	$U_{к1-3}$, %	$U_{к2-3}$, %	ΔP_k , кВт	I_x , %	ΔP_x , кВт	Стоимость трансформатора, млн. руб.
10	115	10,5	17	6	76	1,1	17	493
16	115	10,5	17	6	100	1,0	23	664
25	115	10,5	17	6	140	0,7	31	773
40	115	10,5	17	6	200	0,6	43	970
63	115	10,5	17	6	240	0,7	56	1235
80	115	10,5	17	6	390	0,6	82	1356
25	230	12,5	20	6,5	135	1,2	50	1208
40	230	12,5	22	9,5	220	1,1	55	1351

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 среднего 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, обозначим его U_n .

Рассчитаем мощность, выходящую из точки “b”, т.е. входящую в трансформатор (рис. 2.3, а).

$$P_b = P_a + \Delta P_T + m \Delta P_x \cdot 10^{-3}, \quad Q_b = Q_a + \Delta Q_T + m \Delta Q_x, \quad (2.12)$$

где ΔP_T и ΔQ_T – нагрузочные потери активной и реактивной мощностей в обмотке трансформатора; ΔP_x и ΔQ_x – потери холостого хода в трансформаторе.

Величины ΔP_T , ΔQ_T и ΔQ_x определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_n^2} \cdot r_T, \\ \Delta Q_T &= \frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_n^2} \cdot X_T, \\ \Delta Q_x &= I_x \% \cdot S_n \cdot 10^{-2}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

Рассчитаем мощность в конце линии (подходящую к точке “b” со стороны линии):

$$P'_b - jQ'_b = P_b + \Delta P_{\text{ук}} \cdot \ell \cdot 0,5 \cdot n \cdot 10^{-3} - j(Q_b - U_H^2 \cdot b_0 \cdot \frac{\ell}{2} \cdot n). \quad (2.14)$$

где n – число цепей линии электропередачи.

Определим мощность в начале линии

$$P_c = P'_b + \frac{P_b'^2 + Q_b'^2}{U_H^2} \cdot r_{л'}, \quad (2.15)$$

$$Q_c = Q'_b + \frac{P_b'^2 + Q_b'^2}{U_H^2} \cdot x_{л'}.$$

Мощность, входящая в точку “с”, равна

$$P'_c - jQ'_c = P_c + \Delta P_{\text{ук}} \cdot \ell \cdot 0,5 \cdot n \cdot 10^{-3} - j(Q_c - U_H^2 \cdot b_0 \cdot \frac{\ell}{2} \cdot n). \quad (2.16)$$

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 $1,1U_H$.

$$\underline{U}_b = U_c - \frac{P_c \cdot r_{л'} + Q_c \cdot x_{л'}}{U_c} - j \frac{P_c \cdot x_{л'} - Q_c \cdot r_{л'}}{U_c} = U_c - \Delta U_c - j\delta U_c, \quad (2.17)$$

где ΔU_c , δU_c – продольная и поперечная составляющие падения напряжения в линии.

Модуль напряжения в точке “b”

$$U_b = \sqrt{(U_c - \Delta U_c)^2 + (\delta U_c)^2}. \quad (2.18)$$

Напряжение в точке “a”

$$\underline{U}_a = U_b - \frac{P_b \cdot r_{т'} + Q_b \cdot x_{т'}}{U_b} - j \frac{P_b \cdot x_{т'} - Q_b \cdot r_{т'}}{U_b} = U_b - \Delta U_b - j\delta U_b, \quad (2.19)$$

где ΔU_b , δU_b – продольная и поперечная составляющие падения напряжения в трансформаторе.

Модуль напряжения в точке “a”

$$U_a = \sqrt{(U_b - \Delta U_b)^2 + (\delta U_b)^2}. \quad (2.20)$$

Напряжение в точке “a” – 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 “a” и “b”, 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 расчета 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

$$\eta = \frac{P_a}{P_c} \cdot 100\%. \quad (2.21)$$

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 выражениям (2.13) и напряжений по (2.19) сопротивления r_T и x_T будут

$$\begin{aligned} r_T &= r_{1T} + r_{2T}, \\ x_T &= x_{1T} + 0. \end{aligned} \quad (2.22)$$

При расчете режимных параметров по выражениям (2.12) – (2.20) ΔP_x подставляется в кВт, ΔP_{yk} – кВт/км, остальные мощности в МВ·А, МВт, Мвар, напряжения – кВ, сопротивления – Ом, проводимости – См. 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:

$$\Delta \mathcal{E} = \left(\frac{P_a^2 + Q_a^2}{U_a^2} \cdot r_T + \frac{P_c^2 + Q_c^2}{U_c^2} \cdot r_n \right) \cdot \tau + (m \cdot \Delta P_x + \Delta P_{yk} \cdot \ell \cdot n) \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \quad (2.23)$$

где τ – время наибольших потерь, ч; r_T – сопротивление трансформаторов; для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

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

Величина τ может быть найдена по следующему выражению

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (2.24)$$

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 (2.23), 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 $K_{п}$:

$$K = K_{л} + K_{п} = K_0 \cdot \ell + K_T \cdot m + K_{py} + K_{пост}, \quad (2.25)$$

где K_0 – стоимость 1 км линии (см. табл. 2.9); K_T – капитальные затраты на приобретение и установку трансформатора (см. табл. 2.6, 2.7); K_{py} – капитальные затраты на сооружение распределительных устройств 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, млн.руб. с сечением проводов, мм ²							
	70 - 150	185 - 240	300	400	2x240	2x300	2x400	2x500
Одноцепная 110 кВ	103	115			-	-	-	-
Двухцепная 110 кВ	172	200						
Одноцепная 220 кВ		136	136	152	198			
Двухцепная 220 кВ		267	267	294				
Одноцепная 330 кВ					243	243	273	286

Таблица 2.10

Стоимость открытых распределительных устройств и постоянных затрат на подстанцию

Расходы	Стоимость, млн.руб, при напряжении, кВ		
	110	220	330
Открытое распределительное устройство	390	950	2020
Постоянная часть затрат на подстанцию	900	1850	6080

Годовые эксплуатационные расходы рассчитываются по выражению

$$\Gamma_{\text{э}} = \Gamma_{\text{а}} + \Gamma_{\text{т.р}} + \Delta\mathcal{E} \cdot \beta, \quad (2.26)$$

где $\Gamma_{\text{а}}$ и $\Gamma_{\text{т.р}}$ – отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание сети; $\Delta\mathcal{E}$ – величина потерь энергии в сети (берется из задачи 2); β – стоимость потерь энергии, в расчетах принять 250 руб/кВт·ч.

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

$$\Gamma_{\text{а}} + \Gamma_{\text{т.р}} = (P_{\text{ап}} + P_{\text{т.рп}})K_{\text{п}} + (P_{\text{ал}} + P_{\text{т.рл}})K_{\text{л}}, \quad (2.27)$$

где $P_{\text{ап}}$ и $P_{\text{т.рп}}$ – доля отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание подстанции; $P_{\text{ал}}$ и $P_{\text{т.рл}}$ – доля отчислений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линии электропередачи.

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

Приведенные затраты

$$З = p_{\text{н}}K + \Gamma_{\text{э}}, \quad (2.28)$$

где $p_{\text{н}} = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Стоимость передачи единицы электроэнергии

$$C = \frac{З}{\mathcal{E}} = \frac{З}{P_{\text{а}} \cdot T_{\text{нб}}}. \quad (2.29)$$

Себестоимость передачи единицы электроэнергии

$$C_0 = \frac{\Gamma_{\text{э}}}{\mathcal{E}} = \frac{\Gamma_{\text{э}}}{P_{\text{а}} \cdot T_{\text{нб}}}. \quad (2.30)$$

Удельные капитальные затраты

$$K_{\text{у}} = \frac{K}{P_{\text{а}}}. \quad (2.31)$$

Задача 5. Составляется схема замещения сети, приведенной на рис. 2.2. Схема замещения изображена на рис. 2.4.

Рассчитываются параметры элементов схемы замещения сети. Расчет сопротивлений линий выполняется по выражениям (2.1), зарядных мощностей – по (2.4), сопротивлений трансформаторов – по (2.5), потерь реактивной мощности холостого хода – по (2.13), величину ΔP_{x} берем из данных табл. 2.6. Рассчитанные величины наносятся на схему замещения сети (схема замещения с параметрами элементов должна быть приведена в работе).

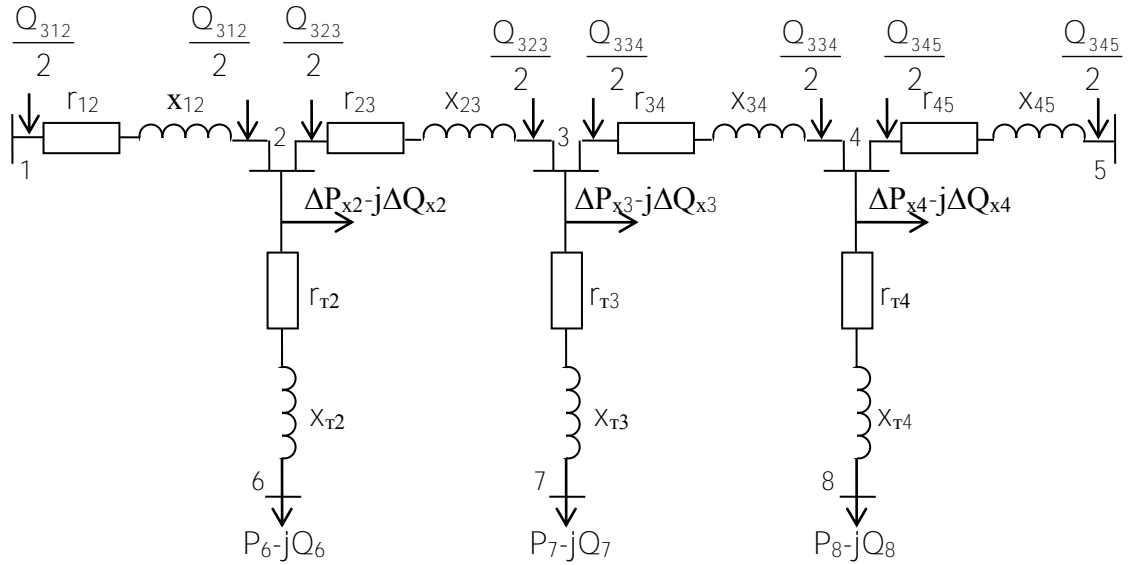


Рис. 2.4. Схема замещения сети

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

$$P'_6 = P_6 + \Delta P_{T2} + \Delta P_{x2}, \quad (2.32)$$

$$Q'_6 = Q_6 + \Delta Q_{T2} + \Delta Q_{x2} - \frac{Q_{312}}{2} - \frac{Q_{323}}{2}. \quad (2.33)$$

Нагрузочные потери мощности в трансформаторах определяются по выражениям (2.13).

Составляется расчетная схема сети (рис. 2.5) и на нее наносятся рассчитанные параметры.

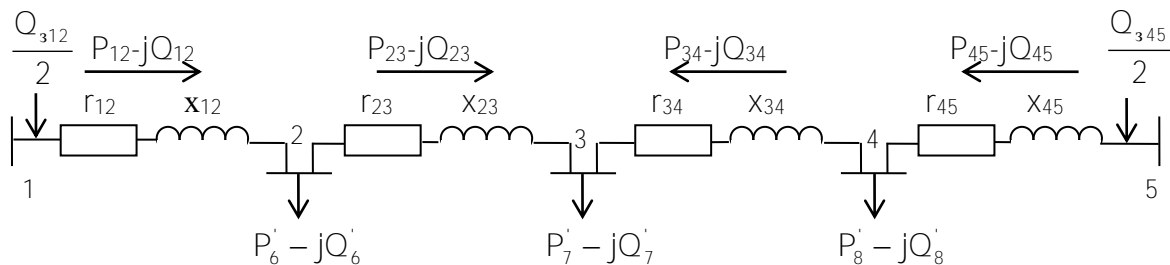


Рис. 2.5. Расчетная схема сети

В результате проведенных преобразований схема существенно упрощается.

Рассчитывается поток мощности по линии 1 – 2

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}'_6(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45}) + \underline{S}'_7(\underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45}) + \underline{S}'_8 \cdot \underline{Z}_{45}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45}}, \quad (2.34)$$

где $\underline{S}_{12} = P_{12} - jQ_{12}$; $\underline{S}'_6 = P'_6 - jQ'_6$; $\underline{S}'_7 = P'_7 - jQ'_7$; $\underline{S}'_8 = P'_8 - jQ'_8$;
 $\underline{Z}_{12} = r_{12} + jx_{12}$; $\underline{Z}_{23} = r_{23} + jx_{23}$; $\underline{Z}_{34} = r_{34} + jx_{34}$; $\underline{Z}_{45} = r_{45} + jx_{45}$.

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

$$\begin{aligned} P_{23} - jQ_{23} &= (P_{12} - P'_6) - j(Q_{12} - Q'_6); \\ P_{34} - jQ_{34} &= (P_{23} - P'_7) - j(Q_{23} - Q'_7); \\ P_{45} - jQ_{45} &= (P_{34} - P'_8) - j(Q_{34} - Q'_8). \end{aligned}$$

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 указывается стрелками (рис. 2.5), причем, если на участке сети направление активной и реактивной мощностей не совпадает, то направление стрелки должно совпадать с направлением активной мощности, а у значения реактивной мощности пишется знак “плюс” ($P + jQ$).

На схеме с потоками мощности отыскивается точка потокораздела, это точка, к которой мощности подтекают со всех сторон (точка 3 на рис. 3.4). Далее выполняется уточнение потоков мощности с учетом потерь и расчет действительных напряжений в узлах 2, 3, 4 (рис. 2.5). 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

$$\begin{aligned} \Delta P_{23} &= \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_n^2} \cdot r_{23}; \\ \Delta Q_{23} &= \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_n^2} \cdot x_{23}. \end{aligned}$$

Определяем мощность, выходящую из узла 2 к узлу 3:

$$\begin{aligned} P'_{23} &= P_{23} + \Delta P_{23}; \\ Q'_{23} &= Q_{23} + \Delta Q_{23}. \end{aligned}$$

Определяем мощность, подходящую к узлу 2 из узла 1:

$$\begin{aligned} P_{12} &= P'_6 + P'_{23}; \\ Q_{12} &= Q'_6 + Q'_{23}. \end{aligned}$$

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 (рис. 2.2):

$$U'_6 = U_2 - \frac{(P_6 + \Delta P_{\tau 2}) \cdot r_{\tau 2} + (Q_6 + \Delta Q_{\tau 2}) \cdot x_{\tau 2}}{U_2}, \quad (2.35)$$

где $\Delta P_{\tau 2}$ и $\Delta Q_{\tau 2}$ – потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе, подключенном к узлу 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

$$U_{\text{отв.ж}} = \frac{U' \cdot U_{\text{ннт}}}{U_{\text{нж}}}, \quad (2.36)$$

где $U_{\text{отв.ж}}$ – желаемое напряжение ответвления; U' – напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, приведенное к высшему; $U_{\text{ннт}}$ – номинальное напряжение трансформатора на стороне низшего напряжения; $U_{\text{нж}}$ – желаемое напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора.

Учитывая, что трансформаторы на подстанциях имеют РПН с параметрами ответвлений $115 \pm 9 \cdot 1,78\%$ кВ, выбираем на каждом ближайшее стандартное напряжение ответвления по отношению к рассчитанному по (2.36) и определяем действительные напряжения на низкой стороне трансформаторов:

$$U_{\text{н.действ}} = \frac{U' \cdot U_{\text{нт}}}{U_{\text{отв.действ}}}, \quad (2.37)$$

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 соображения, приведенные в методических указаниях к задаче 2.

СОДЕРЖАНИЕ

1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА дисциплины «Передача и распределение энергии» по специальности 1-27 01 01 «Экономика и организация производства (энергетика)» для студентов заочной формы обучения	3
1.1. Цель преподавания и значение дисциплины	3
1.2. Виды занятий и формы контроля	4
1.3. Наименование раздела и темы дисциплины	4
1.4. Содержание практических занятий	5
1.5. Содержание контрольной работы	5
1.6. Литература	6
2. КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ	7
2.1. Выбор варианта контрольного задания	7
2.2. Контрольное задание	7
2.3. Методические указания к решению контрольных задач	14