

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**  
**ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Методические указания  
по выполнению расчетно-графических заданий

Красноярск  
ИПК СФУ  
2009

УДК 621.31(075)  
ББК 31.27я73  
Г37

Рецензент

Т. М. Чупак, канд. техн. наук, доц. каф. «Электрические станции и электроэнергетические системы» СФУ

Г37      Электроэнергетика. Передача и распределение электроэнергии : метод. указания по выполнению расчетно-графических заданий / сост. : А. А. Герасименко, О. П. Халезина. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 72 с.

Приведены указания по выполнению расчетно-графических заданий. Рассмотрен расчет параметров схем замещения электрических сетей. Проанализированы рабочие и предельно допустимые режимы, пропускная способность электропередач и простейших электрических сетей на основе расчетов, выполняемых вручную и на ЭВМ.

Предназначены для студентов направлений подготовки специалистов 140200.65 всех форм обучения, а также бакалавров 140200.62 «Электроэнергетика» укрупненной группы 140000 «Энергетика».

УДК 621.31(07)

Рекомендовано к изданию  
Редакционно-издательским советом университета

© Сибирский федеральный  
университет, 2009

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Расчетно-графическое задание (РГЗ) по дисциплине «Электроэнергетика. Передача и распределение электрической энергии» выполняется в рамках самостоятельной работы (объем – 10 часов).

*Цель:*

1. Сформировать умения и навыки моделирования (представлять) электропередач, электрических сетей электроэнергетических систем (ЭЭС) расчётными эквивалентами: составление схем замещения, определение параметров элементов электропередачи.

2. Изучить физические процессы, происходящие в электропередаче и электрических сетях.

3. Усвоить методику расчёта и анализа рабочих установившихся режимов (электрических расчётов) электропередач, электрических сетей инженерными методами и на ЭВМ [1–5].

### 1. РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

#### 1.1. Содержание задания

Для электропередачи, параметры которой приведены на рис. 1.1 и в табл. 1.1, требуется определить параметры её электрического режима (состояния), выполнить анализ параметров режима и балансов мощностей и, при необходимости, получить допустимый режим. Содержание и график выполнения настоящего задания приведены в табл. 1.2.

#### 1.2. Общие указания

1. Номер варианта (двузначное число) назначается преподавателем или выбирается по двум последним цифрам регистрационного номера. Первая цифра является номером схемы электропередачи (рис. 1.1), вторая – номером варианта параметров электропередачи (табл. 1.1).

2. Напряжение  $U_c$  шин внешней системы (балансирующего источника) следует принять равным номинальному напряжению линий или вторичной обмотки трансформатора (автотрансформатора).

3. На подстанциях устанавливаются трансформаторы (автотрансформаторы) любого исполнения.

4. Задание к расчёту режима на ЭВМ (табл. 1.2) составляют в соответствии с условиями, приведёнными в [4].

5. Режим рассчитываемый на ЭВМ, сходится, как правило, за 3–4 итерации и считается сбалансированным, если небалансы мощностей в узлах не превышают 0,1 МВт, Мвар.

6. Точность результатов инженерного расчёта, обуславливаемая погрешностями исходных данных и методами решения, должна соответствовать точности возможной реализации, ведению анализируемого режима диспетчером ЭЭС. Необходимая точность расчёта достигается, как правило, двумя приближениями (итерациями). Относительную погрешность данных следует принять в пределах 0,5–1,0 %. Алгоритмы и примеры инженерных расчётов рабочих режимов электропередач и простейших электрических сетей, выполняемых вручную и на ЭВМ, приведены в [1–4].

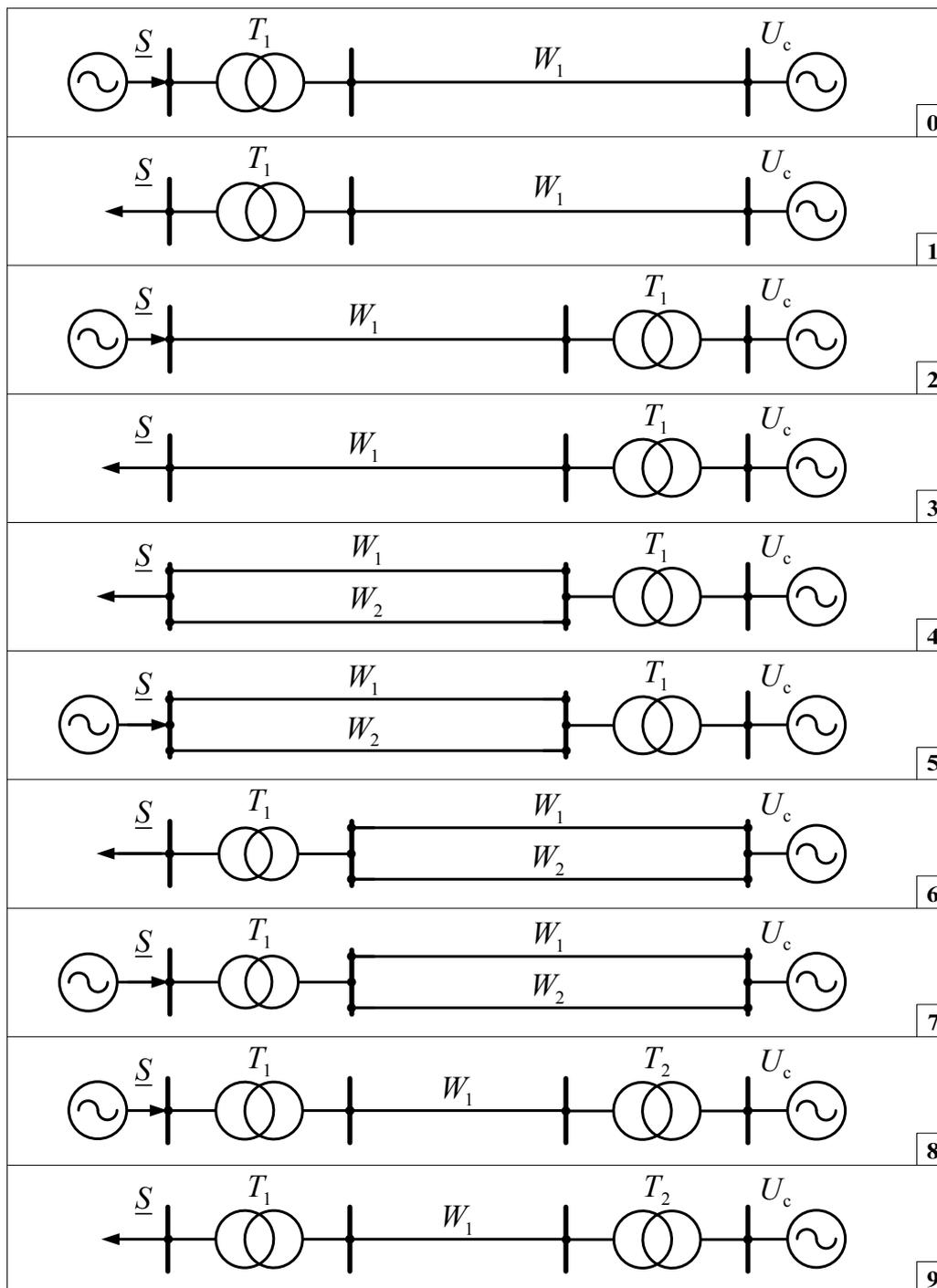


Рис. 1.1. Варианты принципиальных схем электропередачи

Таблица 1.1

## Варианты параметров электропередачи

Параметры	Обозначение	Номер варианта									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Напряжение ЛЭП, кВ	$U_{\text{ном}}$	110	110	110	220	220	220	220	500	500	500
Марка провода Протяженность ВЛ, км	$W_1$	$\frac{\text{AC 70}}{100}$	$\frac{\text{AC 120}}{100}$	$\frac{\text{AC 70}}{100}$	$\frac{\text{AC 400}}{100}$	$\frac{\text{AC 240}}{100}$	$\frac{\text{AC 300}}{100}$	$\frac{\text{AC 400}}{100}$	$\frac{3 \times \text{AC 300}}{100}$	$\frac{3 \times \text{AC 400}}{100}$	$\frac{3 \times \text{AC 500}}{100}$
Марка провода Протяженность ВЛ, км	$W_2$	$\frac{\text{AC 150}}{100}$	$\frac{\text{AC 70}}{100}$	$\frac{\text{AC 120}}{100}$	$\frac{\text{AC 240}}{100}$	$\frac{\text{AC 300}}{100}$		100	$\frac{\text{AC 300}}{100}$	$\frac{3 \times \text{AC 400}}{100}$	$\frac{3 \times \text{AC 300}}{100}$
Мощность трансформатора (автотрансформатора), МВ·А	$T_1$	40	40	40	2 x 40	63	100	100	2 x 250	2 x 250	2 x 400
	$T_2$	40	80	80	80	80	80	80	2 x 250	400	2 x 400
Мощность нагрузки, МВ·А	$\underline{S}$	$500 + j100$	$500 + j100$	$500 + j100$							

7. Расчёт режима, выполняемый вручную, сопоставляется с результатами, полученными на ЭВМ. Если относительная погрешность вычисления напряжения наиболее электрически удалённого узла превышает 1 %, то необходимо выявить неточности, ошибки в исходных данных или расчётах.

8. По результатам анализа электрического режима необходимо сформулировать заключение об его допустимости по токовой нагрузке элементов, напряжениям в узлах, тяжести и экономичности режима. Для получения желаемого уровня напряжения на шинах низшего напряжения подстанции, выбрать соответствующие положения регуляторов напряжения под нагрузкой (РПН) или переключателей без возбуждения (ПБВ) трансформаторов или возбуждения (генерации) источников. Выбор ответвлений трансформаторов рассмотрен в [1, 3].

9. Результаты расчёта электрического режима следует представить на схеме замещения электропередачи. Параметры режима, полученные вручную и на ЭВМ, наносятся на схему различным цветом для наглядного сопоставления их по точности.

### 1.3. Оформление отчета

Отчёт по данной работе оформляют в виде расчётно-графической записки на листах бумаги формата А4 (210 × 297 мм), объём 13–15 страниц рукописного текста (включая рисунки и таблицы).

К записке прилагается графическая часть в виде двух эскизов (формата А4): упрощённой схемы электрических соединений электропередачи с указаниями основного силового оборудования и схемы замещения с параметрами электрического режима.

Записка делится на параграфы в соответствии с заданием (табл. 1.2). Указывается номер варианта задания, исходные данные. Формулы для расчёта приводятся в общем виде, значения в формулы подставляются в строгой последовательности с записью формул без промежуточных вычислений, приводится окончательный результат. Количество значащих цифр данных должно соответствовать точности исходных данных; расчёты выполняются в соответствии с правилами приближённых инженерных вычислений.

Таблицы должны быть пронумерованы и иметь заголовки.

Рисунки нумеруют и сопровождают подрисуночными подписями. На эскизе 1 «Упрощённая схема электрических соединений» указывают тип генератора, трансформаторов, марки проводов и протяжённость линии; обозначают сборные шины, выключатели и режим нейтрали трансформаторов (автотрансформаторов).

## Содержание и график выполнения задания

Номер п/п	Содержание разделов задания	Номер недели семестра	Трудоёмкость, ч	Доля работы, %	Объём выполненной работы, %
1	Уточнение состава электропередачи и составление её схемы замещения	4	0,5	5	5
2	Расчёт и анализ параметров схемы замещения	5			10
3	Расчёт установившегося режима электропередачи инженерным методом (вручную) при номинальной трансформации	6	2	20	30
4	Расчёт рабочего режима электропередачи на ЭВМ: подготовка и отладка данных, анализ результатов расчёта	7	0,5	5	35
5	Сопоставление результатов инженерного расчёта и расчётов на ЭВМ. Оценка качества расчёта, допустимости параметров	8			40
6	Выбор ответвлений РПН, ПБВ трансформаторов	9			45
7	Расчёт рабочего режима электропередачи с требуемой трансформацией на ЭВМ. Обеспечение желаемого (допустимого) режима	10	1	10	55
8	Составление и анализ балансов мощностей электропередачи. Определение КПД схемы. Анализ электрического режима электропередачи	11	0,5	5	60
9	Представление результатов на эскизах: а) упрощённая схема электрических соединений электропередачи; б) электрический режим электропередачи	12	1	10	70
10	Оформление и защита расчётно-графического задания	13	0,5	30	100

Для расчёта рабочего режима электропередачи вручную достаточно, как правило, двух приближений (итераций). Расчёты первого приближения приводятся в записке полностью. Результаты электрических расчётов вручную и на ЭВМ (потоки и потери мощности ветвей, зарядной мощности линий, напряжения в узлах, значения трансформаций) наносятся на схему замещения электропередачи (эскиз 2).

При обозначении потокораспределения на схеме замещения выделяют потоки в начале и конце ветви, до и после поперечных проводимостей, ёмкостную (зарядную) мощность линий, потери мощности в продольных и поперечных ветвях схемы замещения.

Расчётная (содержательная) часть записки заканчивается списком использованной литературы, который составляется в порядке появления ссылок в тексте (ссылки обязательны). Приводят библиографическое описание источника: авторы, название книги, издательство, год издания, количество страниц.

Сокращения слов допускаются только общепринятые.

Листы записки нумеруют и брошюруют. Все надписи на титульном листе выполняются чертёжным шрифтом.

## 2. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 кВ (пример выполнения задания)

Задание выполнено для электропередачи (ЭП), сведения о которой приведены на рис. 2.1 и в табл. 2.1.

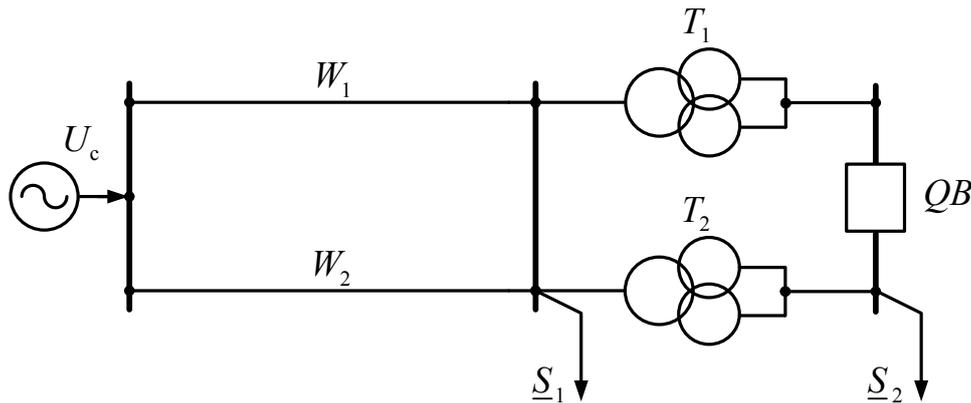


Рис. 2.1. Принципиальная схема электропередачи

Таблица 2.1

### Параметры электропередачи

Линия электропередачи				Мощность трансформатора, МВ · А	Мощность нагрузки, МВ · А
Обозначение	Номинальное напряжение, кВ	Протяжённость, км	Марка провода		
$W_1$	220	80	АС 240/32	$\underline{S}_{T_1} = 32$	$\underline{S}_1 = 80 + j60$
$W_2$		90	АС 300/39	$\underline{S}_{T_2} = 32$	$\underline{S}_2 = 38 + j22$

### 2.1. Составление схем замещения и определение их параметров

Расчёт установившихся режимов ведётся для схем замещения, моделирующих реальную ЭП. Схемы замещения ЭП составляют по схемам замещения её элементов, соединённых между собой в соответствии с принципиальной схемой электрических соединений системы. В зависимости от уровня эквивалентирования, цели и назначения расчётов используют исходную (полную), эквивалентную и расчётную (упрощённую) схемы замещения.

### 2.1.1. Исходная (полная) схема замещения

Исходная (полная) схема замещения данной ЭП (рис. 2.1) представлена на рис. 2.2. Каждый элемент ЭП (линия электропередачи, трансформатор, электрическая нагрузка) приводится соответствующей полной (неэквивалентной) схемой замещения.

Расчёт параметров схемы замещения ВЛ можно производить с достаточной точностью и решать рассматриваемые задачи, не обращаясь к справочникам. Для этого нужно знать некоторые показатели и характерные соотношения между ними для ВЛ данного класса напряжения. Так, для погонного (удельного) сопротивления линии, Ом/км,

$$r_0 = \frac{\rho}{F},$$

где  $\rho$  – удельное активное сопротивление для алюминия можно принять равным 29–30 Ом·мм<sup>2</sup> / км ;

$F$  – сечение алюминиевой части провода линии, мм<sup>2</sup>; тогда для линий  $W_1$  и  $W_2$  имеем:

$$r'_0 = \frac{30}{240} = 0,125 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad r''_0 = \frac{30}{300} = 0,100 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

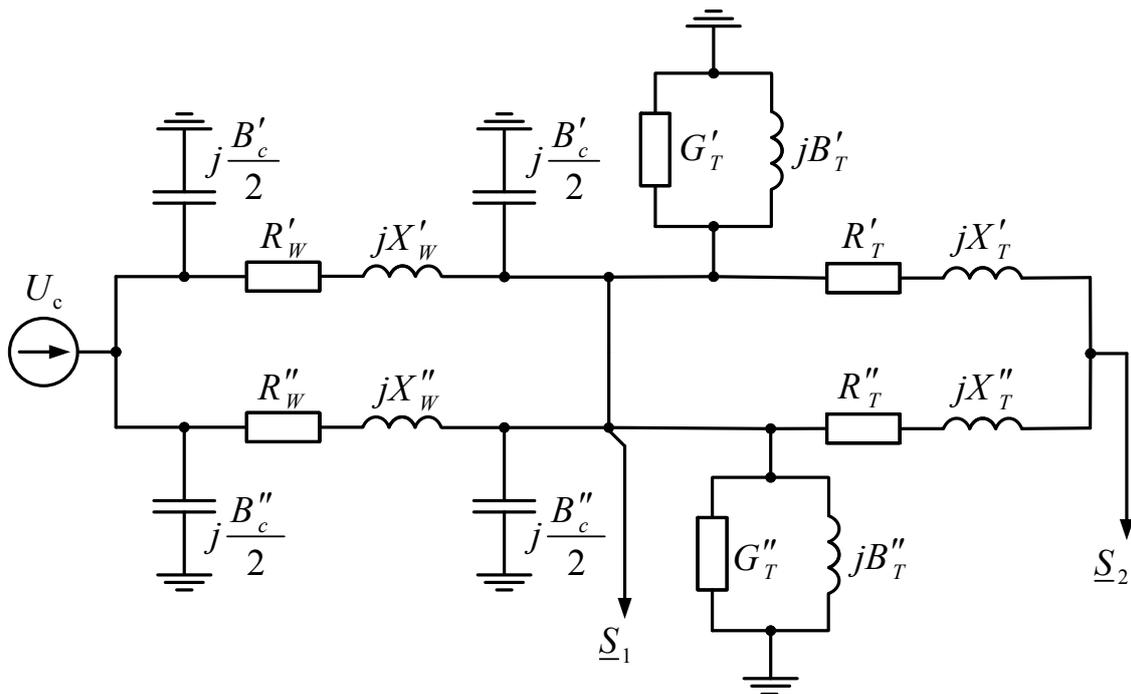


Рис. 2.2. Исходная (полная) схема замещения электропередачи

Для расчёта реактивных параметров схемы определяют удельное индуктивное сопротивление, Ом/км:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016 \mu$$

и удельную ёмкостную проводимость линии, См/км:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}.$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами, м:

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$

определяют в зависимости от их расположения на опоре. Среднее расстояние  $D$  между фазами следует принять для ВЛ 110 кВ равным 4,5 м, для ВЛ 220 кВ – 7,0 м, для ВЛ 500 кВ – 10,0 м.

Примем для рассматриваемых ЛЭП горизонтальное расположение фаз. Тогда

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{7,0 \cdot 7,0 \cdot 14,0} = 1,26 \cdot 7,0 = 8,82 \text{ м.}$$

При отсутствии справочных данных фактический радиус многопроводных проводов  $r_{\text{пр}}$  можно определить непосредственно по суммарной площади алюминиевой и стальной частей проводов  $F_{\Sigma}$ , увеличив её на 15–20 %, т. е.

$$r_{\text{пр}} \approx (1,15-1,20) \sqrt{\frac{F_{\Sigma}}{\pi}}.$$

Для линий  $W_1$  и  $W_2$  получим следующие радиусы проводов:

$$r'_{\text{пр}} = 1,20 \cdot \sqrt{\frac{240+32}{3,14}} = 11,17 \text{ мм}; \quad r''_{\text{пр}} = 1,20 \cdot \sqrt{\frac{300+39}{3,14}} = 12,47 \text{ мм.}$$

С учётом  $D_{cp}$  и  $r_{np}$  вычислим удельные реактивные параметры ВЛ:

$$x'_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{8,82 \cdot 10^3}{11,17} + 0,016 \cdot 1 = 0,433 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x''_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{8,82 \cdot 10^3}{12,47} + 0,016 \cdot 1 = 0,426 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$b'_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{8,82 \cdot 10^3}{11,17}} \cdot 10^{-6} = 2,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}; \quad b''_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{8,82 \cdot 10^3}{12,47}} \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Тогда по формулам:

$$\underline{Z} = (r_0 + jx_0)l, \quad B_c = b_0 l$$

определим полные сопротивления:

$$\underline{Z}'_w = (0,125 + j0,433) \cdot 80,0 = 10,00 + j34,64 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}''_w = (0,100 + j0,426) \cdot 90,0 = 9,00 + j38,34 \text{ Ом}$$

и ёмкостные проводимости линий:

$$B'_c = 2,62 \cdot 10^{-6} \cdot 80,0 = 0,210 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$B''_c = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 90,0 = 0,239 \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Учитывая, что рассматриваем П-образную схему замещения ВЛ, разнесим половинные значения проводимостей  $B'_c/2$  и  $B''_c/2$  по концам линий  $W_1$  и  $W_2$  (рис. 2.2).

Для ВЛ традиционного исполнения (без расщепления фаз и специальных конструкций опор) реактивные параметры мало зависят от конструктивных характеристик линий (от расстояний между фазами и радиусов проводов), что в приведённых формулах отражено логарифмической функцией.

При выполнении фаз ВЛ 110–220 кВ одиночными проводами их индуктивное сопротивление  $x_0$  изменяется в пределах:  $x_0 = 0,40\text{--}0,44$  Ом/км; ёмкостная проводимость  $b_0 = (2,6\text{--}2,8) \cdot 10^{-6}$  См / км. Среднее значение зарядной (ёмкостной) мощности на 100 км для ВЛ 110 кВ составляет около 3,5 Мвар, для ВЛ 220 кВ – 13,5 Мвар, для ВЛ 500 кВ – 95 Мвар. Учёт

этих соотношений позволяет исключить значительные ошибки при расчёте параметров ВЛ или использовать указанные параметры в приближённых расчётах.

**Расчёт параметров схемы замещения трансформаторов** производится по данным табл. 2.2. На подстанции установлены два понижающих трансформатора типа ТРДЦН-32000/220.

Сквозное активное сопротивление

$$R'_T = R''_T = \frac{\Delta P_k U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{167 \cdot 230^2}{32^2} \cdot 10^{-3} = 8,63 \text{ Ом} ,$$

где  $\Delta P_k$  – потери активной мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение обмотки трансформатора, относительно которой ведётся расчет, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ · А.

Сквозное индуктивное сопротивление

$$X'_T = X''_T = \frac{u_k U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{230^2}{32} = 198,38 \text{ Ом}.$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания, %, каталожные данные трансформатора, как и перечисленные выше.

Активная проводимость

$$G'_T = G''_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{43}{230^2} \cdot 10^{-3} = 0,81 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

где  $\Delta P_x$  – потери активной мощности на холостой ход, кВт.

Индуктивная проводимость

$$B'_T = B''_T = \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,90}{100} \cdot \frac{32}{230^2} = 5,44 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

где  $I_{xx}$  – ток холостого хода, %.

Таблица 2.2

**Характеристики трансформатора**

$S_{\text{НОМ}}$ , МВ · А	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$u_k$ , %	$I_x$ , %
32	230	11	167	43	12	0,90

Таким образом, полное сопротивление трансформатора

$$\underline{Z}'_T = \underline{Z}''_T = R'_T + jX'_T = 8,63 + j198,38 \text{ Ом,}$$

проводимость трансформатора

$$\underline{Y}'_T = \underline{Y}''_T = G'_T - jB'_T = (0,81 - j5,44) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для наглядности и снижения трудоёмкости последующих расчётов режимов принято параллельное включение обмоток низшего напряжения в каждом трансформаторе (рис. 2.1).

Полученные параметры нанесены на исходную схему замещения ЭП (рис. 2.7).

### 2.1.2. Эквивалентная схема замещения

С целью обеспечения надёжности электроснабжения потребителей в энергосистемах широко используется параллельное включение элементов: линий электропередачи, трансформаторов. Для упрощения инженерных расчётов и последующего анализа режимов ЭП производится замена параллельных элементов эквивалентными. В данном случае эквивалентируются параллельные линии  $W_1$  и  $W_2$  и трансформаторы  $T_1$  и  $T_2$ .

Эквивалентное сопротивление ЛЭП рассчитывают по формуле

$$\underline{Z}^{\circ}_W = \frac{\underline{Z}'_W \underline{Z}''_W}{\underline{Z}'_W + \underline{Z}''_W} = \frac{(10,00 + j34,64) \cdot (9,00 + j38,34)}{10,00 + j34,64 + 9,00 + j38,34} = 4,78 + j18,21 \text{ Ом.}$$

При параллельном включении двух одноступенчатых трансформаторов имеем

$$\underline{Z}^{\circ}_T = \frac{\underline{Z}'_T}{2} = \frac{8,63 + j198,38}{2} = 4,32 + j99,19 \text{ Ом.}$$

Эквивалентные проводимости определяются суммированием параллельных проводимостей соответствующих элементов. В результате получаются следующие эквиваленты:

для ЛЭП

$$B^{\circ}_c = B'_c + B''_c = (0,210 + 0,239) \cdot 10^{-3} = 0,449 \cdot 10^{-3} \text{ См;}$$

для трансформаторов

$$\underline{Y}^{\circ}_T = 2\underline{Y}'_T = 2 \cdot (0,81 - j5,44) \cdot 10^{-6} = (1,62 - j10,88) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

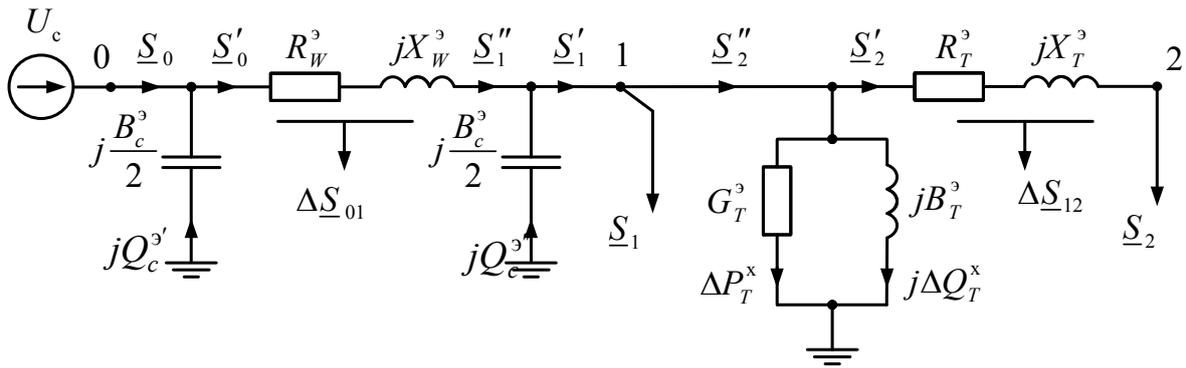


Рис. 2.3. Эквивалентная схема замещения сети

Эквивалентные проводимости  $B_c^3/2$  помещаем на концах эквивалентной линии 0–1, а  $Y_T^3$  включаем на шины 1 эквивалентной схемы (рис. 2.3).

### 2.1.3. Упрощённая (расчётная) схема замещения

Если включить в узлы сети расчётные электрические нагрузки, то схема замещения будет содержать только продольные ветви, что её существенно упрощает (рис. 2.4).

Расчётная нагрузка узла образуется суммированием его электрической нагрузки и мощностей в ветвях поперечных проводимостей, примыкающих к рассматриваемому узлу.

В данном случае расчётную нагрузку узла 1 образуют мощность узла 1, потери холостого хода трансформаторов  $T_1$  и  $T_2$  и зарядные мощности в конце ЛЭП  $W_1$  и  $W_2$ :

$$\underline{S}_1^p = \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_x^3 - j \frac{1}{2} Q_c^3.$$

Так как вычисление расчётных нагрузок предшествует расчёту режима электрической сети, то по номинальному напряжению участка сети определяется зарядная мощность в конце линий:

$$\frac{1}{2} Q_c' = \frac{1}{2} B_c^3 U_{\text{ном}}^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,449 \cdot 10^{-3} \cdot 220^2 = 10,87 \text{ Мвар}$$

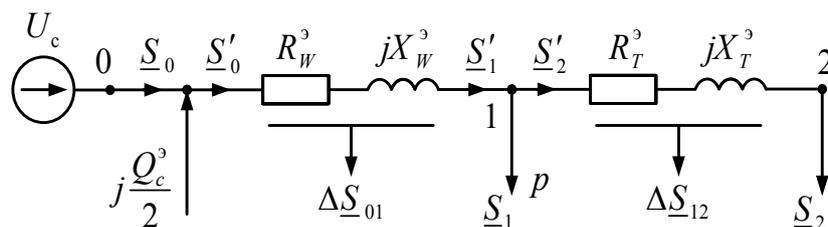


Рис. 2.4. Расчётная (упрощённая) схема замещения сети

и потери холостого хода трансформаторов:

$$\Delta \underline{S}_x^{\circ} = Y_T^{\circ} U_{\text{ном}}^2 = (1,62 + j10,88) \cdot 10^{-6} \cdot 220^2 = 0,078 + j0,527 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Получим следующую расчётную нагрузку:

$$\underline{S}_1^{\text{п}} = 80,0 + j60,0 + 0,078 + j0,527 - j10,87 \approx 80,08 + j49,66 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

значение которой в процессе расчёта на последующих итерациях не уточняется.

## 2.2. Расчёт установившегося режима электропередачи

### 2.2.1. Расчёт установившегося режима (УР) на ЭВМ

Расчёт установившегося режима (УР) на ЭВМ (электрический расчёт) произведён с помощью ПК REGIM, описание которого дано в [4].

Параметры режима, полученные на ЭВМ для эквивалентной схемы (рис. 2.3), рассматриваются в качестве эталонных и приведены в табл. 2.3.

Результаты расчёта по исходной схеме замещения (рис. 2.2) представлены в табл. 2.4.

Примеры составления пакета (файла) данных к расчёту приведены в табл. 2.3, 2.4, 2.7.

### 2.2.2. Расчёт УР вручную по эквивалентной схеме замещения

Имея в качестве исходных данных нагрузку на шинах низшего (вторичного) напряжения подстанции и напряжение балансирующего узла (примем  $U_0 = U_c = 242,0$  кВ), расчёт потокораспределения ведём методом последовательных приближений (методом итераций).

**Расчёт потокораспределения.** В качестве исходного приближения напряжения в узлах 1 и 2 примем номинальное напряжение сети 220 кВ.

**И т е р а ц и я 1.** Нагрузочные потери мощности в эквивалентном трансформаторе

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^{(0)2}} Z_T^{\circ} = \frac{38,0^2 + 22,0^2}{220,0^2} \cdot (4,32 + j99,19) = 0,172 + j3,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале обмотки эквивалентного трансформатора

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{12} = 38,0 + j22,0 + 0,172 + j3,95 \approx 38,17 + j25,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

### Потребляемая трансформатором мощность

$$\underline{S}_2'' = \underline{S}_2' + \Delta \underline{S}_x^3 = 38,17 + j25,95 + 0,078 + j0,527 \approx 38,25 + j26,48 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Таблица 2.3

### Расчёт установившегося режима электропередачи 220 кВ по эквивалентной схеме замещения

Исходные данные								
1	3	0.02	20	/ Программные константы				
201	3	1	220	0	0	0	0	242 -500 500 / Балансирующая станция 0
201	1	1	220	80	60	/ Нагрузочный узел 1		
201	2	1	220	38	22	/ Нагрузочный узел 2		
301	1	3	1	4.78	18.21	0	449 / Эквивалентная ЛЭП	
/301	1	3	1	10.00	34.64	0	210 / ВЛ 1, АС 240/32	
/301	1	3	1	9.00	38.34	0	239 / ВЛ 2, АС 300/39	
301	1	1	2	4.32	99.19	1.62	10.88	1 / Эквивал. трансформатор
/301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 1
/301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 2
Результаты расчётов								
	Граничные узлы		Поток P,	Поток Q,	Потери	Потери	Ток,	Q с.,
	начало	конец	МВт	Мвар	P, МВт	Q, Мвар	кА	Мвар
Номер узла	U, кВ	Фаза, град	P ген., МВт	Q ген., Мвар	P наг., МВт	Q наг., Мвар	P нб., МВт	Q нб., Мвар
	1	2	-38.26	-26.46	.17	3.93	.115	.00
	1	3	118.26	86.45	1.71	6.50	.345	12.26
Узел 1	233.7	-1.82	.00	.00	80.00	60.00	.00	.00
	2	1	38.00	22.00	.17	3.86	.114	.00
Узел 2	222.6	-5.87	.00	.00	38.00	22.00	.00	.00
	3	1	-119.97	-67.54	1.71	6.50	.345	13.15
Узел 3	242.0	.00	119.97	67.54	.00	.00	.00	.00
Номер бал. уз. - 3      Точность расчёта - .02      Температура - 20.00 Число узлов - 3      Число ветвей - 2      Число тр-ов - 1      Число итераций - 4 Потери мощности в сети:      активной -      1.97 МВт реактивной -      11.02 Мвар Потери в линиях -      1.71 МВт      6.50 Мвар Потери в трансформаторах -      .26 МВт      4.52 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях -      25.41 Мвар Суммарная генерация - 119.97 МВт,      потребление - 118.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях -      1.71 МВт      6.50 Мвар Потери в трансформаторах нагрузочные -      .17 МВт      3.93 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах -      .09 МВт      .59 Мвар Потери мощности в шунтах -      .00 МВт      .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 232.743 кВ								

**Расчёт установившегося режима электрической сети 220 кВ  
по исходной схеме замещения**

Исходные данные									
1	3	0.02	20	/ Программные константы					
201	3	1	220	0	0	0	0	242 -500 500 / Балансирующая станция 0	
201	1	1	220	80	60	/ Нагрузочный узел 1			
201	2	1	220	38	22	/ Нагрузочный узел 2			
/301	1	3	1	4.78	18.21	0	449 / Эквивалентная ЛЭП		
301	1	3	1	10.00	34.64	0	210 / ВЛ 1, АС 240/32		
301	1	3	1	9.00	38.34	0	239 / ВЛ 2, АС 300/39		
/301	1	1	2	4.32	99.19	1.62	10.88	1 / Эквивал. трансформатор	
301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 1	
301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 2	
Результаты расчётов									
Номер узла	Граничные узлы		Поток P,	Поток Q,	Потери	Потери	Ток,	Q с.,	
	начало	конец	МВт	Мвар	P, МВт	Q, Мвар	кА	Мвар	
	U, кВ	Фаза, град	P ген., МВт	Q ген., Мвар	P наг., МВт	Q наг., Мвар	P нб., МВт	Q нб., Мвар	
Узел 1	1	2	-19.13	-13.23	.09	1.96	.057	.00	
	1	2	-19.13	-13.23	.09	1.96	.057	.00	
	1	3	62.67	42.96	.97	3.37	.180	5.73	
	1	3	55.58	43.49	.73	3.13	.165	6.55	
Узел 1	233.7	-1.82	.00	.00	80.00	60.00	.00	.00	
Узел 2	2	1	19.00	11.00	.08	1.93	.057	.00	
	2	1	19.00	11.00	.08	1.93	.057	.00	
	2	1	19.00	11.00	.08	1.93	.057	.00	
Узел 2	222.6	-5.87	.00	.00	38.00	22.00	.00	.00	
Узел 3	3	1	-63.65	-34.45	.97	3.37	.180	6.15	
	3	1	-56.32	-33.03	.73	3.13	.165	7.03	
	3	1	119.96	67.49	.00	.00	.00	.00	
Узел 3	242.0	.00	119.96	67.49	.00	.00	.00	.00	
Номер бал. уз. - 3      Точность расчёта - .02      Температура - 20.00 Число узлов - 3      Число ветвей - 4      Число тр-ов - 2      Число итераций - 4 Потери мощности в сети:      активной - 2.01 МВт реактивной - 11.31 Мвар Потери в линиях - 1.71 МВт      6.50 Мвар Потери в трансформаторах - .30 МВт      4.81 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 25.46 Мвар Суммарная генерация - 120.01 МВт, потребление - 118.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях - 1.71 МВт      6.50 Мвар Потери в трансформаторах нагрузочные - .17 МВт      3.93 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах - .09 МВт      .59 Мвар Потери мощности в шунтах - .00 МВт      .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 232.743 кВ									

С учётом нагрузки  $\underline{S}_1$  имеем мощность в конце эквивалентной линии 0–1

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}''_2 + \underline{S}_1 = 38,25 + j26,48 + 80,0 + j60,0 = 118,25 + j86,48 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Загрузка линии 0–1 меньше на величину зарядной мощности:

$$Q_c'' = \frac{1}{2} B_c^3 U_1^{(0)2} = \frac{1}{2} \cdot 0,449 \cdot 10^{-3} \cdot 220,0^2 = 10,87 \text{ Мвар}$$

и составляет:

$$\underline{S}''_1 = \underline{S}'_1 - jQ_c'' = 118,25 + j86,48 - j10,87 = 118,25 + j75,61 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в линии 0–1

$$\Delta \underline{S}_{01} = \frac{\underline{S}''_1{}^2}{U_1^{(0)2}} \underline{Z}_W = \frac{118,25^2 + 75,61^2}{220,0^2} \cdot (4,78 + j18,21) = 1,95 + j7,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии

$$\underline{S}'_0 = \underline{S}''_1 + \Delta \underline{S}_{01} = 118,25 + j75,61 + 1,95 + j7,41 = 120,20 + j83,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учётом зарядной мощности в начале эквивалентной ЛЭП

$$Q_c' = \frac{1}{2} B_c^3 U_0^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,449 \cdot 10^{-3} \cdot 242,0 = 13,15 \text{ Мвар}$$

генерация балансирующего источника снижается:

$$\underline{S}_0 = \underline{S}'_0 - jQ_c' = 120,20 + j83,02 - j13,15 = 120,20 + j69,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Расчёт напряжений** в узлах сети производится по найденному потоко-распределению и заданному напряжению на шинах балансирующей станции 0 (узел 3 в расчёте на ЭВМ).

Напряжение на шинах ВН подстанции (узел 1)

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= U_0 - \Delta \dot{U}_W = U_0 - \frac{P_0' R_W^3 + Q_0' X_W^3}{U_0} - j \frac{P_0' X_W^3 - Q_0' R_W^3}{U_0} = \\
 &= 242,0 - \frac{120,20 \cdot 4,78 + 83,02 \cdot 18,21}{242,0} - j \frac{120,20 \cdot 18,21 - 83,02 \cdot 4,78}{242,0} = \\
 &= 233,38 - j7,40 = 233,50 e^{-j1,82^\circ} \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

величина (модуль) и фаза напряжения:

$$U_1^{(1)} = 233,50 \text{ кВ}; \quad \delta_1^{(1)} = -1,82^\circ.$$

Приведённое к ВН напряжение на шинах НН подстанции (узел 2):

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_2^{(1)} &= U_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_T = U_1^{(1)} - \frac{P_2' R_T^3 + Q_2' X_T^3}{U_1^{(1)}} - j \frac{P_2' X_T^3 - Q_2' R_T^3}{U_1^{(1)}} = \\
 &= 233,50 - \frac{38,17 \cdot 4,32 + 25,95 \cdot 99,19}{233,50} - j \frac{38,17 \cdot 99,19 - 25,95 \cdot 4,32}{233,50} = \\
 &= 221,77 - j15,73 = 222,33 e^{-j4,06^\circ} \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

величина и фаза напряжения:

$$U_2^{(1)} = 222,33 \text{ кВ}; \quad \delta_2^{(1)} = \delta_1^{(1)} + \delta_{12}^{(1)} = -1,82 - 4,06 = -5,88^\circ.$$

Полученное первое приближение к решению  $\dot{U}^{(1)}$  значительно отличается от исходного приближения  $\dot{U}^{(0)} = \bar{U}_{\text{ном}}$ , поэтому уточним расчёт по приведённому выше алгоритму на второй итерации, заменив в соответствующих выражениях номинальные напряжения на найденные  $\dot{U}^{(1)}$ .

Анализ напряжений в узлах сети представлен в виде векторной диаграммы (рис. 2.6).

Наиболее электрически удалённым от балансирующего является узел 2, изменение напряжения которого на второй итерации незначительно:

$$\varepsilon = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(2)}|}{\frac{1}{2}(U_2^{(1)} + U_2^{(2)})} \cdot 100 \% = \frac{|222,33 - 222,55|}{\frac{1}{2} \cdot (222,33 + 222,55)} \cdot 100 \% \approx 0,10 \%.$$

Малость  $\varepsilon$  свидетельствует о сходимости к решению, что позволяет принять результаты второго приближения в качестве решения данной задачи.

И т е р а ц и я 2. Результаты ручного расчёта параметров УР двух итераций представлены в табл. 2.5 и на рис. 2.5.

Таблица 2.5

**Результаты расчёта УР, полученные вручную  
по эквивалентной схеме замещения**

Итерация	Ёмкостная генерация, Мвар		Мощность, МВ · А		
	$jQ_c'$	$jQ_c''$	$\underline{S}_0$	$\underline{S}'_1$	$\underline{S}'_2$
1	13,15	10,87	$120,20 + j69,87$	$118,25 + j86,40$	$38,17 + j25,95$
2	13,15	12,24	$119,96 + j67,52$	$118,25 + j86,48$	$38,17 + j25,87$
Итерация	Потери, МВ · А		Напряжение, кВ		
	$\Delta \underline{S}_{01}$	$\Delta \underline{S}_{02}$	$\dot{U}_1$	$\dot{U}_2$	
1	$1,95 + j7,41$	$0,17 + j3,95$	$233,50 e^{-j1,82^\circ}$	$222,33 e^{-j5,88^\circ}$	
2	$1,71 + j6,51$	$0,17 + j3,87$	$233,68 e^{-j1,82^\circ}$	$222,55 e^{-j5,87^\circ}$	

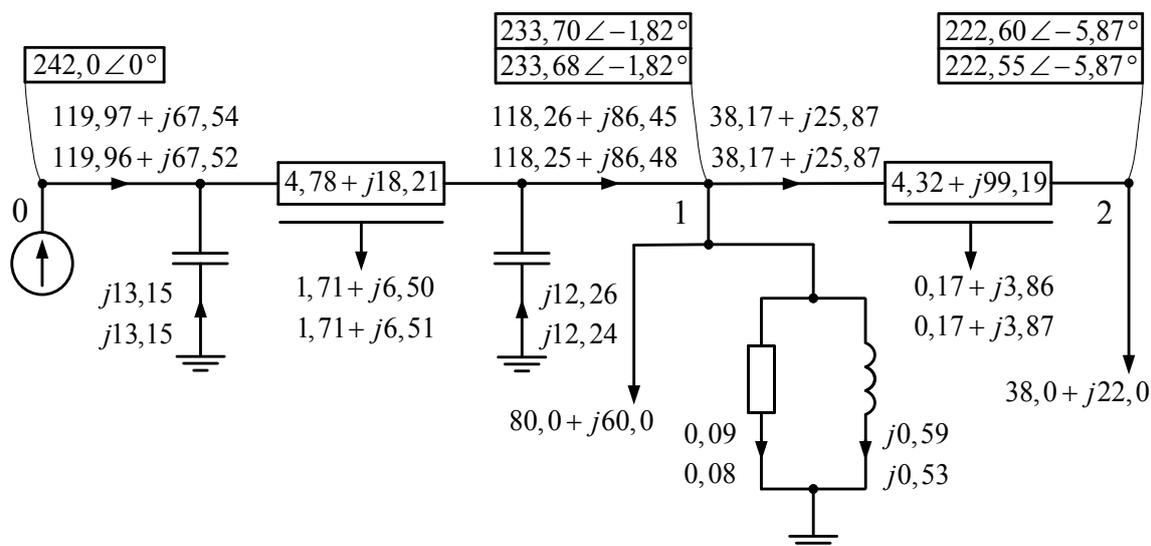


Рис. 2.5. Результаты электрического расчёта, выполненного на ЭВМ (верхние параметры) и вручную (вторая итерация)

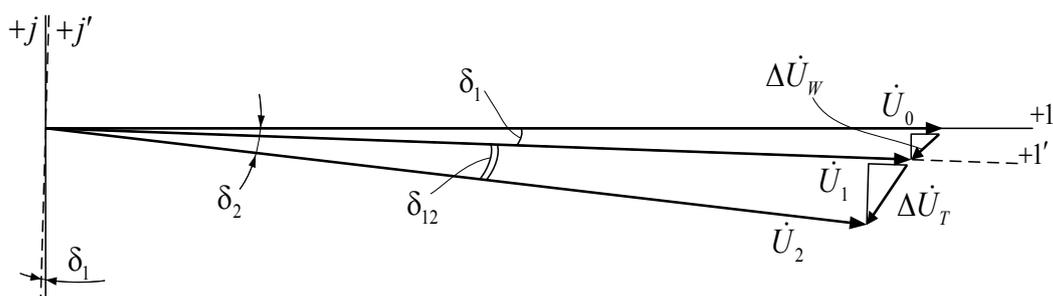


Рис. 2.6. Векторная диаграмма напряжений

Погрешность решения в сравнении с эталонным (расчёт на ЭВМ, см. рис. 2.5, табл. 2.3) составляет

$$\alpha = \frac{U_2^{(2)} - U_2^{\text{эТ}}}{U_2^{\text{эТ}}} \cdot 100 \% = \frac{222,55 - 222,60}{222,60} \cdot 100 \% \approx -0,022 \%$$

### 2.2.3. Расчёт потокораспределения в эквивалентных участках исходной схемы замещения

Данную задачу решим, используя результаты расчёта режима по эквивалентной схеме замещения ЭП (рис. 2.5).

Распределение мощности  $\underline{S}_2$  между трансформаторами подстанции можно определить по общему выражению

$$\underline{S}_{T_1} = \underline{S}_2 \frac{\underline{Z}_T^{\circ*}}{\underline{Z}_T^{\prime*}} = \underline{S}_2 \frac{\underline{Z}_T^{\prime\prime*}}{\underline{Z}_T^{\prime*} + \underline{Z}_T^{\prime\prime*}}$$

Однако в данном случае учитывается то, что на подстанции установлены однотипные трансформаторы одинаковой мощности. Мощность распределяется между параллельно включёнными трансформаторами поровну:

$$\underline{S}_{T_1} = \underline{S}_{T_2} = \underline{S}_T = \frac{\underline{S}_2}{2} = \frac{38,0 + j22,0}{2} = 19,00 + j11,00 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в каждом из параллельно работающих трансформаторов

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{T_1} = \Delta \underline{S}_{T_2} = \Delta \underline{S}_T &= \frac{S_T^2}{U_2^2} \underline{Z}_T^{\circ} = \frac{19,00^2 + 11,00^2}{222,55^2} \cdot (8,63 + j198,38) = \\ &= 0,084 + j1,931 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощность холостого хода трансформаторов с учётом фактического напряжения в узле 1 подключения трансформаторов:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{T_1}^x = \Delta \underline{S}_{T_2}^x = \Delta \underline{S}_x &= \underline{Y}_T^{\prime} U_1^2 = (0,81 + j5,44) \cdot 10^{-6} \cdot 233,68^2 = \\ &= 0,044 + j0,297 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Потребляемая каждым трансформатором (с учётом потерь) мощность

$$\underline{S}'_{T_1} = \underline{S}'_{T_2} = \underline{S}'_T = \underline{S}_T + \Delta \underline{S}_T + \Delta \underline{S}_x \approx$$

$$\approx 19,00 + j11,00 + 0,08 + j1,93 + 0,04 + j0,30 = 19,12 + j13,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность на шинах ВН подстанции (в конце питающих ЛЭП) с учётом нагрузки  $\underline{S}_1$

$$\underline{S}'_1 = 2\underline{S}'_T + \underline{S}_1 = 2 \cdot (19,12 + j13,23) + 80,0 + j60,0 = 118,24 + j86,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитаем распределение мощности  $\underline{S}'_1$  между параллельными линиями  $W_1$  и  $W_2$ :

$$\underline{S}'_{W_1} = \underline{S}'_1 \frac{\underline{Z}''_{W_1}}{\underline{Z}'_{W_1} + \underline{Z}''_{W_1}} =$$

$$= (118,24 + j86,46) \cdot \frac{9,00 - j38,34}{10,00 - j34,64 + 9,00 - j38,34} = 62,81 + j43,65 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}'_{W_2} = \underline{S}'_1 \frac{\underline{Z}'_{W_2}}{\underline{Z}'_{W_2} + \underline{Z}''_{W_2}} =$$

$$= (118,24 + j86,46) \cdot \frac{10,00 - j34,64}{10,00 - j34,64 + 9,00 - j38,34} = 55,42 + j42,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Суммирование найденных мощностей параллельных линий  $W_1$  и  $W_2$  даёт исходную мощность  $\underline{S}'_1$  в эквивалентной ЛЭП.

Отмеченное условие рекомендуется использовать для проверки правильности расчёта потокораспределения в исходной (неэквивалентной) схеме.

С учётом зарядной мощности снижается загрузка линий:

$$\underline{S}''_{W_1} = \underline{S}'_{W_1} - j \frac{1}{2} B'_c U_1^2 =$$

$$= 62,81 + j43,65 - j \frac{1}{2} \cdot 0,210 \cdot 10^{-3} \cdot 233,68^2 = 62,81 + j37,92 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{w_2}'' = \underline{S}_{w_2}' - j\frac{1}{2}B_c''U_1^2 =$$

$$= 55,42 + j42,82 - j\frac{1}{2} \cdot 0,239 \cdot 10^{-3} \cdot 233,68^2 = 55,42 + j36,30 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Найденные мощности позволяют вычислить потери мощности в линиях  $W_1$  и  $W_2$ :

$$\Delta \underline{S}_{w_1} = \frac{\underline{S}_{w_1}''^2}{U_1^2} \underline{Z}'_w = \frac{62,81^2 + 37,92^2}{233,68^2} \cdot (10,00 + j34,64) = 0,99 + j3,41 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{w_2} = \frac{\underline{S}_{w_2}''^2}{U_1^2} \underline{Z}''_w = \frac{55,42^2 + 36,30^2}{233,68^2} \cdot (9,00 + j38,34) = 0,72 + j3,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

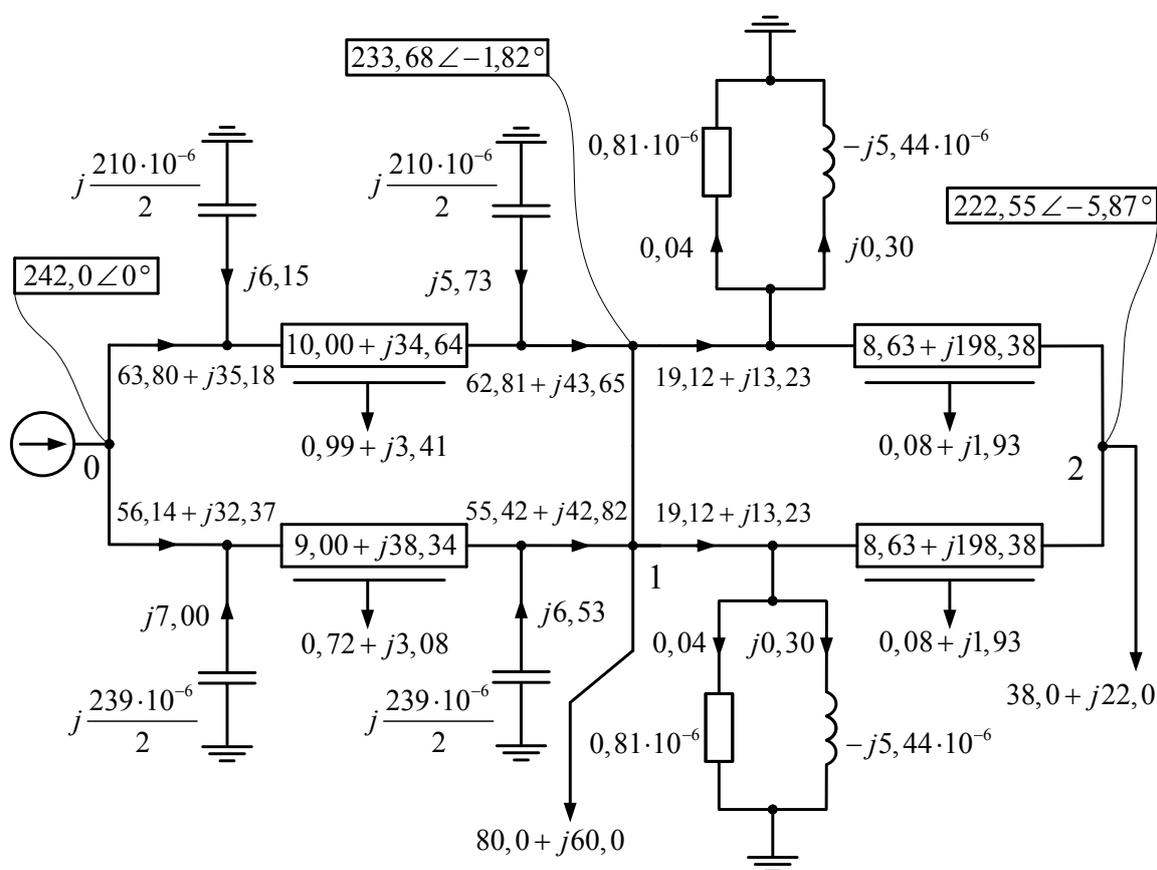


Рис. 2.7. Результаты электрического расчёта по исходной схеме замещения ЭП

Заметим, что потери мощности в линиях  $W_1$  и  $W_2$

$$\Delta \underline{S}_W = \Delta \underline{S}_{W_1} + \Delta \underline{S}_{W_2} = 0,99 + j3,41 + 0,72 + j3,08 = 1,71 + j6,49 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

в исходной и эквивалентной схемах должны быть равны, т. е. в данном случае

$$1,71 + j6,49 \approx 1,71 + j6,51.$$

Мощность в начале линий больше на величину потерь:

$$\underline{S}'_0 = \underline{S}''_{W_1} + \Delta \underline{S}'_{01} = 62,81 + j37,92 + 0,99 + j3,41 = 63,80 + j41,33 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}''_0 = \underline{S}''_{W_2} + \Delta \underline{S}''_{01} = 55,42 + j36,29 + 0,72 + j3,08 = 56,14 + j39,37 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учётом ёмкостной генерации вычислим потоки в начале линий:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{W_1} &= \underline{S}'_0 - j \frac{1}{2} B'_c U_0^2 = \\ &= 63,80 + j41,33 - j \frac{1}{2} \cdot 0,210 \cdot 10^{-3} \cdot 242,0^2 = 63,80 + j35,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{W_2} &= \underline{S}''_0 - j \frac{1}{2} B''_c U_0^2 = \\ &= 56,14 + j39,37 - j \frac{1}{2} \cdot 0,239 \cdot 10^{-3} \cdot 242,0^2 = 56,14 + j32,37 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

#### 2.2.4. Расчёт установившегося режима по упрощённой (расчётной) схеме замещения ЭП.

Для расчета используем упрощенную схему замещения электропередачи (рис. 2.4.). Основные выражения аналогичны приведенным в п. 2.2.2.

В качестве исходного приближения напряжения в узлах принимаем номинальное напряжение сети 220 кВ.

**И т е р а ц и я** 1. Величина нагрузочных потерь мощности в эквивалентном трансформаторе равна величине предыдущего расчета (см. с. 17).

Мощность в начале отмотки трансформатора

$$\begin{aligned}\underline{S}'_2 &= \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{12} = 38,0 + j22,0 + \frac{38,0^2 + 22,0^2}{220,0^2} \cdot (4,32 + j99,19) = \\ &= 38,17 + j25,95 \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

Погрузка линии 0–1

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}'_2 + \underline{S}_1^p = 38,17 + j25,95 + 80,08 + j49,66 = 118,25 + j75,61 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned}\underline{S}'_0 &= \underline{S}'_1 + \Delta \underline{S}_{01} = 118,25 + j75,61 + \frac{118,25^2 + 75,61^2}{220,0^2} \cdot (4,78 + j18,21) = \\ &= 120,20 + j83,02 \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

Мощность в начале линии с учетом зарядной мощности  $jQ_c$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}'_0 - jQ'_c = 120,20 + j83,02 - j13,15 = 120,20 + j69,87 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{U}_1^{(1)} = 242,0 - \frac{120,20 \cdot 4,78 + 83,02 \cdot 18,21}{242,0} - j \frac{120,20 \cdot 18,21 - 83,02 \cdot 4,78}{242,0} =$$

$$= 233,38 - j7,40 = 233,50 e^{-j1,82^\circ} \text{ кВ}; \quad U_1^{(1)} = 233,50 \text{ кВ}; \quad \delta_1^{(1)} = -1,82^\circ;$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = 233,50 - \frac{38,17 \cdot 4,32 + 25,95 \cdot 99,19}{233,50} - j \frac{38,17 \cdot 99,19 - 25,95 \cdot 4,32}{233,50} =$$

$$= 221,77 - j15,73 = 222,33 e^{-j4,06^\circ} \text{ кВ}; \quad U_2^{(1)} = 222,33 \text{ кВ};$$

$$\delta_2^{(1)} = -1,82 - 4,06 = -5,88^\circ.$$

**И т е р а ц и я 2.** Выполняется аналогично первой: вместо номинальных используются уточнённые из первой итерации значения напряжений в узлах.

Результаты расчёта УР представлены в табл. 2.6 и на рис. 2.8.

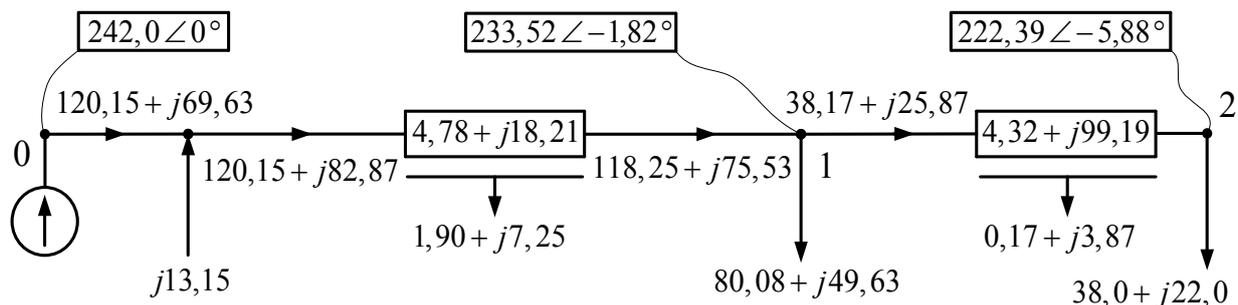


Рис. 2.8. Результаты электрического расчёта по упрощённой схеме замещения ЭП

Сопоставив результаты данных итераций, например по напряжениям:

$$\varepsilon = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(2)}|}{\frac{1}{2}(U_2^{(1)} + U_2^{(2)})} \cdot 100 \% = \frac{|222,33 - 222,39|}{\frac{1}{2} \cdot (222,33 + 222,39)} \cdot 100 \% = 0,027 \%,$$

видим, что вторая итерация вносит незначительное уточнение.

Таблица 2.6

**Параметры УР, полученные  
по упрощённой схеме замещения**

Итерация	Мощность, МВ · А			
	$\underline{S}_0$	$\underline{S}'_0$	$\underline{S}'_1$	$\underline{S}'_2$
1	$120,20 + j69,87$	$120,20 + j83,02$	$118,25 + j75,61$	$38,17 + j25,95$
2	$120,15 + j69,63$	$120,15 + j82,87$	$118,25 + j75,53$	$38,17 + j25,87$
Потери, МВ · А		Напряжение, кВ		
$\Delta \underline{S}_{01}$	$\Delta \underline{S}_{12}$		$\dot{U}_1$	$\dot{U}_2$
$1,95 + j7,41$	$0,17 + j3,95$		$233,50 e^{-j1,82^\circ}$	$222,33 e^{-j5,88^\circ}$
$1,90 + j7,25$	$0,17 + j3,87$		$233,52 e^{-j1,82^\circ}$	$222,39 e^{-j5,88^\circ}$

Данное решение в сопоставлении с эталонным (расчёт на ЭВМ, см. рис. 2.5, табл. 2.3) характеризуется следующей относительной погрешностью:

$$\alpha = \frac{U_2^{(2)} - U_2^{\text{эт}}}{U_2^{\text{эт}}} \cdot 100 \% = \frac{222,39 - 222,60}{222,60} \cdot 100 \% = -0,094 \%$$

Результаты расчёта установившегося режима по различным схемам замещения даны на рис. 2.5, 2.7, 2.8.

### 2.2.5. Выбор ответвлений трансформаторов

Обеспечение желаемого (допустимого) напряжения на шинах НН районных подстанций производится в первую очередь с помощью автоматического устройства РПН за счёт выбора (изменения) коэффициента трансформации  $k_T$  понижающих трансформаторов. Для определения соответствующего положения переключающего устройства РПН (отпайки трансформатора) необходимы данные из расчётов или замеров напряжений  $U_1$  на шинах ВН, данные о желаемом напряжении  $U_{2ж}$  на стороне НН (вторичном напряжении) и возможностях РПН в виде пределов регулирования и дискретности (шаге) регулятора ( $\pm n \times \Delta k_T$ ).

Рассмотрим выбор положения переключателя РПН двух трансформаторов типа ТРДЦН-32000/220 с номинальными напряжениями обмоток  $U_{ВН} = 230$  кВ и  $U_{НН} = 11$  кВ (табл. 2.2). Примем следующее условие: трансформаторы оборудованы автоматическим устройством РПН с пределами регулирования  $\pm 9 \times 1,78\%$ , по девять отпайек от средней отпайки в сторону понижения напряжения и в сторону повышения напряжения (реальный трансформатор ТРДЦН-32000/220 оборудован РПН  $\pm 8 \times 1,5\%$ ). Для выбора отпайки (ответвления) используем схему замещения электрической сети с учётом коэффициента трансформации  $k_T$  (рис. 2.9, а).

Например, из расчётов по эквивалентной схеме замещения (рис. 2.5) имеем напряжение на входе (шинах ВН) трансформаторов  $U_1 = 233,68$  кВ и, с учётом потерь напряжения в трансформаторах  $\Delta U_T$ , напряжение на шинах НН  $U'_2 = U_1 - \Delta U_T = 222,55$  кВ, приведённое к напряжению обмотки ВН.

Для получения действительного напряжения  $U_{2д}$  на шинах НН (рис. 2.9, а) необходимо расчётное значение  $U'_2$  преобразовать (трансформировать) через идеальный трансформатор (коэффициент трансформации  $k_T$ ):

$$U_{2д} = \frac{U'_2}{k_T} = \frac{U'_2 U_{НН}}{U_{отв}}. \quad (2.1)$$

Значение коэффициента необходимо выбирать такое, чтобы обеспечить желаемое напряжение  $U_{2ж}$  на шинах НН. Тогда расчётное значение исходного коэффициента следующее:

$$k_T = \frac{U_1 - \Delta U_T}{U_{2ж}} = \frac{U'_2}{U_{2ж}} \approx \frac{U_{отв}^p}{U_{НН}}, \quad (2.2)$$

где желаемое значение  $U_{2ж}$  следует принять на 5–10 % больше  $U_{ном}^c$  питаемой трансформаторами сети вторичного напряжения, но не менее  $U_{ном}$  этой сети в тяжёлых (послеаварийных) режимах.

Примем, например,  $U_{2ж} = 1,08U_{ном}^c = 1,08 \times 10 = 10,8$  кВ. Тогда расчётное ответвление РПН трансформаторов из (2.1) и (2.2) будет следующим:

$$U_{отв}^p = \frac{U_2' U_{HH}}{U_{2ж}} = \frac{222,55 \cdot 11,00}{10,80} = 226,67 \text{ кВ.}$$

Ближайшее к нему стандартное ответвление (отпайку) трансформатора найдём из соотношения

$$U_{отв}^{ст} = U_{ВН} \pm n_{отв} \frac{\Delta k_T}{100} U_{ВН} = U_{ВН} \pm n_{отв} V_{отв}.$$

Поскольку каждая отпайка содержит  $\Delta k_T = 1,78$  % числа витков обмотки, рассчитанной на номинальное напряжение 230 кВ, то одна отпайка изменяет номинальное напряжение на  $V_{отв} = 230 \cdot 1,78 / 100 = 4,094$  кВ. Тогда число ответвлений

$$n_{отв} = \frac{U_{отв}^p - U_{ВН}}{V_{отв}} = \frac{226,67 - 230,00}{4,094} = -0,813.$$

Число ответвлений не может быть дробным, поэтому принимаем  $n_{отв}$  равным ближайшему целому числу,  $n_{отв} = -1$ . Соответствующее стандартному ответвлению РПН напряжение составит

$$U_{отв}^{ст} = 230,0 - 1 \cdot 4,094 = 225,91 \text{ кВ.}$$

Тогда с учётом полученного положения переключателя РПН определим действительный (стандартный) коэффициент трансформации:

$$k_T^{ст} = \frac{U_{отв}^{ст}}{U_{HH}} = \frac{225,91}{11,00} = 20,54$$

и соответствующее действительное напряжение на шинах НН:

$$U_{2д} = \frac{U_2'}{k_T^{ст}} = \frac{222,55}{20,54} = 10,83,$$

отличающееся от желаемого  $U_{2ж}$  на величину

$$\delta U = \frac{U_{2д} - U_{2ж}}{U_{2ж}} \cdot 100 \% = \frac{10,83 - 10,80}{10,80} \cdot 100 \% = 0,278 \%,$$

что меньше максимально допустимой погрешности регулирования РПН (зоны нечувствительности)  $\varepsilon$ , вызванной дискретностью изменения коэффициента трансформации:

$$\varepsilon = \Delta k_T / 2 = 1,78 / 2 = 0,89 \%$$

Оценим наименьшую величину питающего напряжения на подстанции, при котором возможно с помощью РПН обеспечить желаемое напряжение. Установим наименьшее значение коэффициента трансформации:

$$k_T^{\min} = \frac{U_{ВН} - n \frac{\Delta k_T}{100} U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{230 - 9 \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 230}{11} = 17,56.$$

Тогда желаемое напряжение  $U_{2ж}$  получим с помощью РПН, если питающее напряжение  $U_2'$  не менее величины  $U_2' = U_{2ж} k_T^{\min} = 10,80 \cdot 17,56 = 189,65$  кВ, которое следует увеличить на величину  $\varepsilon$  зоны нечувствительности РПН до значения

$$U_2' + \varepsilon U_{ВН} = 189,65 + \frac{1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 230 \approx 192 \text{ кВ.}$$

Укажем, что если  $U_{2ж}$  равно  $U_{НН}$ , то требуемое значение напряжения на шинах НН можно обеспечить с помощью РПН трансформаторов, если питающее напряжение  $U_2' = U_1 - \Delta U_T$  не выходит за пределы изменения ответвлений трансформаторов, т. е. если удовлетворяется (с учётом зоны нечувствительности  $\varepsilon$ ) условие

$$U_{отв}^{\min} + \varepsilon U_{ВН} \leq U_2' \leq U_{отв}^{\max} - \varepsilon U_{ВН}, \quad (2.3)$$

где наименьшее и наибольшее стандартные ответвления трансформатора:

$$U_{отв}^{\min} = U_{ВН} - n \frac{\Delta k_T}{100} U_{ВН}; \quad U_{отв}^{\max} = U_{ВН} + n \frac{\Delta k_T}{100} U_{ВН}.$$

В тяжёлых режимах (при повышенных нагрузках, отключенных ЛЭП или трансформаторах) питающее напряжение может оказаться меньше  $U_{\text{отв}}^{\text{min}}$ . В этом случае регулировочный диапазон РПН будет исчерпан и обеспечить желаемое напряжение, изменяя только коэффициент трансформации, невозможно. Необходимо повысить напряжение  $U_2'$  до значений, удовлетворяющих условию (2.3), уменьшив падение напряжения в питающей сети, например, с помощью устройств, компенсирующих реактивную мощность.

Компенсирующие устройства (КУ): статические тиристорные синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и др. – устанавливаются на шинах НН подстанции.

Расчётная мощность генерации КУ, позволяющая увеличить пониженное питающее напряжение до наименьшего желаемого после компенсации значения  $U_{2\text{ж}}$  приближённо определяется по формуле

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{(U_2' - U_{2\text{ж}}') U_{2\text{ж}}'}{X_{\Sigma}},$$

где  $X_{\Sigma}$  – суммарное приведённое к напряжению  $U_2'$  реактивное сопротивление сети от источника неизменного напряжения до шин установки компенсирующего устройства.

### 2.2.6. Анализ точности расчётов установившихся режимов

Сопоставление параметров режима, полученных вручную и на ЭВМ (рис. 2.5), свидетельствует о достаточной точности расчётов при использовании как исходной и эквивалентной, так и расчётной схем замещения. Наибольшая погрешность определения напряжения – менее 0,05 %, следовательно, погрешность решения по расчётной схеме больше, чем при использовании исходной схемы замещения. Причина тому – использование в первом случае неизменной расчётной нагрузки  $\underline{S}_1^{\text{P}}$ , составляющие которой ( $Q_c$  и  $\Delta \underline{S}_x$ ) находятся в квадратичной зависимости от величины напряжений узлов сети. Действительные (искомые) напряжения могут существенно отличаться от номинальных, принятых для определения  $\underline{S}_1^{\text{P}}$ .

Разница в результатах расчета одной и той же модели (схемы замещения) электропередачи вручную и на ЭВМ обусловлена различными алгоритмами вычисления. Так, при расчёте УР на ЭВМ напряжения в узлах находят из решения описывающих установившееся состояние ЭП уравнений узловых напряжений (УУН) методом Ньютона, в то время как при инженерном решении напряжения определяются из соотношений, где непосредственно используются законы Ома и Кирхгофа.

Отметим такие неравнозначности используемых критериев точности (окончания) решения. При решении на ЭВМ минимизируются функции невязок (небалансов) УУН, величины которых являются более строгим естественным критерием точности решения, чем контроль изменения модулей напряжения, проводимый при расчёте вручную.

### 2.2.7. Анализ параметров электрического режима

Распределение напряжения в схеме ЭП приведено в виде эпюры напряжений, характеризующей изменение напряжения за счёт потерь напряжения в линиях и трансформаторах и добавок напряжения в балансирующем источнике и трансформаторах. Эпюра строится в относительных единицах в предположении линейности продольных элементов схемы замещения. За базисные принимают номинальные напряжения районной (220 кВ) и распределительной (10 кВ) сетей. Из эпюры (рис. 2.9, б) видно, что напряжение во всех точках сети выше номинального. Наибольшее напряжение 242 кВ на шинах балансирующего источника превышает номинальное на 10 %, что меньше максимально допустимого напряжения 252 кВ по условию прочности изоляции (+15 %).

Влияние коэффициента трансформации учитывается в виде добавки напряжения  $\Delta E_{T^*}$ , получающейся в сети вторичного напряжения по сравнению с напряжением сети первичного напряжения:

$$\Delta E_{T^*} = \frac{U_{2\text{ном}^*}}{U_{1\text{ном}^*}} - 1 = \frac{U_{\text{нн}} / U_{\text{ном}}^c}{U_{\text{отв}} / U_{\text{ном}}^c} - 1 = \frac{11 / 10}{225,91 / 220} - 1 = 0,071.$$

где  $U_{2\text{ном}^*}$  – относительная величина номинального напряжения вторичной обмотки трансформатора;  $U_{1\text{ном}^*}$  – относительная величина номинального напряжения первичной обмотки трансформатора с учётом использованного отвления.

С учётом добавки действительное напряжение составит:

$$U_{2\text{д}^*} = 1,01 + 0,071 \approx 1,08.$$

Наибольшая суммарная потеря напряжения  $\Delta U_{\Sigma}$  определяется от источника до самого электрически удалённого узла сети. В данном случае

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_W + \Delta U_T = U_0 - U_2' = 242,0 - 222,55 = 19,45 \text{ кВ (около 9 \%)},$$

что значительно меньше допустимой для данной сети потери напряжения

$$\Delta U_{\Sigma \text{доп}} = U_6 - (U_{\text{отв}}^{\min} + \varepsilon U_{\text{ВН}}) = 242,0 - 192 = 50 \text{ кВ (около 22,5 \%)},$$

полученной (см. параграф 2.2.5) с учётом наименьшего значения напряжения  $U'_{2\text{min}}$  по условиям регулирования.

Если увеличить желаемое напряжение на шинах НН до номинального  $U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}$ , то питающее напряжение составит

$$U'_2 = U_{\text{ВН}} \left( 1 - n \frac{\Delta k_T}{100} \right) = U_{\text{НН}} k_T^{\min} = 11,0 \cdot 17,56 = 193,2 \text{ кВ}.$$

С учётом зоны нечувствительности  $\varepsilon$  автоматического регулятора РПН, которую приняли равной половине ступни регулятора напряжения, наименьшее питающее напряжение следует принять равным

$$U'_{2\text{min}} = 193,2 + \frac{1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 230 \approx 195 \text{ кВ}.$$

Приняв на шинах источника наибольшее допустимое напряжение 250–252 кВ с учётом возможностей РПН и желаемого напряжения  $U_{2\text{ж}}$ , получим максимально допустимую потерю напряжения в сети 220 кВ:

$$\Delta U'_{\Sigma \text{max}} = U_0 - U'_{2\text{min}} = 250 - 195 = 55 \text{ кВ (25 \%)}.$$

О небольшой нагрузке сети также свидетельствует значение фазового угла напряжения  $\delta_2 = -5,87^\circ$  наиболее электрически удалённого угла. Режим ЭП 220 кВ с нагрузками, близкими к нормативным, характеризуется фазами около 15–20°.

Загрузку ВЛ 220 кВ оценим по мощности в начале линий, составляющей с учётом  $Q_c$  (рис. 2.7)

$$\underline{S}'_0 = 63,80 + j41,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \underline{S}''_0 = 56,14 + j39,37 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

что значительно меньше пропускной способности ВЛ 220 кВ, составляющей при сечении проводов 240–400 мм<sup>2</sup> около 100–150 МВт при предельной протяжённости передачи 350–400 км [1, табл. 1.2–1.3].

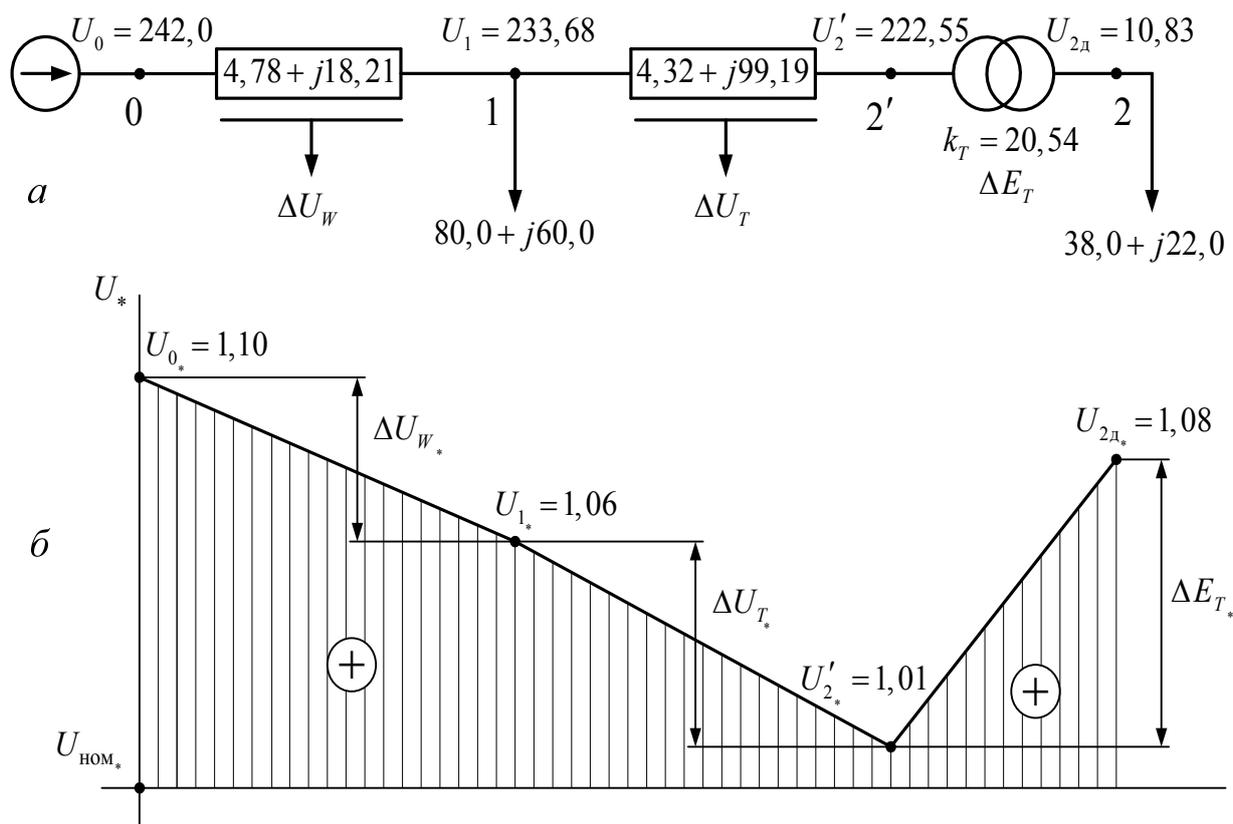


Рис. 2.9. Регулирование напряжения: схема замещения ЭП (а) и эпюра напряжений (б)

Токовая нагрузка параллельных ЛЭП:

$$I_1 = \frac{S'_0}{\sqrt{3}U_0} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{63,80^2 + 41,33^2}}{\sqrt{3} \cdot 242} \cdot 10^3 = 181 \text{ А};$$

$$I_2 = \frac{S''_0}{\sqrt{3}U_0} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{56,14^2 + 39,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 242} \cdot 10^3 = 164 \text{ А},$$

что значительно меньше допустимой по нагрузке 610 А и 690 А для проводов соответственно АС 240 и АС 300 [1, табл. П1.9].

Плотность токов линий:

$$j_1 = \frac{I_1}{F_1} = \frac{181}{240} = 0,754 \text{ А/мм}^2; \quad j_2 = \frac{I_2}{F_2} = \frac{164}{300} = 0,547 \text{ А/мм}^2$$

Это примерно в 2 раза меньше нормируемой 1,1–1,3 А / мм<sup>2</sup> для ВЛ с алюминиевыми проводами.

Отметим также неравномерность загрузки параллельных линий: ВЛ с меньшим сечением проводов (240 мм<sup>2</sup>) имеет удельную нагрузку (плотность тока) на 38 % больше, нежели линия с бóльшим сечением (300 мм<sup>2</sup>). Такая неравномерность загрузки ВЛ с проводами различного сечения характерна при естественном (непринудительном) распределении потоков. Поэтому параллельные ЛЭП выполняются проводами, как правило, одинакового сечения.

Загрузка трансформаторов двухтрансформаторной подстанции составляет

$$k_3 = \frac{S_2}{2S_{\text{НОМ}}^T} \cdot 100 \% = \frac{\sqrt{38,0^2 + 22,0^2}}{2 \cdot 32} \cdot 100 \% = 68,6 \%,$$

что ближе к рекомендуемой с учётом допустимой систематической послеаварийной перегрузки трансформатора до 40 % при отключении одного трансформатора и первоначальной загрузке не более 70 %.

Таким образом, на основе приведённых оценок установившегося режима данную ЭП следует характеризовать как слабонагруженную, имеющую значительные резервы.

### 2.3. Анализ пропускной способности электропередачи

Под *пропускной способностью электропередачи* понимается наибольшая активная мощность трёх фаз в установившемся режиме, которую можно передать с учётом режимно-технических ограничений. Применительно к системам распределения электроэнергии напряжением 6–150 (220) кВ в качестве ограничивающих факторов рассматриваются допустимые значения мощности по нагреванию элементов системы, потери напряжения, условия регулирования напряжения. В электропередачах 500–750 кВ пропускная способность обычно определяется фактором статической устойчивости работы генераторов; для электропередач 330 (220) кВ ограничения могут наступать как по условию устойчивости, так и по допустимому нагреванию. В общем случае пропускная способность электропередач определяется методом статистических испытаний на основе специально проведённой серии расчётов.

В данной электропередаче с односторонним питанием (блок линия – трансформатор) наибольшая мощность электропередачи ограничена допустимой нагрузкой (перегрузкой) трансформаторов. В нормальном (проектном) электрическом режиме наибольшая нагрузка каждого трансформатора принимается равной не более 70 % номинальной.

В таком случае наибольшая нагрузка двухтрансформаторной подстанции составит

$$S_{\text{доп}} \approx 0,70 S_{\Sigma \text{НОМ}}^T = 0,70 \cdot 2 \cdot 32 = 44,8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

с учётом допустимой 40%-ной перегрузки одного трансформатора при отключении другого.

Примем наибольшую нагрузку подстанции, соответствующую полной (номинальной) нагрузке трансформаторов,

$$S_{\text{нб}} = 2 S_{\text{НОМ}}^T = 2 \cdot 32 = 64 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Тогда с учётом заданного коэффициента мощности нагрузки узла 2, активная наибольшая мощность электропередачи определяется как

$$P_{2\text{нб}} = S_{\text{нб}} \cos \varphi_2 = 64 \cdot 0,865 = 55,4 \text{ МВт}.$$

Сохранив допустимой нагрузку трансформаторов подстанции, отметим, что передаваемая по двухцепной линии электропередачи мощность, формируемая растущей нагрузкой  $\underline{S}_1$ , ограничивается возможностью регулирования напряжения на данной подстанции и допустимым нагреванием проводов ВЛ.

### 2.3.1. Допустимая мощность по условию регулирования напряжения

Наибольшая мощность линии электропередачи по условию регулирования напряжения ограничивается допустимой потерей напряжения в ней (см. параграф 2.2.7):

$$\Delta U_W = U_0 - U_1 = \Delta U_{\Sigma \text{доп}} - \Delta U_T.$$

С учётом номинального тока трансформатора

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}} \cdot 10^3 = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 230} \cdot 10^3 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 139 \text{ А}$$

и известного коэффициента мощности нагрузки определим потери напряжения в трансформаторе  $\Delta U_T$ :

$$\begin{aligned} \Delta U_T' &= \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} (R_T \cos \varphi_2 + X_T \sin \varphi_2) \cdot 10^{-3} = \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 139 \cdot (8,63 \cdot 0,865 + 198,4 \cdot 0,501) \cdot 10^{-3} = 14,9 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta U_T'' &= \sqrt{3} I_{\text{ном}} (X_T \cos \varphi_2 - R_T \sin \varphi_2) \cdot 10^{-3} = \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 139 \cdot (198,4 \cdot 0,865 - 8,63 \cdot 0,501) \cdot 10^{-3} = 23,3 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

С учётом влияния поперечной составляющей падения напряжения, уточним потерю напряжения в трансформаторах. При заданном напряжении у питающего конца получим

$$\Delta U_T \approx \Delta U_T' - \frac{\delta U_T''^2}{2U_{\text{н}}} = 14,9 - \frac{23,3^2}{2 \cdot 220} = 13,7 \text{ кВ.}$$

Отметим, что если заданным является напряжение у приёмного конца, то поперечная составляющая увеличивает потерю напряжения. Тогда допустимая потеря на линейном участке электропередачи составит

$$\Delta U_{\text{доп}}^W = \Delta U_{\Sigma \text{доп}} - \Delta U_T = 50 - 13,7 = 36,3 \text{ кВ.}$$

Наибольшая (предельная) мощность ЛЭП определяется из выражения закона Ома для участка сети

$$\Delta U_W = \frac{PR_W + QX_W}{U_{\text{ном}}} \leq \Delta U_{\text{доп}}^W$$

в следующем виде:

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{ном}} \Delta U_{\text{доп}}^W}{R_W + \text{tg} \varphi X_W}.$$

Коэффициент реактивной мощности принимается равным  $\text{tg} \varphi_1$  нагрузки в узле 1.

Предельная мощность ЛЭП по условию регулирования напряжения

$$P_{\text{пр}} = \frac{220 \cdot 36,3}{4,78 + 0,75 \cdot 18,21} = 433 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность, которая может быть подключена в узле 1, оценивается величиной

$$P_{1\text{нб}} = P_{\text{пр}} - P_{2\text{нб}} = 433 - 55,4 \approx 378 \text{ МВт.}$$

### 2.3.2. Допустимая мощность ЛЭП по нагреванию проводов

Допустимая мощность ЛЭП по нагреванию проводов для линии  $W_1$ , выполненной проводом АС 240/32 с допустимым током 605 А [1, табл. 1.9]:

$$P_{1\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{1\text{доп}} \cos \varphi_1 \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 605 \cdot 0,80 \cdot 10^{-3} = 184 \text{ МВт}$$

и для линии  $W_2$ , выполненной проводом АС 300/48 с допустимым током 690 А:

$$P_{2\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{2\text{доп}} \cos \varphi_1 \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 690 \cdot 0,80 \cdot 10^{-3} = 210 \text{ МВт.}$$

Суммарная допустимая нагрузка ЛЭП:

$$P_{\Sigma\text{доп}} = P_{1\text{доп}} + P_{2\text{доп}} = 184 + 210 = 394 \text{ МВт.}$$

Отметим, что полученное значение  $P_{\Sigma\text{доп}}$  можно передать по двухцепной ЛЭП только при раздельной (непараллельной) работе линий, при допустимой потере напряжения в них:

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &\approx \frac{P_{1\text{доп}} R_{W_1} + Q_1 X_{W_1}}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_{1\text{доп}} (R_{W_1} + \text{tg} \varphi_1 X_{W_1})}{U_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{184 \cdot (10,00 + 0,75 \cdot 34,64)}{220} = 30,1 \text{ кВ;} \\ \Delta U_2 &\approx \frac{P_{2\text{доп}} R_{W_2} + Q_2 X_{W_2}}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_{2\text{доп}} (R_{W_2} + \text{tg} \varphi_1 X_{W_2})}{U_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{210 \cdot (9,00 + 0,75 \cdot 38,34)}{220} = 36,0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

и, соответственно, при возможности обеспечения необходимого режима напряжения на шинах НН раздельно работающих трансформаторов.

При включении же линий на параллельную работу, например, на общие шины передающей и приёмной подстанций произойдёт перераспределение общей нагрузки таким образом, что при достижении предельной нагрузки линии  $W_1$  с меньшим сечением, линия  $W_2$  с бóльшим сечением проводов окажется недогруженной. Причина тому – неоднородность параметров схемы замещения ВЛ:

$$\frac{X_1}{R_1} \neq \frac{X_2}{R_2} \neq \text{const.}$$

В результате суммарная мощность  $P_{\Sigma\text{доп}}$  снижается.

В самом деле, при достижении предельнодопустимой мощности в линии  $W_1$  (табл. 27) определяемой соотношением допустимой и рабочей мощностей;

$$\varepsilon = \frac{P_{1\text{доп}}}{P_{1\text{раб}}} = \frac{184}{63,80} = 2,88$$

наибольшее значение потока активной мощности линии  $W_2$  составит

$$P_{2\text{нб}} = P_{2\text{раб}} \varepsilon = 56,14 \cdot 2,88 = 162 \text{ МВт} < P_{2\text{доп}},$$

т. е. суммарная допустимая нагрузка двух ВЛ, работающих параллельно, ограничена значением

$$P'_{\Sigma\text{доп}} = P_{1\text{доп}} + P_{2\text{нб}} = 184 + 162 = 346 \text{ МВт},$$

что меньше допустимой нагрузки при раздельной работе линий на величину

$$\xi = \frac{P'_{\Sigma\text{доп}} - P_{\Sigma\text{доп}}}{P_{\Sigma\text{доп}}} \cdot 100 \% = \frac{346 - 394}{394} \cdot 100 \% = -12,2 \%$$

Из сопоставления допустимых значений мощностей по условиям регулирования напряжения и допустимого нагревания следует, что передача наибольшей мощности ограничена допустимым нагреванием проводов линий  $W_1$  и  $W_2$  (ограничение  $P_{\text{доп}}$  активно). Пропускная способность двух ВЛ 220 кВ составляет 394 МВт и реализуема при раздельной работе ЛЭП.

Дальнейшее увеличение пропускной способности данной электропередачи связано с реализацией технически затратных мероприятий, например с компенсацией значительной части реактивной мощности.

Итак для электропередач 6–220 кВ с односторонним питанием предельная нагрузка определяется следующим образом: для линий повышенной протяжённости – допустимой потерей напряжения (условиями регулирования напряжения), для относительно коротких линий – допустимым нагреванием проводов.

## 2.4. Балансы мощностей. КПД электропередачи

Выше выполнен расчёт наиболее характерного состояния электропередачи – режима наибольших нагрузок. При этом принято условие об одновременности (в пределах получаса) наступления наибольших нагрузок в узлах 1 и 2.

Таблица 2.7

Расчёт режима электрической сети 220 кВ (предельный ток линии  $W_1$ )

Исходные данные								
1	3	0.02	20	/ Программные константы				
201	3	1	220	0	0	0	0	242 -500 500 / Балансирующая станция 0
201	1	1	220	307	230	/ Нагрузочный узел 1		
201	2	1	220	38	22	/ Нагрузочный узел 2		
/301	1	3	1	4.78	18.21	0	449	/ Эквивалентная ЛЭП
301	1	3	1	10.00	34.64	0	210	/ ВЛ 1, АС 240/32
301	1	3	1	9.00	38.34	0	239	/ ВЛ 2, АС 300/39
301	1	1	2	4.32	99.19	1.62	10.88	1 / Эквивал. трансформатор
/301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 1
/301	1	1	2	8.63	198.38	0.81	5.44	1 / Трансформатор 2
Результаты расчётов								
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	$Q$ с., Мвар
	Начало	Конец						
	$U$ , кВ	Фаза, град	$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар	$P$ наг., МВт	$Q$ наг., Мвар	$P$ нб., МВт	$Q$ нб., Мвар
Узел 1	1	2	-38.28	-27.31	.21	4.89	.128	.00
	1	3	<b>183.38</b>	129.44	10.97	38.01	<b>.605</b>	4.71
	1	3	<b>161.91</b>	127.87	8.28	35.26	.554	5.36
Узел 1	211.7	-5.72	.00	.00	307.00	230.00	.00	.00
Узел 2	2	1	38.00	22.00	.21	4.82	.127	.00
	2	1	.00	.00	38.00	22.00	.00	.00
Узел 3	3	1	-194.35	-156.59	10.97	38.01	.605	6.15
	3	1	-170.18	-150.77	8.28	35.26	.554	7.00
	3	1	364.53	307.36	.00	.00	.00	.00
Узел 3	242.0	.00						
Номер бал. уз. - 3      Точность расчёта - .02      Температура - 20.00 Число узлов - 3      Число ветвей - 3      Число тр-ов - 1      Число итераций - 4 Потери мощности в сети:      активной - 19.53 МВт реактивной - 78.64 Мвар Потери в линиях - 19.25 МВт      73.26 Мвар Потери в трансформаторах - .29 МВт      5.38 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 23.21 Мвар Суммарная генерация - 364.53 МВт, потребление - 345.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях - 19.25 МВт      73.26 Мвар Потери в трансформаторах нагрузочные - .21 МВт      4.89 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах - .07 МВт      .49 Мвар Потери мощности в шунтах - .00 МВт      .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 217.624 кВ								

Расчёты балансов (энергобалансов) необходимы для определения потребности в мощностях в сети и, соответственно, планирования режимов работы генерирующего оборудования и сетей. Результаты расчёта и анализа составляющих баланса, установка мест и структуры повышенных потерь используются для определения эффективности мероприятий по снижению потерь и оценки эффективности функционирования электропередачи в целом.

Балансы мощностей состоят из приходной и расходной частей и составляются отдельно для активной и реактивной составляющей. В установленном режиме существует баланс (равенство) между мощностью, поступившей из источника, и мощностью, потребляемой в электрической сети.

### 2.4.1. Характеристика баланса активной мощности

Мощность, поступающая в сеть (рис. 2.5), составляет  $P_0 \approx 120,0$  МВт расходуется на покрытие суммарной мощности нагрузок (электропотребителей):

$$P_{\Sigma H} = P_1 + P_2 = 80,0 + 38,0 = 118,0 \text{ МВт},$$

а также суммарных потерь мощности в сети, включающих потери в линиях электропередачи и трансформаторах:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_W + \Delta P_T^H + \Delta P_T^X = 1,71 + 0,17 + 0,08 = 1,96 \text{ МВт}.$$

В итоге мощность, потребляемая в сети, составляет

$$P_{\Pi} = P_{\Sigma H} + \Delta P_{\Sigma} = 118,0 + 1,96 \approx 120,0 \text{ МВт}.$$

КПД электрической сети по мощности

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_{\Sigma H}}{P_0} \cdot 100 \% = \frac{P_0 - \Delta P_{\Sigma}}{P_0} \cdot 100 \% = \left( 1 - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_0} \right) \cdot 100 \% = \\ &= \left( 1 - \frac{1,96}{120,0} \right) \cdot 100 \% = 98,4 \%. \end{aligned}$$

Из вышесказанного следует, что увеличение передаваемой мощности, снижение её потерь повышает эффективность соответствующего режима электропередачи.

### 2.4.2. Характеристика баланса реактивной мощности

Баланс реактивной мощности составляется аналогично, с учётом выработки реактивной мощности компенсирующими устройствами. Анализ потоков, составляющих баланса реактивной мощности в электрических сетях, выполняется для решения ряда взаимосвязанных задач: управления напряжением, компенсации реактивной мощности, повышения пропускной способности и экономичности функционирования электропередачи.

Таблица 2.8

Балансы мощностей электрической сети  $|r|, \text{В} \cdot \text{А}$ 

Генерация (приход)			Потребление (расход)				
$\frac{P_0}{Q_0}$	$Q_{\Sigma c}$	$\frac{P_r}{Q_r}$	$\frac{P_{\Sigma H}}{Q_{\Sigma H}}$	$\frac{\Delta P_W}{\Delta Q_W}$	$\frac{\Delta P_T^H}{\Delta Q_T^H}$	$\frac{\Delta P_T^X}{\Delta Q_T^X}$	$\frac{P_n}{Q_n}$
$\frac{120,0}{67,52}$	25,39	$\frac{120,0}{92,91}$	$\frac{118,0}{82,0}$	$\frac{1,71}{6,51}$	$\frac{0,17}{3,87}$	$\frac{0,08}{0,53}$	$\frac{120,0}{92,91}$

В отличие от активной, генерация реактивной мощности в сети может осуществляться местными источниками: компенсирующими устройствами, линиями электропередачи.

В данной сети поступление реактивной мощности  $Q_0$  от внешнего генерирующего источника и зарядной мощности  $Q_{\Sigma c}$  ВЛ составит (рис. 2.5):

$$Q_r = Q_0 + Q_{\Sigma c} = 67,52 + 25,39 = 92,91 \text{ Мвар.}$$

Дальнейший анализ баланса реактивной мощности аналогичен балансовым расчётам для активной мощности. Результаты балансовых расчётов для активной и реактивной мощностей обобщены в табл. 2.8.

### 2.5. Интегральные характеристики режима ЭС

Интегральные характеристики учитывают всю совокупность режимов (многорежимность) за определенный период времени. Из множества таких характеристик выделим электроэнергию, потреблённую нагрузками (электропотребителями), отпущенную с шин станции в сеть, и потери электроэнергии в сети за год. Наиболее простой способ определения названных интегральных показателей ЭС основан на использовании величин  $P_m, \Delta P_m, T_m, \tau$  и результатов расчета установившегося режима наибольших (максимальных) нагрузок.

### 2.5.1. Полезнопотреблённая электроэнергия

Полезнопотребленная нагрузками 1 и 2 электроэнергия (эффективная энергия)

$$A_{\text{эс}} = P_{\text{м1}} T_{\text{м1}} + P_{\text{м2}} T_{\text{м2}} = 80,0 \cdot 5000 + 38,0 \cdot 4500 \approx 571,0 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

### 2.5.2. Годовые потери электроэнергии

Годовые потери электроэнергии в данном случае представляют сумму нагрузочных потерь в линиях электропередачи, трансформаторах и потерь холостого хода трансформаторов. Нагрузочные потери определяют по методу времени наибольших потерь  $\tau$  с использованием результатов расчёта УР (см. параграф 2.2.2).

Потери электроэнергии в трансформаторах обуславливаются нагрузкой  $S_2(t)$ , максимальное значение и конфигурацию годового графика активной мощности которой (неравномерность электропотребления во времени) приближенно характеризуют величины  $P_{\text{м2}}$ ,  $T_{\text{м2}}$ .

Определив время потерь по формуле

$$\tau_2 = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м2}}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{год}} = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

получим (по результатам расчёта УР на ЭВМ, табл. 2.3)

$$\Delta A_T = \Delta P_x^\Sigma T_{\text{год}} + \Delta P_{12} \tau_2 = 0,09 \cdot 8760 + 0,17 \cdot 2886 = 1,279 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Среднее время использования суммарной максимальной нагрузки, передаваемой по линиям, определяется, учитывая предположение одновременности потребления наибольших нагрузок:

$$T_{\text{м}}^{\text{ср}} = \frac{P_{\text{м1}} \cdot T_{\text{м1}} + P_{\text{м2}} \cdot T_{\text{м2}}}{P_{\text{м1}} + P_{\text{м2}}} = \frac{80,0 \cdot 5000 + 38,0 \cdot 4500}{80,0 + 38,0} = 4839 \text{ ч.}$$

Соответствующее время максимальных потерь

$$\tau_1^{\text{ср}} = \left( 0,124 + \frac{4839}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3237 \text{ ч.}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП 1 и 2 (по данным табл. 2.3)

$$\Delta A_{\omega} = \Delta P_{\text{м13}} \tau_1^{\text{ср}} = 1,71 \cdot 3237 = 5,535 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные потери электроэнергии в ЭС

$$\Delta A_{\text{ЭС}} = \Delta A_{\text{о}} + \Delta A_{\text{T}} = (1,279 + 5,535) \cdot 10^3 = 6,814 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Электроэнергию, отпущенную с шин электростанции в сеть, можно определить суммированием величин потребления и потерь:

$$A = A_{\text{ЭС}} + \Delta A_{\text{ЭС}} \approx (571 + 6,814) \cdot 10^3 \approx 577,8 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

### 2.5.3. Стоимость потерянной электроэнергии

Стоимость потерянной электроэнергии вычисляем по формуле

$$C = c_0 \Delta A_{\text{ЭС}} = 0,01 \cdot 6,814 \cdot 10^3 = 68,15 \text{ тыс.руб.},$$

где  $c_0 = 0,01$  тыс. руб./МВт·ч – стоимость 1 МВт·ч потерянной электроэнергии, принимаемая равной для потерь, зависящих и не зависящих от нагрузки [1].

### 2.5.4. Коэффициент полезного действия электрической сети

Различают КПД по энергии и активной мощности. Доля потерь электроэнергии от отпущенной с шин станции в сеть

$$\beta = \frac{\Delta A_{\text{ЭС}}}{A_{\text{ЭС}}} \cdot 100 \% = \frac{6814}{571 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 1,19 \%$$

В районных сетях 110–220 кВ потери электроэнергии могут достигать 3–5 % и более. КПД районной сети по энергии (интегральный КПД на годовом интервале)

$$\mu_{\text{ЭЭ}} = \frac{A_{\text{ЭС}}}{A} \cdot 100 \% = \frac{A - \Delta A_{\text{ЭС}}}{A} \cdot 100 \% = 100 - 1,19 = 98,81 \%$$

КПД электрической сети по мощности, или мгновенный КПД, (по данным расчета УР на ЭВМ, табл. 2.3)

$$\mu_{\text{мощ}} = \frac{P_1 + P_2}{P_0} \cdot 100 \% = \frac{118,00}{119,97} \cdot 100 \% = 98,58 \%$$

Из сопоставлений значений КПД  $\mu_{\text{ЭЭ}}$  и  $\mu_{\text{мощ}}$  следует, что ЭП используется в течение года лучше по энергии, чем по мощности при наибольших нагрузках.

### 3. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 кВ Пример выполнения задания

*Исходные данные.* Выполнить расчёт установившегося режима электропередачи, определить параметры допустимого режима и пропускную способность электропередачи.

Выдача мощности  $\underline{S}_1 = 50,0 + j25,0$  МВ·А небольшой электростанцией во внешнюю приёмную систему осуществляется по одноцепной воздушной линии  $W$  электропередачи 110 кВ через сборные шины ТЭЦ системы (рис. 3.1).

ВЛ протяжённостью 50 км выполнена проводом АС 150/34. На электростанциях установлены повышающие трансформаторы ТДЦ-125000/110 с номинальной трансформацией. На шинах приёмной системы поддерживается напряжение  $U_c = 10,5$  кВ. Генераторы передающей станции имеют коэффициент мощности  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,92$ . Параметры трансформаторов приведены в табл. 3.1, параметры воздушной линии, принятые усреднёнными, даны в табл. 3.2.

Таблица 3.1

Параметры трансформаторов

Мощность, МВ·А	Напряжение, кВ		Сопротивление, Ом	Проводимость, См
	ВН	НН		
125	121	13,8 (10,5)	$0,37 + j12,3$	$(8,20 - j47,0) \cdot 10^{-6}$

Таблица 3.2

Параметры линии электропередачи

Марка провода	Длина, км	Сопротивление, Ом	Проводимость, См
АС 150 / 34	50	$10,0 + j20,0$	$j135 \cdot 10^{-6}$

*Решение.* Расчёт и анализ режима электропередачи выполняется применительно к её схеме замещения (рис. 3.2).

ВЛ электропередачи представлена П-образной схемой замещения, трансформаторы  $T_1$  и  $T_2$  учитываются Г-образной схемой с номинальными трансформациями  $k_{1\text{ном}} = 121/13,8 = 8,77$  и  $k_{2\text{ном}} = 121/10,5 = 11,52$ .

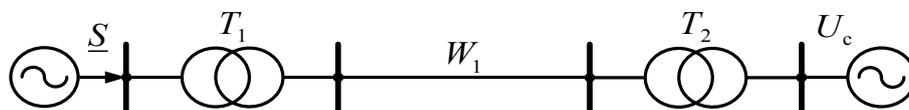


Рис. 3.1. Принципиальная схема электропередачи

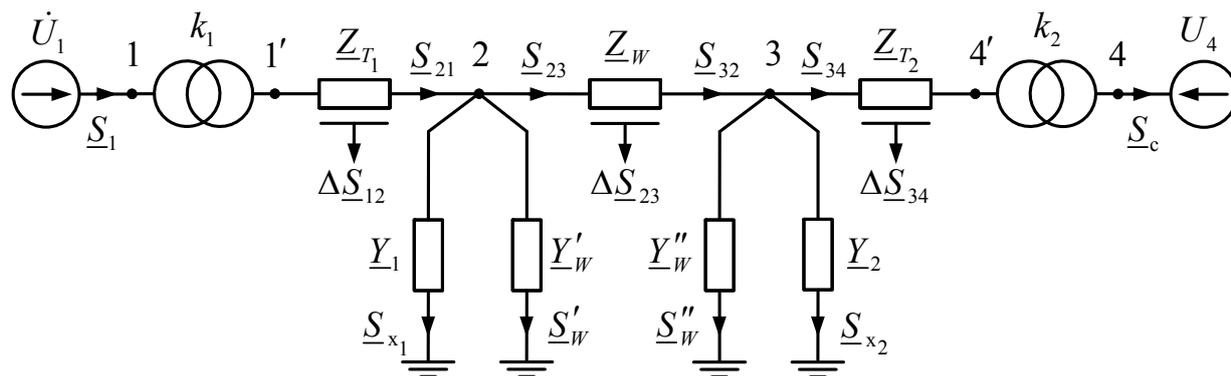


Рис. 3.2. Схема замещения электропередачи

При подготовке данных для расчёта на ЭВМ коэффициенты трансформации принимаются меньше единицы, т.е.  $k_{1\text{ном}} = 13,8/121 = 0,114$ ,  $k_{2\text{ном}} = 10,5/121 = 0,0868$ .

### 3.1. Расчёт параметров рабочего электрического режима

Мощность  $\underline{S}_1$  генерации задана в начале электропередачи, напряжение  $U_4 = U_c$  приёмной системы – в конце электропередачи. Расчёт начинается с узла 1 с заданной нагрузкой, напряжение в котором неизвестно. Поэтому ток в узле определяется приближённо через ожидаемое (начальное) приближённое напряжение  $U_1^{(0)}$ :

$$i = \frac{\underline{S}_1^*}{\sqrt{3} U_1^{(0)}}.$$

Приближённо находят и зависимые от тока потери мощности и напряжения на участках сети. Поэтому расчёт выполняется методом последовательных приближений (методом итераций) в два этапа.

#### 3.1.1. Расчёт потокораспределения

Приняв начальное значение  $U_1^{(0)}$  равным номинальному напряжению генератора  $G_1$ , приведём его к напряжению обмотки ВН:

$$U_1^{(0)} = U_1^{(0)} k_{1\text{ном}} = 13,8 \cdot 8,77 = 121,0 \text{ кВ.}$$

Потери мощности в обмотках (сопротивлении) трансформатора  $T_1$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \Delta \underline{S}_{T_1} = \frac{S_1^2}{U_1^{(0)2}} \underline{Z}_{T_1} = \frac{50,0^2 + 25,0^2}{121,0^2} \cdot (0,37 + j12,3) = 0,08 + j2,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в конце участка 1–2 (см. рис. 3.2)

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_{12} = 50,0 + j25,0 - 0,08 - j2,62 = 49,92 + j22,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Эквивалентная поперечная проводимость на шинах ВН станции формируется проводимостями трансформатора и линии:

$$\underline{Y}_2 = \underline{Y}_1 + \underline{Y}'_W = \left( 8,2 - j47,0 + j\frac{1}{2} \cdot 135 \right) \cdot 10^{-6} = (8,2 + j20,5) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Мощность эквивалентной проводимости

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{x_1} + \underline{S}'_W = U_2^{(0)2} \underline{Y}_2^* = 121,0^2 \cdot (8,2 - j20,5) \cdot 10^{-6} = 0,12 - j0,30 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в начале линии электропередачи

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{21} - \underline{S}_2 = 49,92 + j22,38 - 0,12 + j0,30 = 49,80 + j22,68 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в линии  $W$  электропередачи

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{S_{23}^2}{U_2^{(0)2}} \underline{Z}_W = \frac{49,80^2 + 22,68^2}{121,0^2} \cdot (10,0 + j20,0) = 2,04 + j4,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Поток мощности в конце линии

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{23} - \Delta \underline{S}_{23} = 49,80 + j22,68 - 2,04 - j4,08 = 47,76 + j18,60 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На передающем и приёмном концах электропередачи установлены одинаковые повышающие трансформаторы, что определяет одинаковые значения эквивалентных проводимостей на шинах ВН электростанций:  $\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2$ .

Тогда мощность эквивалентной проводимости в конце линии (рис. 3.2)

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{x_2} + \underline{S}''_W = U_3^{(0)2} \underline{Y}_3^* = 121,0^2 \cdot (8,2 - j20,5) \cdot 10^{-6} = 0,12 - j0,30 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале звена 3–4

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{32} - \underline{S}_3 = 47,76 + j18,60 - 0,12 + j0,30 = 47,64 + j18,90 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в обмотках (сопротивлении) трансформатора  $T_2$

$$\Delta \underline{S}_{34} = \Delta \underline{S}_{T_2} = \frac{S_{34}^2}{U_3^{(0)2}} \underline{Z}_{T_2} = \frac{47,64^2 + 18,90^2}{121,0^2} \cdot (0,37 + j12,3) = 0,07 + j2,21 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность, поступающая в приёмную систему (электрическую сеть):

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_c = \underline{S}_{34} - \Delta \underline{S}_{34} = 47,64 + j18,90 - 0,07 - j2,21 = 47,57 + j16,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

### 3.1.2. Расчёт напряжений в узлах сети

Исходными данными служат заданное напряжение источника и найденные на предыдущем этапе расчёта мощности в начале каждого звена (участка) электропередачи.

Напряжение  $U_4$  балансирующего источника  $G_2$ , приведённое к ВН станции:

$$U_4' = U_4 k_{2\text{ном}} = 10,5 \cdot 11,52 = 121,0 \text{ кВ}.$$

Падение напряжения на трансформаторе  $T_2$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{T_2} &= \Delta \dot{U}_{34} = \frac{\dot{S}_c^*}{U_4'} \underline{Z}_{T_2} = \frac{P_c R_2 + Q_c X_2}{U_4'} + j \frac{P_c X_2 - Q_c R_2}{U_4'} = \\ &= \frac{47,57 \cdot 0,37 + 16,69 \cdot 12,3}{121,0} + j \frac{47,57 \cdot 12,3 - 16,69 \cdot 0,37}{121,0} = 1,84 + j4,78 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Напряжение на шинах ВН станции 2 (в конце ВЛ)

$$\dot{U}_3 = U_4' + \Delta \dot{U}_2 = 121,0 + 1,84 + j4,78 = 122,93 \angle 2,25^\circ \text{ кВ}.$$

Падение напряжения на линии электропередачи

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_W &= \Delta \dot{U}_{23} = \frac{\dot{S}_{23}^*}{V_3} \underline{Z}_W = \frac{P_{32} R_W + Q_{32} X_W}{V_3} + j \frac{P_{32} X_W - Q_{32} R_W}{V_3} = \\ &= \frac{47,76 \cdot 10,0 + 18,60 \cdot 20,0}{122,93} + j \frac{47,76 \cdot 20,0 - 18,60 \cdot 10,0}{122,93} = 6,91 + j6,26 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Напряжение на шинах ВН станции 1 (в начале ВЛ):

$$\dot{U}'_2 = V_3 + \Delta \dot{U}_w = 122,93 + 6,91 + j6,26 = 129,84 + j6,26 = 130,00 \angle 2,76^\circ \text{ кВ.}$$

С учётом взаимной фазы  $\delta'_2 = 2,76^\circ$  абсолютный угол, на который вектор  $\dot{U}'_2$  опережает вектор  $\dot{U}_4$  базисного напряжения, составляет

$$\delta_2 = \delta'_2 + \delta_3 = 2,76 + 2,25 = 5,01^\circ.$$

Таким образом, получим

$$\dot{U}_2 = 130,00 \angle 5,01^\circ \text{ кВ.}$$

Падение напряжения на трансформаторе  $T_1$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{T_1} &= \Delta \dot{U}_{12} = \frac{S_{21}^*}{V_2} \underline{Z}_{T_1} = \frac{P_{21}R_1 + Q_{21}X_1}{V_2} + j \frac{P_{21}X_1 - Q_{21}R_1}{V_2} = \\ &= \frac{49,92 \cdot 0,37 + 22,38 \cdot 12,3}{130,00} + j \frac{49,92 \cdot 12,3 - 22,38 \cdot 0,37}{130,00} = 2,26 + j4,66 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение на шинах НН станции 1 (выводах генератора  $G_1$ )

$$\dot{U}_1 = \left( V_2 + \Delta \dot{U}_{T_1} \right) \frac{1}{k_{1ном}} = (130,00 + 2,26 + j4,66) \cdot \frac{1}{8,77} = 15,09 \angle 2,02^\circ \text{ кВ.}$$

С учётом взаимной фазы  $\delta'_1$  абсолютной угол составляет

$$\delta_1 = \delta'_1 + \delta_2 = 2,02 + 5,01 = 7,03^\circ.$$

Тогда напряжение на выводах генератора  $G_1$

$$\dot{U}_1 = 15,09 \angle 7,03^\circ \text{ кВ.}$$

Векторная диаграмма напряжений электропередачи представлена на рис. 3.3.

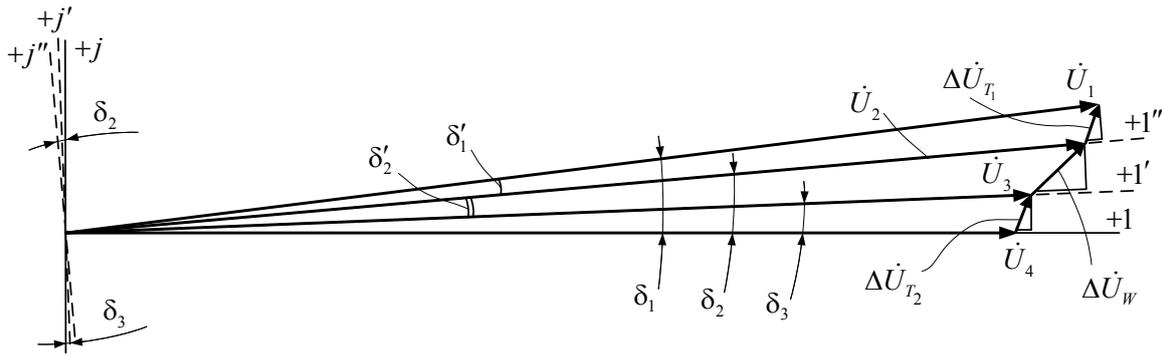


Рис. 3.3. Векторная диаграмма напряжений электропередачи

Выше определены параметры электрического режима в первом приближении. Для уточнения параметров режима необходимо выполнить следующее приближение расчётов, заменив нулевые приближения величин напряжения  $U_i^{(0)}$  на результаты расчета  $U_i^{(1)}$ , например  $U_2^{(0)}$  на  $U_2^{(1)}$ .

В общем случае решение считается достигнутым на  $(k + 1)$ -й итерации:

$$\delta U_i^{(k+1)} = |U_i^{(k+1)} - U_i^{(k)}| \leq \xi, \quad i = \overline{1, n},$$

если поправка напряжения  $\delta U_i^{(k+1)}$  не превышает допустимое значение  $\xi$ . При расчётах, выполняемых вручную, достаточно одной-двух итераций.

В табл. 3.3 приведены результаты расчёта режима на ЭВМ. Сопоставление этих результатов с результатами 1-й итерации расчета, выполненного вручную говорит о хорошем качестве последнего.

В итоге отметим, что данный электрический режим электропередачи не является допустимым, так как напряжения на зажимах генератора  $G_1$   $U_1 = 15,1$  кВ, и на шинах ВН станции  $U_2 = 130,3$  кВ, превышают наибольшие допустимые значения соответственно  $U_1 = U_{нб}^r = 1,05 U_{ном}^r = 1,05 \cdot 13,8 = 14,5$  кВ и  $U_3 = U_{нб}^w = 1,15 U_{ном}^w = 1,15 \cdot 110 = 126,5$  кВ.

### 3.2. Определение параметров допустимого электрического режима

Недопустимые значения напряжений необходимо ввести в допустимый интервал (область). При планировании режимов и управления ими в первую очередь рассматриваются и реализуются режимные (организационно-технические, незатратные) мероприятия. В качестве таковых следует рассматривать: управление возбуждением и соответственно генерацией реактивной мощности генераторов  $G_1$ , снижение напряжения  $U_c$  приемной системы и напряжения  $U_3$  на шинах ВН приёмной системы до значения не менее номинального соответствующей сети. Эти мероприятия реализуются в цикле оперативного (до суток) управления.

В качестве единичного (разового) мероприятия, в том числе на этапе долгосрочного планирования режимов (от сезона до года), изменение коэффициентов трансформации повышающих трансформаторов с ПБВ на передающем или приёмном конце электропередачи, или согласованно на обоих её концах, позволяет улучшить (изменить) режим напряжения, ввести напряжения в допустимую область.

Рассмотрим применение режимно-технических мероприятий.

### 3.2.1. Выбор коэффициента трансформации

Выбор коэффициента трансформации выполним для повышающего трансформатора  $T_1$ .

При трансформируемом напряжении  $U'_1 = 132,34 \approx 132,3$  кВ (рис. 3.2), приняв желаемое напряжение несколько меньшим наибольшего допустимого и равным  $U_{\text{ж}}^{\Gamma} = 14,4$  кВ, запишем

$$U_{1\Gamma} = \frac{U'_1}{k_T} = \frac{U'_1}{U_{\text{отв}}} U_{\text{нн}} = U_{\text{ж}}^{\Gamma},$$

Откуда расчётное ответвление обмотки ВН

$$U_{\text{отв}}^{\text{р}} = \frac{U'_1 U_{\text{нн}}}{U_{\text{ж}}^{\Gamma}} = \frac{132,3 \cdot 13,8}{14,4} = 126,8 \text{ кВ}$$

его номер

$$n = \frac{U_{\text{отв}}^{\text{р}} - U_{\text{ВН}}}{\frac{\Delta k_T}{100} U_{\text{ВН}}} = \frac{126,8 - 121}{\frac{2,5}{100} \cdot 121} = 1,92,$$

т. е. принимаем номер целым значением, и при установке ПБВ в ответвление +2 (положение № 1) с номинальным напряжением

$$U_{\text{отв}}^{\text{ном}} = U_{\text{ВН}} + n \frac{\Delta k_T}{100} U_{\text{ВН}} = 121 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 121 = 127,0 \text{ кВ}$$

действительное напряжение на зажимах генератора  $G_1$  составит

$$U_{1\text{д}} = \frac{U'_1}{U_{\text{отв}}^{\text{ном}}} U_{\text{нн}} = \frac{132,3}{127,0} \cdot 13,8 = 14,37 \text{ кВ.}$$

Полученное значение напряжения является допустимым, т. е. не превышает величину  $U_{нб}^r = 1,05 U_{ном}^r = 1,05 \cdot 13,8 = 14,5$  кВ при сохранении заданного возбуждения и генерации реактивной мощности 25,0 Мвар генератора  $G_1$ .

Таблица 3.3

## Исходный недопустимый режим электропередачи 110 кВ

Исходные данные														
1	4	0.1	20	/ Программные константы										
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5	-400 400 / Балансирующ. станция 2					
201	1	1	13.8	0	0	50	25	/ Станция 1 с заданной генерацией						
/201	1	1	13.8	0	0	76	0	14.4	-300 300 / Станция 1 опорная					
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1										
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2										
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.114	/ Тр. 1 с ном. трансформацией					
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ						
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0868	/ Тр 2 с ном. трансформацией					
Результаты расчётов														
	Граничные узлы		Поток P, МВт		Поток Q, Мвар		Потери P, МВт		Потери Q, Мвар		Ток, кА		Q с., Мвар	
	начало	конец												
Номер узла	U, кВ	Фаза, град	P ген., МВт	Q ген., Мвар	P наг., МВт	Q наг., Мвар	P нб., МВт	Q нб., Мвар						
Узел 1	1	2	-50.00	-25.00	.07	2.19	2.135	.00						
	15.1	6.98	50.00	25.00	.00	.00	.00	.00						
Узел 2	2	1	49.80	22.02	.06	2.15	.241	.00						
	2	3	-49.80	-22.02	1.78	3.56	.243	1.15						
	130.3	4.97	.00	.00	.00	.00	.00	.00						
Узел 3	3	4	-48.02	-20.63	.07	2.22	.245	.00						
	3	2	48.02	20.63	1.78	3.56	.243	1.02						
	123.0	2.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00						
Узел 4	4	3	47.83	17.73	.07	2.19	2.805	.00						
	10.5	.00	-47.83	-17.73	.00	.00	.00	.00						
Номер бал. уз. - 4										Точность расчёта - .10		Температура - 20.00		
Число узлов - 4			Число ветвей - 3			Число тр-ов - 2		Число итераций - 4						
Потери мощности в сети:										активной - 2.31 МВт				
										реактивной - 10.23 Мвар				
Потери в линиях -							1.78 МВт		3.56 Мвар					
Потери в трансформаторах -							.53 МВт		6.67 Мвар					
Генерация реактивной мощности в линиях -							2.17 Мвар							
Суммарная генерация - 50.14 МВт, потребление - 47.83 МВт														
----- Потери мощности на напряжении 110 кВ -----														
Потери в линиях -							1.78 МВт		3.56 Мвар					
Потери в трансформаторах нагрузочные -							.13 МВт		4.37 Мвар					
Потери холостого хода в трансформаторах -							.26 МВт		1.51 Мвар					
Потери мощности в шунтах -							.00 МВт		.00 Мвар					
Среднее напряжение в узлах - 126.631 кВ														

**Улучшение режима электропередачи изменением трансформации  
на трансформаторе  $T_1$**

Исходные данные											
1	4	0.1	20	/ Программные константы							
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5	-400	400	/ Балансирующ. станция 2
201	1	1	13.8	0	0	50	25	/ Станция 1 с заданной генерацией			
/201	1	1	13.8	0	0	76	0	14.4	-300	300	/ Станция 1 опорная
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1							
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2							
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.1087	/ Тр. 1, ответвление +2		
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ			
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0868	/ Тр. 2 с ном. трансформацией		
Результаты расчётов											
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	$Q$ с., Мвар			
	начало	конец							$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар	$P$ наг., МВт
Узел 1	1	2	-50.01	-25.00	.07	2.19	2.239	.00			
	14.4	6.98	50.00	25.00	.00	.00	-.01	.00			
Узел 2	2	1	49.81	22.01	.06	2.15	.241	.00			
	2	3	-49.80	-22.03	1.78	3.56	.243	1.15			
Узел 3	130.3	4.97	.00	.00	.00	.00	.01	-.02			
	3	4	-48.02	-20.64	.07	2.22	.245	.00			
Узел 4	3	2	48.02	20.64	1.78	3.56	.243	1.02			
	123.0	2.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 4	4	3	47.83	17.74	.07	2.19	2.805	.00			
	10.5	.00	-47.83	-17.74	.00	.00	.00	.00			

Вместе с тем улучшение напряжения на зажимах генератора  $G_1$  ( $U_1 = 14,4$  кВ) перестановкой ПБВ не приводит к снижению напряжения на шинах ВН станции ( $U_2 = 130,3$  кВ), определяемого генерируемой станцией реактивной мощностью и напряжением на приёмной станции 2 (табл. 3.4).

### 3.2.2. Определение генерации реактивной мощности станции 1

Определение генерации реактивной мощности станции 1 выполняется из условия обеспечения наибольшего допустимого значения напряжения на шинах ВН:

$$U_{2нб} = 1,15 U_{ном}^W = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Допустимая потеря напряжения может быть определена по формуле

$$\Delta U_{доп} = U_{2нб} - U_4' = 126,5 - 121,0 = 5,5 \text{ кВ.}$$

Пренебрегая влиянием поперечных ветвей схемы замещения и потерями мощности электропередачи, суммарные потери напряжения на ВЛ и трансформаторе  $T_2$  можно выразить по формуле

$$\Delta U_{\Sigma} \approx \frac{P_1(R_W + R_2) + Q_1(X_W + X_2)}{U_{ВН}} \leq \Delta U_{\text{доп}},$$

откуда оценка генерации реактивной мощности станции

$$Q_1 = \frac{U_{ВН} \Delta U_{\text{доп}}}{\frac{R_W + R_2}{\text{tg } \varphi_1} + X_W + X_2} = \frac{121 \cdot 5,5}{\frac{10,0 + 0,37}{0,50} + 20,0 + 13,2} = 12,3 \text{ Мвар.}$$

Таблица 3.5

**Допустимый режим электропередачи  
(уменьшение возбуждения генератора  $G_1$ )**

Исходные данные									
1	4	0.1	20	Программные константы					
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5	-400 400 / Балансирующ. станция 2
201	1	1	13.8	0	0	50	<b>9.5</b>	/ Станция 1 с заданной генерацией	
/201	1	1	13.8	0	0	76	0	14.4	-300 300 / Станция 1 опорная
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1					
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2					
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.1087 / Тр. 1, ответвление +2	
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ	
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0868 / Тр. 2 с ном. трансформацией	
Результаты расчётов									
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	$Q$ с., Мвар	$Q$ нб., Мвар
	начало	конец							
Узел 1	1	2	-50.01	-9.50	.06	1.96	2.121	.00	
	13.9	7.90	50.00	<b>9.50</b>	.00	.00	-.01	.00	
Узел 2	2	1	49.82	6.78	.06	1.94	.229	.00	
	<b>126.5</b>	3	-49.81	-6.80	1.59	3.18	.230	1.08	
		5.72	.00	.00	.00	.00	.01	-.02	
Узел 3	3	4	-48.22	-5.70	.06	1.96	.231	.00	
	121.5	2	48.22	5.70	1.59	3.18	.230	1.00	
		2.30	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
Узел 4	4	3	48.05	3.05	.06	1.95	2.647	.00	
	10.5	.00	-48.05	-3.05	.00	.00	.00	.00	

Опираясь на полученную оценку  $Q_1$  с сохранением наибольшей трансформации на трансформаторе  $T_1$ , находим с помощью ПК REGIM [4] генерацию реактивной мощности генератором  $G_1$ , равную 9,5 Мвар.

Результаты расчёта рабочего режима (табл. 3.5) при выдаче мощности  $S_1 = 50,0 + j9,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  иллюстрируются допустимыми значениями напряжений во всех узлах электропередачи.

### 3.2.3. Изменение режима напряжения на приёмном конце электропередачи

В исходном режиме (табл. 3.3) при номинальных трансформациях превышение допустимого напряжения на шинах ВН станции 1 составляет около 4 кВ. Учитывая линейный характер изменения напряжения на каждом участке электропередачи, отмеченное превышение может быть скомпенсировано в результате снижения напряжения  $U_4'$  в конце электропередачи до 117 кВ. Это снижение может быть выполнено двумя способами: при номинальных трансформациях в результате уменьшения напряжения на выводах генератора  $G_2$  до 10,1 кВ, если это допустимо по условиям работы распределительной сети 10 кВ, питаемой с шин генераторного напряжения станции 2 (табл. 3.6), или путём уменьшения трансформации с номинальной  $k_{2ном} = 121/10,5 = 11,52$  до расчётной величины  $k_2 = 117/10,5 = 11,24$ .

Таблица 3.6

#### Допустимый режим электропередачи (снижение напряжения приёмной системы)

Исходные данные											
1	4	0.1	20	/ Программные константы							
201	4	1	10	0	0	0	0	<b>10.1</b>	-400	400 / Балансирующ. станция 2	
201	1	1	13.8	0	0	50	25	/ Станция 1 с заданной генерацией			
/201	1	1	13.8	0	0	76	0	14.4	-300	300 / Станция 1 опорная	
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1							
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2							
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.114	/ Тр. 1 с ном. трансформацией		
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ			
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0868	/ Тр. 2 с ном. трансформацией		
Результаты расчётов											
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	$Q$ с., Мвар			
	начало	конец									
	$U$ , кВ	Фаза, град	$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар	$P$ наг., МВт	$Q$ наг., Мвар	$P$ нб., МВт	$Q$ нб., Мвар			
Узел 1	1	2	-50.00	-25.00	.07	2.33	2.206	.00			
	14.6	7.51	50.00	25.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 2	2	1	49.80	21.92	.07	2.30	.250	.00			
	2	3	-49.80	-21.92	1.90	3.80	.252	1.07			
	125.9	5.36	.00	.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 3	3	4	-47.90	-20.14	.07	2.37	.253	.00			
	3	2	47.90	20.14	1.90	3.80	.252	.95			
	118.4	2.41	.00	.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 4	4	3	47.72	17.15	.07	2.34	2.898	.00			
	<b>10.1</b>	.00	-47.72	-17.15	.00	.00	.00	.00			

С учётом расчётного значения  $U_{\text{отв}}^{\text{P}} = 117$  кВ соответственно определяется номер стандартного ответвления:

$$n = \frac{U_{\text{отв}}^{\text{P}} - U_{\text{ВН}}}{\frac{\Delta k_T}{100} U_{\text{ВН}}} = \frac{117 - 121}{\frac{2,5}{100} \cdot 121} = -1,32.$$

При установке ПБВ трансформатора  $T_2$  в ответвление –1 или –2 (положения № 4 и № 5) напряжение на шинах ВН станции 1 снижается, в частности, при положении № 5 (коэффициент  $k_2 = 10,95$  (0,0913)) – до величины  $U_2 = 124,6$  кВ, а на выводах генератора  $G_1$  – до наибольшего допустимого значения  $U_1 = 14,5$  кВ (табл. 3.7).

Таблица 3.7

**Улучшение режима электропередачи изменением трансформации  
на трансформаторе  $T_2$**

Исходные данные									
1	4	0.1	20	/ Программные константы					
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5	-400 400 / Балансирующ. станция 2
201	1	1	13.8	0	0	50	25	/ Станция 1 с заданной генерацией	
/201	1	1	13.8	0	0	76	0	14.4	-300 300 / Станция 1 опорная
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1					
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2					
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.114	/ Тр. 1 с ном. трансформацией
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ	
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	<b>0.0913</b>	/ Тр. 2, ответвление -2
Результаты расчётов									
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	Q с., Мвар	
	начало	конец						$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар
Узел 1	1	2	-50.00	-25.00	.07	2.38	2.228	.00	
	14.5	7.67	50.00	25.00	.00	.00	.00	.00	
Узел 2	2	1	49.80	21.89	.07	2.34	.252	.00	
	2	3	-49.80	-21.89	1.94	3.87	.254	1.05	
	124.6	5.48	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
Узел 3	3	4	-47.86	-19.99	.07	2.41	.256	.00	
	3	2	47.87	19.99	1.94	3.87	.254	.93	
	117.1	2.47	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
Узел 4	4	3	47.68	16.97	.07	2.38	2.783	.00	
	10.5	.00	-47.68	-16.97	.00	.00	.00	.00	

### 3.2.4. Согласование положений ПБВ трансформаторов и возбуждения генераторов

Если поддерживать предельное наибольшее значение напряжения на генераторе  $G_1$  ( $U_1 = 14,5$  кВ), то увеличение тока возбуждения и соответственно дополнительная генерация реактивной мощности становится невозможной вследствие превышения наибольшего допустимого значения напряжения на генераторе  $G_1$ . При этом возможности генератора по реактивной мощности не используются, его реактивная мощность оказывается «запертой» на станции.

Таблица 3.8

#### Допустимый режим электропередачи

Исходные данные									
1	4	0.1	20	/ Программные константы					
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5 -400 400 / Балансирующ. станция 2	
/201	1	1	13.8	0	0	50	25	/ Станция 1 с заданной генерацией	
201	1	1	13.8	0	0	76	0	<b>13.9</b> -300 300 / Станция 1 опорная	
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1					
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2					
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.1086 / Тр. 1, ответвление <b>+2</b>	
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ	
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0868 / Тр. 2, ответвление <b>-1</b>	
Результаты расчётов									
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ , МВт	Поток $Q$ , Мвар	Потери $P$ , МВт	Потери $Q$ , Мвар	Ток, кА	$Q$ с., Мвар	
	начало	конец							
	$U$ , кВ	Фаза, град	$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар	$P$ наг., МВт	$Q$ наг., Мвар	$P$ нб., МВт	$Q$ нб., Мвар	
Узел 1	1	2	-50.00	-19.43	.06	2.16	2.228	.00	
	13.9	7.65	50.00	19.43	.00	.00	.00	.00	
Узел 2	2	1	49.80	16.53	.06	2.13	.240	.00	
	2	3	-49.80	-16.53	1.76	3.51	.242	1.07	
Узел 2	126.1	5.50	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
	3	4	-48.05	-15.05	.07	2.18	.243	.00	
Узел 3	3	2	48.05	15.05	1.76	3.51	.242	.96	
	119.5	2.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
Узел 4	4	3	47.87	12.22	.06	2.16	2.716	.00	
	10.5	.00	-47.87	-12.22	.00	.00	.00	.00	

Для расширения возможностей управления напряжением электропередачи и генерацией станции 1, сохранения наибольшего возбуждения (генерации реактивной мощности станции 1) и соответственно устойчиво-

сти работы генератора  $G_1$  необходимо установить наибольшую трансформацию (ответвление +2) на трансформаторе  $T_1$ , а на трансформаторе  $T_2$  приёмного конца – ответвление –1.

В итоге во всех узлах электропередачи установятся допустимые напряжения, так на станции 1 напряжение генератора  $U_1 = 13,9$  кВ, при  $U_{\text{ном}}^r = 13,8$  кВ и генерация  $Q_1' = 19,4$  Мвар,  $Q_1'' = 21,3$  Мвар, при  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,92$  близкие к номинальным значениям (табл. 3.8).

Таким образом, допустимый электрический режим электропередачи может быть получен с помощью ряда организационно-технических мероприятий.

В общем случае для обеспечения допустимого электрического режима электропередачи необходимо координировать и согласовывать работу всех её средств регулирования и улучшения напряжения.

### 3.3. Определение пропускной способности электропередачи

Данная электропередача объединяет на совместную (параллельную) работу две электростанции. Определим наибольшую активную мощность, которую можно передать по данной электропередаче, установим условия, при выполнении которых на станциях 1, 2 и воздушной линии эта мощность может быть передана.

На выводах генератора  $G_2$  (приёмная система) фиксировано напряжение  $U_c = U_4 = 10,5$  кВ. Наибольшее допустимое напряжение на зажимах генератора  $G_1$  передающей станции определено выше и принято  $U_{1r} = 14,4$  кВ. При условии поддержания неизменными (фиксации) указанных напряжений предельная мощность электропередачи ограничивается её суммарным сопротивлением:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \underline{Z}_{T_1} + \underline{Z}_w + \underline{Z}_{T_2} = 0,37 + j12,3 + 10,0 + j20,0 + 0,37 + j12,3 = \\ &= 10,74 + j44,6 = 45,9 \angle 76,5^\circ \text{ Ом.} \end{aligned}$$

После приведения напряжений источников к ВН электропередачи по номинальным трансформациям получим

$$U_1' = U_{1r} k_{1\text{ном}} = 14,4 \cdot 8,77 = 126,3 \text{ кВ};$$

$$U_c' = U_c k_{2\text{ном}} = 10,5 \cdot 11,52 = 121,0 \text{ кВ.}$$

В результате идеальный предел электропередачи составляет

$$P_{\text{идеал}} = \frac{U_1' U_c'}{Z} = \frac{126,3 \cdot 121,0}{45,9} \approx 333 \text{ МВт.}$$

Реальные возможности электропередачи в сопоставлении с идеальным пределом снижаются вследствие необходимости учёта нерегулярных колебаний потока мощности  $\delta P$ , связанных с непрерывным изменением мощности нагрузки и работой регуляторов скорости турбины электростанции, на величину

$$\delta P = (0,05 - 0,10) P_{\text{идеал}}.$$

С учётом нормативного коэффициента запаса наибольшая мощность электропередачи по статической устойчивости генераторов электростанций, связанных данной электропередачей, определяется как

$$P_{\text{с.у}} = \frac{P_{\text{идеал}} - \delta P}{1 + k_3} = \frac{333 - 33,3}{1 + 0,20} \approx 250 \text{ МВт.}$$

Центральным элементом электропередачи является воздушная линия. Наибольшая передача мощности ограничена допустимым нагреванием проводов. Для провода АС 150/34 допустимый по нагреванию ток равен 445 А.

При номинальном коэффициенте мощности  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,92$  генерации станции 1, допустимая по нагреванию мощность линии составит

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{3} U_{\text{нб}} I_{\text{доп}} \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 126,5 \cdot 445 \cdot 0,920 \cdot 10^{-3} = 89,7 \text{ МВт.}$$

Полученное значение примем за начальное приближение предельной мощности. Учитывая передающую станцию 1 опорным узлом с неизменными параметрами выдаваемой активной мощности  $P$  и модулем напряжения  $U$ , зафиксируем допустимое напряжение  $U_{1r} = 14,4$  кВ. Тогда наибольшую генерацию активной мощности можно определить с помощью ПК REGIM [4] путём последовательного увеличения мощности станции до 95 МВт, при которой ток ВЛ достигнет предельного значения 445 А (табл. 3.9).

**Допустимый режим электропередачи  
(согласование трансформаций и возбуждения)**

Исходные данные											
1	4	0.1	20	/ Программные константы							
201	4	1	10	0	0	0	0	10.5	-400 400 / Балансирующ. станция 2		
/201	1	1	13.8	0	0	50	21.3	/ Станция 1 с номинальным возбуждением			
201	1	1	13.8	0	0	95	0	<b>14.4</b>	-300 300 / Станция 1 опорная		
201	2	1	110	/ Шины ВН станции 1							
201	3	1	110	/ Шины ВН станции 2							
301	1	2	1	0.37	12.3	8.2	47	0.114	/ Тр. 1 с ном. трансформацией		
301	1	2	3	10	20	0	135	/ ВЛ 110 кВ			
301	1	3	4	0.37	12.3	8.2	47	0.0913	/ Тр. 2, ответвление <b>-2</b>		
Результаты расчётов											
Номер узла	Граничные узлы		Поток $P$ ,	Поток $Q$ ,	Потери	Потери	Ток,	$Q$ с.,			
	начало	конец	МВт	Мвар	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	кА	Мвар			
	$U$ , кВ	Фаза, град	$P$ ген., МВт	$Q$ ген., Мвар	$P$ наг., МВт	$Q$ наг., Мвар	$P$ нб., МВт	$Q$ нб., Мвар			
Узел 1	1	2	<b>-95.00</b>	-21.46	.22	7.31	3.905	.00			
	<b>14.4</b>	15.97	95.00	<b>21.46</b>	.00	.00	.00	.00			
Узел 2	2	1	94.65	13.42	.22	7.27	.444	.00			
	2	3	-94.65	-13.42	5.94	11.87	<b>.445</b>	1.04			
	124.3	11.73	.00	.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 3	3	4	-88.72	-3.49	.22	7.30	.445	.00			
	3	2	88.72	3.49	5.94	11.87	.445	.90			
	115.2	4.71	.00	.00	.00	.00	.00	.00			
Узел 4	4	3	88.39	-4.42	.22	7.28	4.866	.00			
	10.5	.00	-88.39	4.42	.00	.00	.00	.00			

Передача данной мощности и удержание неизменным и допустимым напряжения на зажимах источника  $G_1$  возможны только при наличии резервов реактивной мощности.

На основе паспортных данных генератора  $G_1$  ( $P_{\text{ном}} = 100$  МВт,  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,92$ ) можно оценить возможности источника по реактивной мощности при предполагаемой наибольшей генерации активной мощности  $P_1 = 95$  МВт и номинальном возбуждении:

$$Q_1 = P_1 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\text{ном}}) = 95 \operatorname{tg}(\arccos 0,92) = 40,5 \text{ Мвар.}$$

Требуемая для поддержания напряжения  $U_{1r} = 14,4$  кВ мощность  $Q_1$  составляет 21,46 Мвар, что не превышает возможности источника  $G_1$  по реактивной мощности (табл. 3.9).

При этом наибольшая реактивная мощность на выводах генератора с учётом его номинальной загрузки может быть доведена до значения:

$$Q_{1нб} = P_{ном} \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{ном}) = 100 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,92) = 42,6 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, из сопоставления мощностей  $P_{доп}$  и  $P_{с.у}$  следует, что наибольшая передаваемая мощность электропередачи ограничивается нагреванием проводов ВЛ, и, соответственно, пропускная способность электропередачи оценивается величиной 95 МВт. Полученный результат характерен (ожидаем) для электропередач 6–150 кВ.

Такая генерация может быть обеспечена при номинальной трансформации на передающей станции и наименьшей трансформации на приёмной станции в режиме перевозбуждения ( $\cos \varphi = 0,975$ ), не превышающем номинальный. При этом напряжения во всех узлах электропередачи не превышают предельных значений.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

### Учебники и учебные пособия

1. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д. : Феникс ; Красноярск : Изд. проекты, 2008. – 720 с.
2. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычѳв ; под ред. В. Т. Федина. – Минск : УП «Технопринт», 2004. – 710 с.
3. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Расчѳты параметров и режимов работы электрических сетей : в 2 ч / А. А. Герасименко, Т. М. Чупак. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2004.
4. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2002. – 248 с.
5. Лычѳв, П. В. Электрические сети энергетических систем / П. В. Лычѳв, В. Т. Федин. – Минск : Унiверситѳцкая, 1999. – 255 с.
6. Электрические системы. Электрические сети / В. А. Веников [и др.]; под ред. В. А. Веникова и В. А. Строева. – М. : Высшая школа, 1998. – 512 с.
7. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

### Задачники

8. Герасименко, А. А. Электроэнергетика. Практикум по решению задач / А. А. Герасименко, Ю. А. Ершов, В. Б. Зорин. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2004. – 160 с.
9. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В. В. Ежков, [и др.] ; под ред. В. А. Строева. – М. : Высшая школа, 1999. – 352 с.

### Справочники

10. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карастян, Д. Л. Файбисович. – М. : ЭНАС, 2005. – 313 с.
11. Электротехнический справочник : в 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / общ. ред. В. Г. Герасимов и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 9-е изд., стер. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 964 с.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергия, 1989. – 608 с.
13. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич [и др.]; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 380 с.

### **Учебные пособия к курсовому проектированию**

14. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В. М. Блок [и др.]; под ред. В. М. Блок. – М. : Высшая школа, 1991(81). – 364 с.

15. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Вышэйшая школа, 1988(78). – 310 с.

### **Периодическая научно-техническая литература**

#### **по специальности**

Журнал «Электричество» (М. : Изд-во «Энергоатомиздат»).

Журнал «Электрические станции» (М. : Изд-во «Энергоатомиздат»).

Журнал «Известия АН РФ. Энергетика» (М. : Изд-во «Наука»).

Журнал «Известия вузов СНГ. Энергетика» (Минск, Белорусский национальный технический университет).

Журнал «Известия вузов. Проблемы электроэнергетики» Казань, Казанский государственный энергетический университет.

Журнал «Промышленная энергетика» (М. : Изд-во «Энергоатомиздат»).

Журнал «Электротехника» (М. : Акад. Электротехнических наук РФ).

Журнал «Электрика» (М. : ООО «Наука и технологии»).

Ежемесячный производственно-массовый журнал «Энергетик» (М. : НТФ «Энергопрогресс»).

Специализированный журнал «Энергосбережение» (М. : ООО ЦИП «Авок-пресс»).

Ежемесячный научно-популярный и общественно-политический журнал «Энергия. Экономика. Техника. Экология» (М. : Изд-во «Наука»).

Реферативный журнал. Серия «Энергетика. Энергетические системы и их автоматизация» (М. : ВИНТИ).

Реферативный журнал. Серия «Энергетика. Электрические станции и сети» (М. : ВИНТИ).

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### Примерный перечень аттестационных вопросов по дисциплине «Электроэнергетика: передача и распределение электроэнергии», «Электроэнергетические системы и сети»

#### Тема 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1. Этапы становления и развития электроэнергетики в СССР и РФ. Основы энергетической стратегии России.
2. Электроэнергетическая система (ЭЭС). Электрическая сеть (ЭС), основные понятия и определения. Классификация ЭС.
3. Характерные свойства и технологические особенности ЭЭС.
4. Конфигурации электрических сетей. Разомкнутые и замкнутые ЭС. Принципиальные схемы, характеристика, назначение, достоинства и недостатки.
5. Номинальные напряжения электропотребителей и элементов ЭЭС. Предельнодопустимые напряжения в узлах ЭЭС и факторы, их определяющие.
6. Режимы нейтралей низковольтных ЭС.
7. Режимы нейтралей высоковольтных ЭС.

#### Тема 2. ПРИНЦИПЫ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

8. Физико-технические свойства проводниковых материалов.
9. Воздушные линии электропередачи (ЛЭП). Назначение, требования, предъявляемые к конструкции ВЛ. Конструктивное выполнение ВЛ.
10. Опоры ВЛ. Типы и конструкции опор. Расположение проводов и защитных тросов на опорах. Расстояния между фазами.
11. Провода и тросы ВЛ. Требования к ним, характеристики материалов, стандартный ряд сечений проводов.
12. Изоляция ВЛ. Типы изоляторов. Номинальное напряжение и изоляция ВЛ.
13. Линейная арматура ВЛ.
14. Кабельные линии (КЛ) электропередачи. Типы кабелей, виды кабельной канализации.
15. Токопроводы, шинопроводы и внутренние проводки.

### **Тема 3. СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

16. Характеристика передачи электроэнергии (ЭЭ) переменным током.
17. Электропередачи постоянного тока. Принципиальная схема, назначение, особенности, перспективы.
18. Характеристика систем распределения ЭЭ.
19. Взаимосвязь (объединение) систем передачи и распределения ЭЭ.
20. Характеристика устройств автоматики и управления в системах передачи и распределения ЭЭ.
21. Понятие пропускной способности электропередачи, факторы ее определяющие.
22. Компактные, компенсированные электропередачи переменного тока.
23. Четырехфазные электропередачи. Принципиальные основы, технико-экономические и экологические характеристики.

### **Тема 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

24. Моделирование (представление) электрических нагрузок при расчете рабочих режимов электропередач и электрических сетей.
25. Статические характеристики электрических нагрузок.
26. Представление генераторов при расчёте установившихся режимов электропередач ЭЭС.
27. Моделирование линии электропередачи. Схемы замещения. Общая характеристика элементов схем замещения.
28. Моделирование (представление) линий электропередачи 0,38–220 кВ. Характерные данные и основные соотношения между параметрами схем замещения ЛЭП.
29. Особенности моделирования воздушных линий электропередачи со стальными проводами.
30. Моделирование протяженных линий электропередачи напряжением 330–750 кВ.
31. Характерные значения удельных (погонных) параметров схем замещения и электрических режимов воздушных и кабельных линий электропередачи и соотношения между ними.
32. Двухобмоточные силовые трансформаторы. Виды, условные обозначения, принципиальные схемы, схемы замещения. Моделирование трансформаторов и определение параметров схем замещения.
33. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. Условные обозначения, принципиальные схемы, схемы замещения. Расчёт параметров схем замещения.
34. Моделирование устройств компенсации продольного включения.

35. Моделирование компенсирующих устройств поперечного включения.  
 36. Составление схем замещения ЭС одного и нескольких номинальных напряжений. Учёт трансформаций.

### **Тема 5. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

37. Электрические параметры режима и параметры схемы замещения. Основные электрические режимы и их характеристики.
38. Виды записи и составляющие полной мощности при сопряженном *векторе тока*. Векторные диаграммы комплексов мощности и тока.
39. Виды записи и составляющие полной мощности при сопряженном *векторе напряжения*. Векторные диаграммы комплексов мощности и тока.
40. Выражения записи полной мощности и её составляющих однофазных и трехфазных электроустановок при соединении их обмоток в «звезду» и «треугольник». Коэффициент мощности электроустановок.
41. Некоторые соотношения между параметрами режима и схемы замещения для участка трехфазной электрической сети на основе законов теории электрических цепей.
42. Закон Ома для участка электрической сети. Математическая запись. Падение и потери напряжения. Векторная диаграмма токов и напряжений.
43. Закон Джоуля – Ленца. Математическая запись. Определение потерь мощности в продольных и поперечных элементах схем замещения.
44. Характеристика и определение потерь мощности в ЛЭП напряжением 6–500 кВ. Баланс мощности ЛЭП.
45. Характеристика и определение потерь мощности в двухобмоточных трансформаторах. Баланс мощности двухобмоточного трансформатора.
46. Характеристика и определение потерь мощности в трехобмоточных и автотрансформаторах.
47. Соотношения между потерями мощности в однофазной и трехфазной сетях. Преимущества трехфазных электрических сетей.
48. Режим передачи активной мощности для идеализированной электропередачи. Условия передачи активной мощности.
49. Режимные и технические мероприятия обеспечения и повышения пропускной способности электропередач.

### **Тема 6. ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА СИММЕТРИЧНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

50. Общая характеристика задачи расчета и анализа установившихся режимов. Цель расчетов. Основные допущения при расчёте режимов.
51. Расчёт и анализ установившегося режима участка электрической сети.

52. Расчёт установившихся режимов разомкнутых электрических сетей. Расчёт нормального режима ЛЭП при заданных мощностях и напряжении в узлах конца или начала линии. Векторные диаграммы мощностей и напряжений.

53. Расчёт нормального режима ЛЭП при заданной нагрузке в конце (начале) линии и напряжении в начале (конце) линии. Векторные диаграммы токов и напряжений.

54. Расчёт установившегося режима ЛЭП с несколькими электрическими нагрузками.

55. Режим холостого хода ЛЭП.

56. Расчёт режима сети с различными номинальными напряжениями.

57. Расчёт режима электрической сети, приведенной к одному напряжению.

58. Общие сведения о расчёте ЛЭП большой протяженности.

## **Тема 7. ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЁТА РАБОЧИХ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

59. Расчётные нагрузки и режимы электрических сетей.

60. Анализ электрического режима простейшей замкнутой сети.

61. Расчёт электрического режима кольцевой сети и сети с двусторонним питанием. Правило моментов для токов. Правило моментов для мощностей.

62. Частные случаи расчёта электрических сетей с двусторонним питанием. Формулы моментов для однородных сетей, сетей с одинаковым сечением проводов участков. Метод расщепления сети.

63. Упрощения, преобразования расчётных схем замещения ЭС. Общая характеристика задачи. Цели эквивалентирования. Замена параллельных линий эквивалентной ЛЭП. Прямое и обратное преобразование.

64. Эквивалентирование источников питания. Прямое и обратное преобразование.

65. Перенос электрических нагрузок (ЭН) в другие точки сети. Необходимость исключения узлов. Вывод выражения для вычисления перенесённой электрической нагрузки.

66. Преобразование «треугольника» сопротивлений в эквивалентную «звезду» и обратно. Определения мощности в ветвях при таких преобразованиях.

67. Расчёт потокораспределения в сложнзамкнутой сети методом её преобразования к сети с двусторонним питанием.

68. Метод контурных уравнений. Расчёт режима с помощью уравнений контурных токов.

69. Уравнения контурных мощностей. Получение уравнений. Запись контурных уравнений для неоднородной сети. Уравнение контурных мощностей для неоднородных сетей.

70. Расчёт потокораспределения замкнутой ЭС методом контурных мощностей. Алгоритм расчёта.

## **Тема 8. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ (СТАЦИОНАРНЫХ) РЕЖИМОВ НА ЭВМ**

71. Цель расчёта и математическая постановка задачи. Общая характеристика методов решения уравнений установившихся режимов.

72. Характеристика и задание исходных данных. Типы узлов: заданные и искомые параметры.

73. Уравнения узловых напряжений (УУН) с действительными коэффициентами. Получение УУН в полярной системе координат.

74. Вывод УУН в декартовой системе координат.

75. Расчёт параметров установившегося режима по известным параметрам схемы и напряжениям узлов. Взаимосвязь параметров режима и схемы замещения.

76. Методы нулевого порядка для решения УУН. Применение метода Зейделя для решения УУН.

77. Метод Гаусса при решении нелинейных УУН.

78. Метод Z-матрицы для решения УУН.

79. Метод Ньютона первого порядка для решения УУН (применительно к действительным УУН в форме баланса токов и баланса мощностей).

80. Модификации метода Ньютона первого порядка для расчёта установившихся режимов ЭС.

81. Метод Ньютона второго порядка для решения УУН.

82. Алгоритм программы расчета установившихся режимов ЭС.

## **Тема 9. ПОТРЕБЛЕНИЕ И ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

83. Изменение нагрузок на интервале времени. Графики электрических нагрузок и их характеристики. Получение графиков нагрузок.

84. Графики нагрузок по продолжительности. Потребляемая (выработанная) электроэнергия. Время использования наибольшей нагрузки.

85. Общая характеристика задачи расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии. Характеристика и классификация потерь. Технологический расход ЭЭ на её передачу.

86. Детерминированные методы определения потерь электроэнергии. Расчет потерь ЭЭ непосредственным интегрированием. Метод характерных суточных режимов.

87. Метод средних электрических нагрузок.

88. Метод среднеквадратичных параметров режима.

89. Метод времени наибольших потерь.

90. Определение потерь ЭЭ в сети с несколькими нагрузками.

91. Вероятностно-статистические методы расчета потерь ЭЭ. Метод, основанный на моделировании нагрузки как случайной величины.

92. Метод оценки потерь ЭЭ с помощью регрессионных зависимостей.

## **Тема 10. ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

93. Общие требования к схемам и надежности электроснабжения.
94. Повреждаемость элементов электрических сетей. Статистические показатели повреждаемости (надежности). Расчет надежности (вероятности отказа) участка сети.
95. Принципы формирования разомкнутых сетей. Радиальные и магистральные нерезервированные и резервированные сети.
96. Принципы формирования схем замкнутых и системообразующих электрических сетей.
97. Способы присоединения конечных, транзитных и узловых подстанций к электрической сети.
98. Типовые схемы распределительных устройств.

## **Тема 11. ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

99. Общая характеристика и задачи выбора проектных решений. Задачи, стадийность и методы проектирования.
100. Основные технико-экономические показатели. Капиталовложения (инвестиции), эксплуатационные затраты (издержки).
101. Затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях.
102. Критерии выбора оптимального варианта сооружения, реконструкции и развития электрической сети. Метод приведенных (расчётных) затрат в статической постановке.
103. Учет разновременности инвестиций и затрат при оптимизации развития электрической сети. Метод приведенных затрат в динамической постановке.
104. Чисто дисконтингивный (приведённый) доход (ЧДД) – критерий технико-экономической эффективности вариантов с одинаковым и различным производственным эффектом.
105. Определение оптимального варианта проектируемого объекта по методу срока окупаемости. Область применения метода.
106. Выбор варианта электрической сети с учётом надежности электроснабжения и требований экологии.
107. Себестоимость передачи и распределения электроэнергии и пути её снижения.
108. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети.
109. Выбор проводников линий электропередачи по условиям экономичности.
110. Выбор проводников линий электропередачи по допустимой потере напряжения.

- 111. Выбор проводников линий электропередачи по условию нагревания.
- 112. Учёт технических ограничений при выборе проводов воздушных линий и жил кабелей.
- 113. Пути повышения пропускной способности линий электропередач и электрических сетей.

## **Тема 12. ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

- 114. Задачи и критерии оптимизации.
- 115. Принципы оптимизации распределения активной нагрузки системы между электростанциями.
- 116. Естественное и оптимально-экономичное распределение мощностей в замкнутых электрических сетях.
- 117. Принципы оптимально-принудительного распределения потоков мощностей в замкнутых электрических сетях. Принципы продольно-поперечного регулирования с помощью вольтодобавочных трансформаторов.
- 118. Основы оптимизации режимов системообразующих электрических сетей.
- 119. Оптимизация режимов систем распределения электрической энергии: оптимальное размыкание контуров; настройка на однородную сеть; регулирование режима напряжения.
- 120. Оптимизация режимов работы двух- и многотрансформаторных подстанций.
- 121. Оптимизация проектных решений в распределительных сетях.
- 122. Компенсация реактивной мощности в сетях электрических систем. Необходимость и цели компенсации реактивной мощности.
- 123. Распределение компенсирующих устройств в электроэнергетической системе. Централизованная, групповая и индивидуальная компенсация.
- 124. Определение оптимальной мощности компенсирующего устройства для линии.
- 125. Пути снижения потерь мощности и электрической энергии в электрических сетях.
- 126. Количественная оценка преимущества объединения энергосистем.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Общие сведения .....	3
1. Расчетно-графическое задание .....	3
1.1. Содержание задания .....	3
1.2. Общие указания .....	3
1.3. Оформление отчета .....	16
2. Расчет и анализ режимов электропередачи 220 кВ (пример выполнения задания) .....	9
2.1. Составление схем замещения и определение их параметров .....	9
2.2. Расчёт установившегося режима электропередачи .....	16
2.3. Анализ пропускной способности электропередачи .....	35
2.4. Балансы мощностей. КПД электропередачи .....	40
2.5. Интегральные характеристики ЭС .....	42
3. Расчет и анализ режимов электропередачи 110 кВ (пример выполнения задания) .....	45
3.1. Расчёт параметров рабочего электрического режима .....	46
3.2. Определение параметров допустимого электрического режима .....	50
3.3. Определение пропускной способности электропередачи .....	58
Библиографический список .....	62
Приложение. Примерный перечень аттестационных вопросов по дисциплине «Электроэнергетика: передача и распределение электроэнергии», «Электроэнергетические системы и сети» .....	64

Учебное издание

# **ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

## **ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Методические указания  
по выполнению расчетно-графических заданий

Составители:  
**Герасименко Алексей Алексеевич**  
**Халезина Ольга Павловна**

Редактор А. А. Гетьман  
Компьютерная верстка: Д. Р. Мифтахутдинова

Подписано в печать 27.11.2009. Печать плоская  
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 4,1  
Тираж 100 экз. Заказ № 927/09

Издательско-полиграфический комплекс  
Сибирского федерального университета  
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79  
Отпечатано в типографии ИПК СФУ  
660074, г. Красноярск, ул. Киренского, 28