

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

О. М. Головач

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ПРАКТИКУМ

**для студентов специальности 1-43 01 03
«Электроснабжение (по отраслям)»**

Гомель 2010

УДК 621.315(075.8)
ББК 31.27я73
Г61

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 22.09.2009 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение»
ГГТУ им. П. О. Сухого *Г. И. Селиверстов*

Головач, О. М.
Г61 Передача и распределение электрической энергии : практикум для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / О. М. Головач. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 69 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Приведены краткие теоретические сведения, основные расчетные выражения, примеры решения типовых задач, а также задачи для индивидуального решения.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

УДК 621.315(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2010

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В практикуме приведены краткие теоретические сведения и основные расчетные выражения, предназначенные для решения задач, включенных в данное пособие. Даны примеры расчета параметров электрических сетей, расчета установившихся режимов разомкнутых и простых замкнутых электрических сетей.

В пособие включены задачи по темам для самостоятельного решения. Приведенные задачи могут быть использованы для аудиторных и домашних занятий студентов очного отделения, а также в качестве контрольных работ и аудиторных занятий для студентов-заочников.

1. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ВЫРАЖЕНИЯ

1. Активное погонное сопротивление:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \text{ Ом/км},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом·мм²/км;

F – сечение фазного провода (жила), мм².

Для технического алюминия в зависимости от его марки можно принять $\rho = 29,5 - 31,5$ Ом·мм²/км,

для меди – $\rho = 18,0 - 19,0$ Ом·мм²/км.

2. Индуктивное погонное сопротивление фазы воздушной линии:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,0157, \text{ Ом/км},$$

где $r_{\text{пр}}$ – радиус провода, см;

$D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами А, В и С, см.

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{АВ}} \cdot D_{\text{ВС}} \cdot D_{\text{СА}}};$$

$D_{\text{АВ}}, D_{\text{ВС}}, D_{\text{СА}}$ – расстояние между проводами соответственно фаз А, В, С.

3. Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к0}} \cdot l,$$

где $\Delta P_{\text{к0}}$ – удельные среднегодовые потери мощности на корону, кВт/км.

4. Удельная активная проводимость линии:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{к0}}{U_H^2}, \text{ См/км},$$

где U_H – номинальное напряжение ЛЭП в кВ.

5. Удельная емкостная проводимость линии:

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

6. Зарядная мощность линии:

$$Q_c = b_0 \cdot l \cdot U_H^2, \text{ Мвар}.$$

7. Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_H^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом},$$

где ΔP_k – потери мощности короткого замыкания, кВт:

$U_{\text{вн}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

S_H – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

8. Индуктивное сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_T = \frac{U_k \% \cdot U_{\text{вн}}^2}{100 \cdot S_H}, \text{ Ом},$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %.

9. Потери короткого замыкания лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора:

$$\Delta P_{\text{кв}} = 0,5(\Delta P_{\text{кв-с}} + \Delta P_{\text{кв-н}} - \Delta P_{\text{кс-н}});$$

$$\Delta P_{\text{кс}} = 0,5(\Delta P_{\text{кв-с}} + \Delta P_{\text{кс-н}} - \Delta P_{\text{кв-н}});$$

$$\Delta P_{\text{кн}} = 0,5(\Delta P_{\text{кв-н}} + \Delta P_{\text{кс-н}} - \Delta P_{\text{кв-с}}),$$

где $\Delta P_{\text{кв-с}}$, $\Delta P_{\text{кв-н}}$, $\Delta P_{\text{кс-н}}$ – потери короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора, кВт.

10. Напряжение короткого замыкания лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора:

$$U_{\text{кв}} = 0,5(U_{\text{кв-с}} + U_{\text{кв-н}} - U_{\text{кс-н}});$$

$$U_{\text{кс}} = 0,5(U_{\text{кв-с}} + U_{\text{кс-н}} - U_{\text{кв-н}});$$

$$U_{\text{кн}} = 0,5(U_{\text{кв-н}} + U_{\text{кс-н}} - U_{\text{кв-с}}),$$

где $U_{\text{кв-с}}$, $U_{\text{кв-н}}$, $U_{\text{кв-н}}$ – напряжения короткого замыкания для пар обмоток трехобмоточного трансформатора.

11. Активная проводимость трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{вн}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ См},$$

где ΔP_x – потери активной мощности холостого хода, кВт.

12. Потери реактивной мощности холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% \cdot S_H}{100}, \text{ квар},$$

где I_x – ток холостого хода %;

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

13. Реактивная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{вн}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ См}.$$

14. Нагрузочные потери активной мощности:

$$\Delta P_H = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = 3I^2 \cdot R,$$

где R – активное сопротивление, Ом;

P , Q – активная и реактивная мощности.

15. Нагрузочные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_H = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X = 3I^2 \cdot X,$$

где X – индуктивное сопротивление, Ом.

16. Падение напряжения:

$$\Delta \underline{U} = \Delta U + j \cdot \delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} + j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U},$$

где ΔU – продольная составляющая падения напряжения;

δU – поперечная составляющая падения напряжения.

17. Нагрузочные потери активной мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{нт}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S}{S_H} \right)^2.$$

18. Нагрузочные потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_{\text{нт}} = \frac{U_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{н}}}$$

19. Время использования наибольшей полной мощности:

$$T_{\text{нб}} = \frac{\sum S_j \cdot \Delta t_j}{S_{\text{нб}}},$$

где S_j – мощность нагрузки в j -ом режиме;

Δt_j – продолжительность j -го режима;

$S_{\text{нб}}$ – мощность в режиме наибольших нагрузок.

20. Время использование наибольшей активной мощности:

$$T_{\text{нба}} = \frac{\sum P_j \cdot \Delta t_j}{P_{\text{нб}}}.$$

21. Потери электроэнергии холостого хода (годовые):

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760.$$

22. Потери электроэнергии по методу графического интегрирования:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum \Delta P_j \cdot \Delta t_j.$$

23. Потери электроэнергии по методу среднеквадратичной мощности:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{S_{\text{ср.кв}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R \cdot 8760.$$

24. Среднеквадратичная мощность:

$$S_{\text{ср.кв}} \approx \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta t_j}{8760}};$$

$$S_{\text{ср.кв}} = S_{\text{нб}} (0,12 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4}).$$

25. Потери электроэнергии по методу наибольших потерь:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{S_{\text{нб}}^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau.$$

26. Время наибольших потерь:

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

где $T_{\text{нб}}$ – в часах.

27. Энергия:

$$W = P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нба}}.$$

28. Мощность на головных участках в линии с двухсторонним питанием:

$$\underline{S}_A = \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} \cdot U_H + \frac{\sum \underline{S}_i \cdot Z_{iB}^*}{Z_{AB}};$$

$$\underline{S}_B = \frac{U_B - U_A}{Z_{AB}} \cdot U_H + \frac{\sum \underline{S}_i \cdot Z_{iB}^*}{Z_{AB}}.$$

29. Мощность на головном участке в однородной линии с двухсторонним питанием:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum \underline{S}_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}.$$

2. ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1. Воздушные и кабельные линии

Параметры схемы замещения линии электропередачи в общем случае определяется её длиной и погонными (на 1 км) значениями активного и индуктивного сопротивлений, активной и емкостной проводимостей. Значения погонных параметров ВЛ и КЛ зависят от их конструктивного исполнения числа цепей, числа проводов в фазе, взаимного расположения фаз, материала токоведущих элементов.

В данном пункте приводятся наиболее характерные примеры определения параметров схем замещения воздушных и кабельных линий. В примерах определение параметров схемы замещения линий электропередачи производится при общепринятых допущениях:

- линия транспонирована, т. е. реактивные параметры отдельных фаз одинаковы;
- отклонения среднеэксплуатационной температуры от 20°C (для которой даются значения отдельных омических сопротивлений) не учитываются;
- погонное активное сопротивление при частоте 50 Гц принимается равным омическому;
- потерями активной мощности на корону в ВЛ с $U_{\text{н}} < 220 \text{ кВ}$ можно пренебречь;
- емкостную проводимость линии в схеме замещения заменяют зарядной мощностью линии.

Пример 2.1

Определить погонные параметры воздушной линии 10 кВ, сооружённой на одностоечных опорах с расположением проводов марки АС-50/8 по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между фазами $D_{\text{мф}} = 1 \text{ м}$.

Решение

Определим погонные параметры, руководствуясь физическими характеристиками проводов и данными конструкций ВЛ. Расчётные

параметры сопоставим с табличными. Примем среднее значение удельного активного сопротивления для алюминиевой проволоки $\rho = 30 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$.

$$\text{Тогда } r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{30}{50} = 0,6 \text{ Ом/км}.$$

Табличное значение $r_0 = 0,595 \text{ Ом/км}$ по [1] табл. 3.5.

Для определения погонного индуктивного сопротивления помимо значения $D_{\text{мф}}$ необходимо знать диаметр провода, значение которого в соответствии табл. 3.5 в [1] составляет 9,6 мм, радиус провода

$$r = \frac{d}{2} = \frac{9,6}{2} = 4,8 \text{ мм} = 0,0048 \text{ м}.$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами А, В и С рассчитывают по формуле:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{АВ}} \cdot D_{\text{ВС}} \cdot D_{\text{СА}}}.$$

При заданном расположении проводов на опоре $D_{\text{АВ}} = D_{\text{ВС}} = D_{\text{СА}} = D_{\text{мф}}$ и $D_{\text{ср}} = D_{\text{мф}} = 1 \text{ м}$.

Рассчитаем погонные индуктивное сопротивление и емкостную проводимость:

$$\begin{aligned} x_0 &= 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,0157 = 0,144 \cdot \lg \frac{1}{0,0048} + 0,0157 = \\ &= 0,35 \text{ Ом/км}. \end{aligned}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{1}{0,0048}} \cdot 10^{-6} = 3,269 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Табличное значение $x_0 = 0,357 \text{ Ом/км}$ по табл. ПЗ [2]. Оценим дополнительно соотношение удельных активного и индуктивного сопротивлений рассматриваемой линии, которое определяет соотношение потерь активной и реактивной мощностей, используя табличные значения:

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0,595}{0,357} = 1,67,$$

т.е. $\frac{r_0}{x_0} > 1$, что характерно для ВЛ в распределительных сетях с $U_H \leq 10$ кВ.

Пример 2.2

Определить погонные параметры кабельной линии длиной 4 км с номинальным напряжением 10 кВ, прокладываемой в земле и выполненной кабелем марки АСБ-10-3×70, вычислить параметры схемы замещения этой линии.

Решение

Погонные параметры кабеля АСБЛУ-10-3×70 с алюминиевыми жилами сечением 70 мм² в свинцовой оболочке с бумажной изоляцией и номинальным напряжением 10 кВ находим по табл. 3.29 [1]: $r_0 = 0,443$ Ом/км, $x_0 = 0,086$ Ом/км, $q_0 = 13,6$ квар/км. Принимая среднее значение удельного сопротивления технического алюминия $\rho = 29,5 \div 31,5$ Ом·мм²/км, рассчитываем погонное активное сопротивление кабеля по формуле:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{30,5}{70} = 0,436 \text{ Ом/км}.$$

Используя табличные значения для всей линии, получим:

$$R = 0,443 \cdot 4 = 1,772 \text{ Ом}, \quad X = 0,086 \cdot 4 = 0,344 \text{ Ом},$$

$$Q_C = 13,6 \cdot 4 = 54,4 \text{ квар}.$$

Для оценки целесообразности учёта емкостной проводимости в схеме замещения сопоставим зарядную мощность, определяемую этой проводимостью, с длительно допустимой нагрузкой.

Длительно допустимый ток по нагреву для рассматриваемого кабеля равен 165 А по [3] табл. 1.3.16.

Этому току соответствует полная мощность:

$$S_{\max} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{доп}} \cdot U_H = \sqrt{3} \cdot 165 \cdot 10 = 2857,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$\text{Следовательно, } \frac{Q_C}{S_{\max}} = \frac{54,4}{2857,9} \cdot 100 \% = 1,9 \% .$$

Полученная величина зарядной мощности не может оказать заметного влияния на результаты расчетов электрических режимов распределительной сети 10 кВ. Поэтому можно эту мощность не учитывать и исключить из схемы замещения.

Для индуктивного сопротивления имеем:

$$\frac{X}{R} = \frac{0,344}{1,772} \cdot 100 \% = 19,4 \% .$$

Индуктивное сопротивление представляет заметную величину, поэтому должно быть учтено в схеме замещения (рис. 2.1), содержащей продольные активное и индуктивное сопротивления.

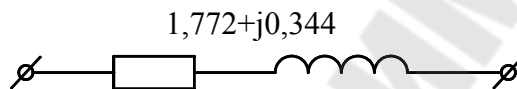


Рис. 2.1. Схема замещения кабельной линии 10 кВ

Пример 2.3

Определить параметры схемы замещения двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 40 км, выполненной проводами марки АС-150/24.

Решение

Для одноцепной линии с проводами АС-150/24 по табл. 3.8 [1] находим $r_0 = 0,204 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,71 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$. В общем случае параметры ВЛ длиной l с числом параллельных цепей одного номинального напряжения $n_{\text{ц}}$ выражением:

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}, \quad X_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}, \quad B_{\text{л}} = n_{\text{ц}} \cdot b_0 \cdot l.$$

В рассматриваемом случае ($n_{\text{ц}}=2$):

$$R_{\text{л}} = \frac{0,204 \cdot 40}{2} = 4,08 \text{ Ом}, \quad X_{\text{л}} = \frac{0,42 \cdot 40}{2} = 8,4 \text{ Ом},$$

$$B_{\text{л}} = 2 \cdot 2,71 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 2,168 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Суммарная емкостная проводимость линий определяет зарядную мощность:

$$Q_C = B_{\text{л}} \cdot U_{\text{н}}^2 = 2,168 \cdot 10^{-4} \cdot 110^2 = 2,623 \text{ Мвар},$$

$$\frac{Q_C}{2} = 1,312 \text{ Мвар}.$$

Схема замещения рассматриваемой электропередачи показана на рис. 2.2.

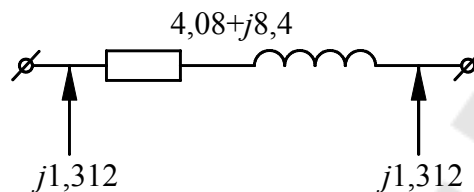


Рис. 2.2. Эквивалентная схема замещения двухцепной ВЛ 110 кВ

Пример 2.4

Рассчитать параметры схемы замещения воздушной линии напряжением 330 кВ и длиной 150 км. Линия выполнена проводом марки АС-300/39 с расщеплением фазы на 2 провода. Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз $D_{\text{ср}} = 11 \text{ м}$, а между проводами в фазе $a = 40 \text{ см}$.

Решение

Из табл. 3.5 [1] находим диаметр провода $d = 24 \text{ мм}$ и погонное активное сопротивление: $r_0 = 0,096 \text{ Ом/км}$. Эквивалентный радиус расщеплённой фазы:

$$r_{\text{экв}} = n \sqrt{r_{\text{пр}} \cdot a^{n-1}} = \sqrt{12 \cdot 400} = 69,282 \text{ мм}.$$

Погонные активное, индуктивное сопротивления и емкостная проводимость с учётом расщепления:

$$r_0' = \frac{r_0}{n} = \frac{0,096}{2} = 0,048 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{экв}}} + \frac{0,016}{n} = 0,144 \cdot \lg \frac{11000}{69,282} + \frac{0,016}{2} = 0,325 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{11000}{69,282}} \cdot 10^{-6} = 3,445 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

По табл. 2.10 [1] среднегодовые потери мощности на корону принимаем 3,8 кВт/км. ВЛ 330 кВ представляем П-образной схемой замещения (рис. 2.3).

$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 \cdot l = (0,048 + j0,325) \cdot 150 = 7,2 + j48,75 \text{ Ом,}$$

$$B_C = \frac{1}{2} \cdot b_0 \cdot l = \frac{1}{2} \cdot 3,445 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 258,375 \cdot 10^{-6} \text{ См,}$$

$$\frac{Q_C}{2} = B_C \cdot U_H^2 = 258,375 \cdot 10^{-6} \cdot 330^2 = 28,14 \text{ Мвар,}$$

$$\Delta P_K = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{K0} \cdot l \cdot 10^{-3} = \frac{1}{2} \cdot 3,8 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 0,285 \text{ МВт.}$$

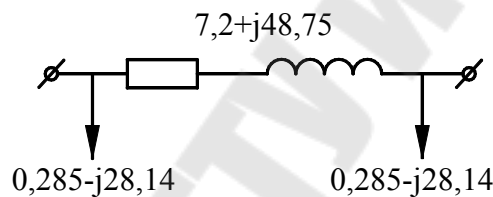


Рис. 2.3. Схема замещения ВЛ 330 кВ

2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов (АТ) определяются на основе их паспортных данных. Для двухобмоточных трансформаторов используют следующие каталожные данные:

- номинальная мощность (S_H , МВ·А);
- номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений ($U_{\text{вн}}$, $U_{\text{нн}}$, кВ);
- потери короткого замыкания (ΔP_K , кВт);
- напряжение короткого замыкания (U_K , %);
- потери холостого хода (ΔP_x , кВт);
- ток холостого хода (I_x , %).

Отличие состава используемых паспортных данных для трёхобмоточных трансформаторов и АТ перечисленных выше заключается в следующем:

- для АТ дополнительно указывается номинальная мощность обмотки НН в долях номинальной мощности АТ;
- дополнительно указывается номинальное напряжение обмотки СН ($U_{\text{СН}}$, кВ);
- указывается значение потерь короткого замыкания, соответствующее опыту с обмотками ВН и СН ($\Delta P_{\text{КВ-С}}$, кВт);
- указываются три значения напряжения короткого замыкания ($U_{\text{КВ-Н}}$, $U_{\text{КС-Н}}$, $U_{\text{КВ-С}}$, %) на каждую пару обмоток;
- если номинальные мощности обмоток трёхобмоточного трансформатора не одинаковы, то наряду с принимаемой за номинальную мощность наиболее мощной обмотки указывается соотношение мощностей обмоток в процентах (например, 100%/100%/66,7%, где первая цифра соответствует обмотке ВН, вторая – СН, третья – НН);
- если мощности обмоток различны, то даются три значения потерь короткого замыкания ($\Delta P_{\text{КВ-Н}}$, $\Delta P_{\text{КС-Н}}$, $\Delta P_{\text{КВ-С}}$, кВт).

Следующие четыре задачи посвящены иллюстрациям определения параметров схем замещения подстанций с различными видами трансформаторов.

Пример 2.5

На понижающей подстанции установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110. Определить приведенные к стороне ВН параметры схемы замещения двух параллельно включённых трансформаторов.

Решение

По табл. 5.13 [1] находим паспортные данные трансформаторов: $S_{\text{Н}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}$, $U_{\text{К}} = 10,5 \%$, $\Delta P_{\text{К}} = 85 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{Х}} = 19 \text{ кВт}$, $I_{\text{Х}} = 0,7 \%$.

На рис. 2.4 приведена эквивалентная схема замещения двух понижающих трансформаторов.

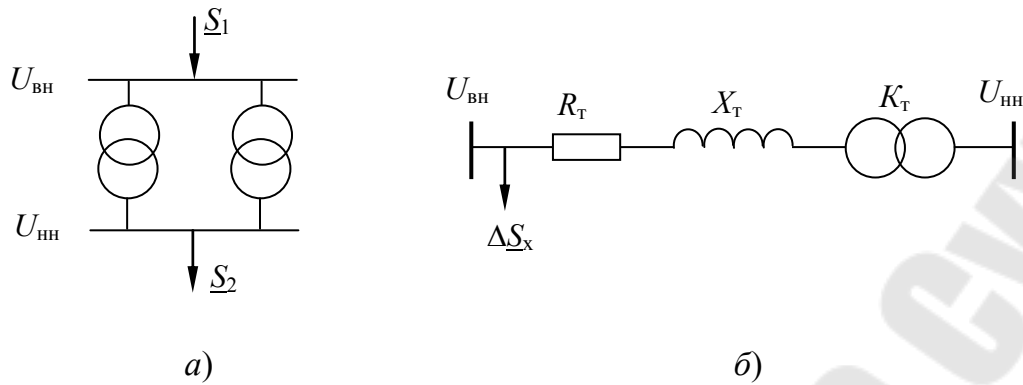


Рис. 2.4. Схема подстанции (а) и эквивалентная схема замещения (б)

Параметры схемы замещения одного двухобмоточного трансформатора определяются по следующим формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_H^2}, \quad X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_H}, \quad \Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_H}{100}.$$

При подстановке в выражения напряжения в кВ, а мощности в МВ·А (МВт), значения сопротивлений получим в Ом, а реактивной составляющей потерь холостого хода в Мвар.

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_H^2} = \frac{0,085 \cdot 115^2}{16^2} = 4,39 \text{ Ом},$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,79 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_H}{100} = \frac{0,7 \cdot 16}{100} = 0,112 \text{ Мвар}.$$

В общем случае при включении параллельно n_T одинаковых трансформаторов параметры эквивалентной схемы замещения:

$$\underline{Z}_{T \text{ экв}} = (R_T + jX_T)/n_T, \quad \underline{\Delta S}_{x \text{ экв}} = n_T \cdot (\Delta P_x + j\Delta Q_x).$$

Определим эквивалентные параметры схемы замещения для двух параллельно работающих трансформаторов:

$$\underline{Z}_{T \text{ экв}} = (R_T + jX_T)/n_T = (4,39 + j86,79)/2 = 2,195 + j43,395 \text{ Ом},$$

$$\begin{aligned} \underline{\Delta S}_{x \text{ экв}} &= n_T \cdot (\Delta P_x + j\Delta Q_x) = 2 \cdot (0,019 + j0,112) = \\ &= 0,038 + j0,224 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Номинальный коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{11} = 10,46.$$

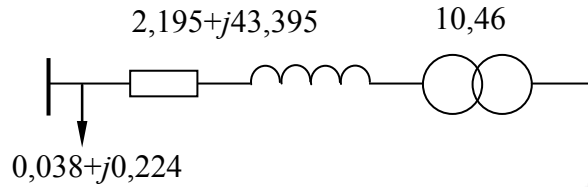


Рис. 2.5. Эквивалентная схема замещения с результатами расчётов

Пример 2.6

Определить приведенные к обмотке высшего напряжения параметры схемы замещения трансформатора с расщеплённой обмоткой низкого напряжения ТРДН-40000/110.

Решение

По табл. 5.13 [1] находим паспортные данные трансформатора:
 $S_H = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}$, $U_{\text{НН}} = 10,5/10,5 \text{ кВ}$, $U_K = 10,5 \%$,
 $\Delta P_K = 172 \text{ кВт}$, $\Delta P_X = 36 \text{ кВт}$, $I_X = 0,65 \%$.

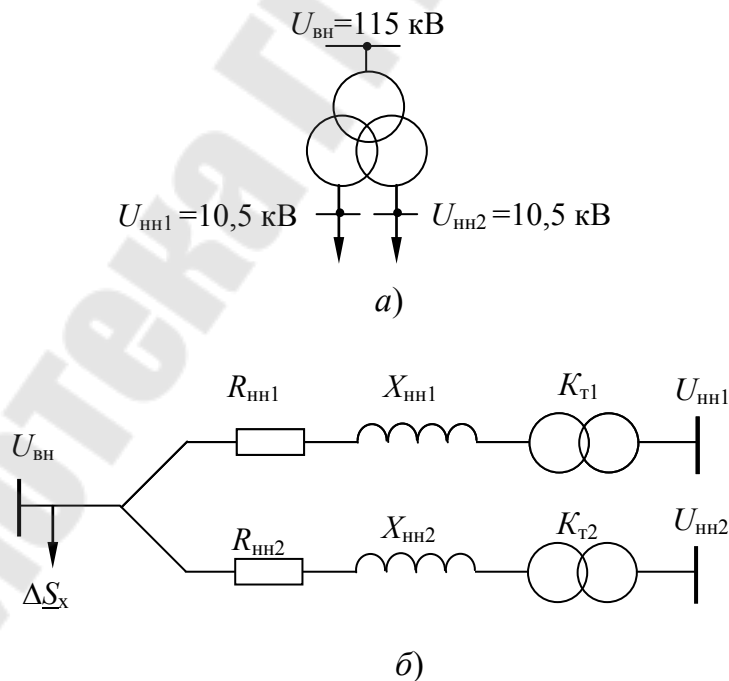


Рис. 2.6. Схема подстанции (а) и схема замещения трансформатора с расщеплённой обмоткой низкого напряжения (б)

Определим общее активное и реактивное сопротивление:

$$R_{T \text{ общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} = \frac{0,172 \cdot 115^2}{40^2} = 1,42 \text{ Ом},$$

$$X_{T \text{ общ}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,7 \text{ Ом}.$$

Сопротивление каждой ветви схемы замещения рассчитываем по формулам:

$$R_{\text{НН1}} = R_{\text{НН2}} = 2 \cdot R_{T \text{ общ}} = 2 \cdot 1,42 = 2,84 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{НН1}} = X_{\text{НН2}} = 2 \cdot X_{T \text{ общ}} = 2 \cdot 34,7 = 69,4 \text{ Ом}.$$

Реактивные потери мощности холостого хода:

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{Н}}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26 \text{ Мвар}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{T1} = K_{T2} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

При параллельном соединении обмоток НН трансформатор с расщеплённой обмоткой НН будет работать как обычный двухобмоточный. При этом сопротивления трансформатора будут равны $R_{T \text{ общ}}$ и $X_{T \text{ общ}}$.

Пример 2.7

Определить параметры схемы замещения трёхобмоточного трансформатора типа ТДТН-40000/110/35, приведенные к обмотке высшего напряжения.

Решение

По табл. 5.14 [1] находим паспортные данные трансформатора:

$$S_{\text{Н}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}, U_{\text{СН}} = 38,5 \text{ кВ}, \\ U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ}, U_{\text{КВ-С}} = 10,5 \%, U_{\text{КВ-Н}} = 17 \%, U_{\text{КС-Н}} = 6 \%, \Delta P_{\text{к}} = 200 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{\text{х}} = 43 \text{ кВт}, I_{\text{х}} = 0,6 \%.$$

В соответствии со схемой замещения (рис. 2.7) необходимо рассчитать сопротивления каждой обмотки.

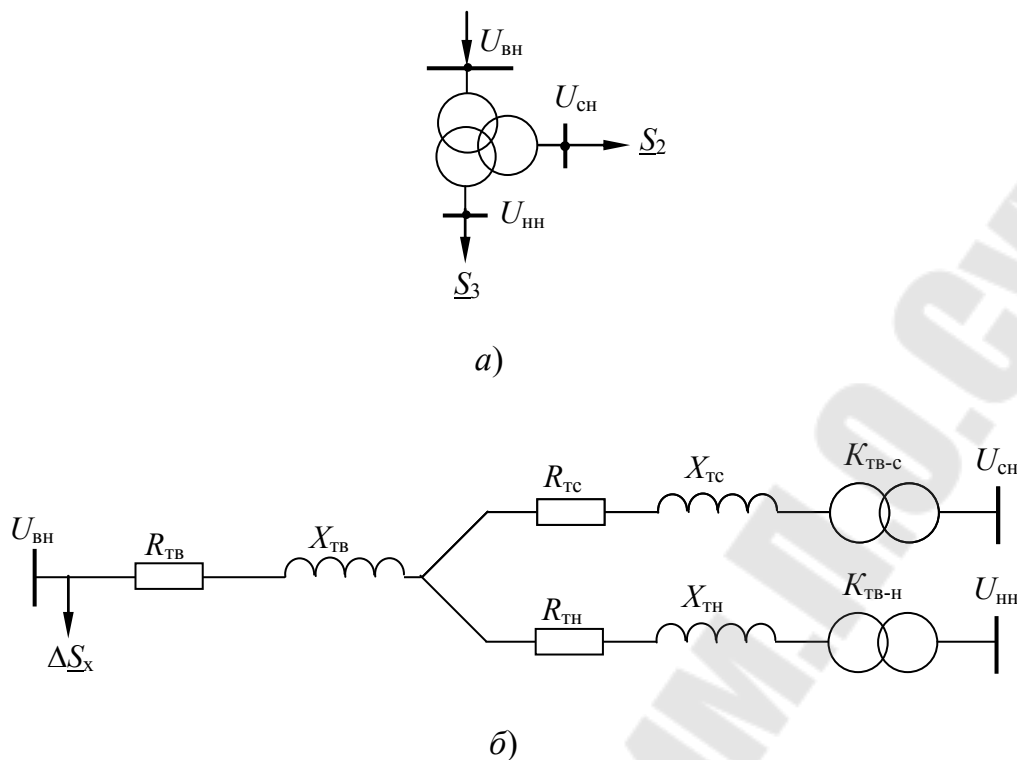


Рис. 2.7. Схема подстанции (а) и схема замещения трёхобмоточного трансформатора (б)

При одинаковой мощности обмоток их активные сопротивления равны:

$$R_B = R_C = R_H = \frac{1}{2} \cdot R_{\text{общ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_H^2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{0,2 \cdot 115^2}{40^2} = 0,827 \text{ Ом}.$$

Найдём напряжения короткого замыкания, соответствующие ветвям схемы замещения:

$$\begin{aligned} U_{KB} &= 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}); \\ U_{KC} &= 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \\ U_{KH} &= 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}); \\ U_{KB} &= 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%; \\ U_{KC} &= 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \approx 0; \\ U_{KH} &= 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%. \end{aligned}$$

Определяем реактивные сопротивления ветвей схемы замещения:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 35,54 \text{ Ом};$$

$$X_{ТС} = 0; \quad X_{ТН} = \frac{U_{КН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{6,25 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 20,66 \text{ Ом}.$$

Реактивные потери мощности холостого хода:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_H}{100} = \frac{0,6 \cdot 40}{100} = 0,24 \text{ Мвар}.$$

Трансформации учитывают идеальными коэффициентами трансформации с высшего на среднее напряжение:

$$K_{ТВ-С} = \frac{U_{ВН}}{U_{СН}} = \frac{115}{38,5} = 2,987,$$

и с высшего на низшее напряжение:

$$K_{ТВ-Н} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10,46.$$

Пример 2.8

На крупной узловой подстанции энергосистемы установлены два автотрансформатора АТДЦТН-200000/220/110.

Определить параметры схемы замещения двух параллельно включенных АТ, приведенные к стороне ВН.

Решение

По табл. 5.18 [1] находим паспортные данные АТ:

$$S_H = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad U_{ВН} = 230 \text{ кВ}, \quad U_{СН} = 121 \text{ кВ}, \quad U_{НН} = 11 \text{ кВ}, \quad U_{КВ-С} = 11\%, \\ U_{КВ-Н} = 32\%, \quad U_{КС-Н} = 20\%, \quad \Delta P_{КВ-С} = 430 \text{ кВт}, \quad \Delta P_x = 125 \text{ кВт}, \\ I_x = 0,5\%.$$

Мощность обмотки низшего напряжения равна 50 % номинальной мощности АТ, $S_{НН} = 0,5 \cdot S_H$.

Так как для АТ в паспортных данных указывается только значение потерь короткого замыкания для пары обмоток высшего и среднего напряжения, отнесённое к S_H автотрансформатора, то сопротивления обмоток находят по следующим выражениям:

$$R_{\text{ТВ}} = R_{\text{ТС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КВ-С}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2}; \quad R_{\text{ТН}} = R_{\text{ТВ}} \cdot \frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{НН}}};$$

$$R_{\text{ТВ}} = R_{\text{ТС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{0,43 \cdot 230^2}{200^2} = 0,284 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ТН}} = 0,284 \cdot \frac{200}{0,5 \cdot 200} = 0,568 \text{ Ом}.$$

Находим напряжения короткого замыкания и реактивные сопротивления ветвей схемы замещения одного трансформатора:

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (32 + 11 - 20) = 11,5 \text{ \%};$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0,5 \approx 0;$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5 \text{ \%};$$

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{КВ}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 30,42 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ТС}} = 0; \quad X_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{КН}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 54,22 \text{ Ом}.$$

Реактивные потери мощности холостого хода:

$$\Delta Q_{\text{X}} = \frac{I_{\text{X}} \cdot S_{\text{Н}}}{100} = \frac{0,5 \cdot 200}{100} = 1 \text{ Мвар}.$$

Найдём эквивалентные параметры схемы замещения (рис. 2.8) двух одинаковых АТ. Сопротивления обмоток уменьшаются, а потери холостого хода увеличиваются в два раза.

$$\underline{Z}_{\text{В экв}} = (0,284 + j30,42)/2 = 0,142 + j15,21 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\text{С экв}} = (0,284 + j0)/2 = 0,142 \text{ Ом};$$

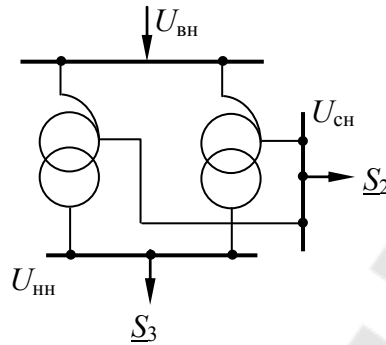
$$\underline{Z}_{\text{Н экв}} = (0,586 + j54,22)/2 = 0,293 + j27,11 \text{ Ом};$$

$$\underline{\Delta S}_{\text{X экв}} = 2 \cdot (0,125 + j1) = 0,25 + j2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

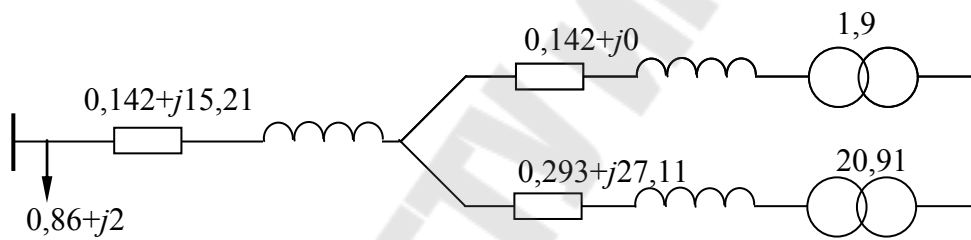
На параллельной работе трансформаторы должны иметь одинаковые коэффициенты трансформации, номинальные значения которых составляют:

$$K_{\text{ТВ-С}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} = \frac{230}{121} = 1,9,$$

$$K_{\text{ТВ-Н}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20,91.$$



a)



b)

Рис. 2.8. Схема подстанции (a) и эквивалентная схема замещения (б)

2.3. Задачи для самостоятельного решения

Задача № 1

На рисунке 2.9, a изображена принципиальная схема сети, состоящая из линии и понижающего двухобмоточного, трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора.

Для одного из заданных вариантов (табл. 1 и табл. 2) исполнения сети вычертить:

- 1) принципиальную схему сети, содержащую заданное количество линий и понижающих трансформаторов;
- 2) однолинейную схему замещения с учетом эквивалентирования линий и трансформаторов (рисунок 2.9, б);
- 3) расчетную схему замещения (рисунок 2.9, в)

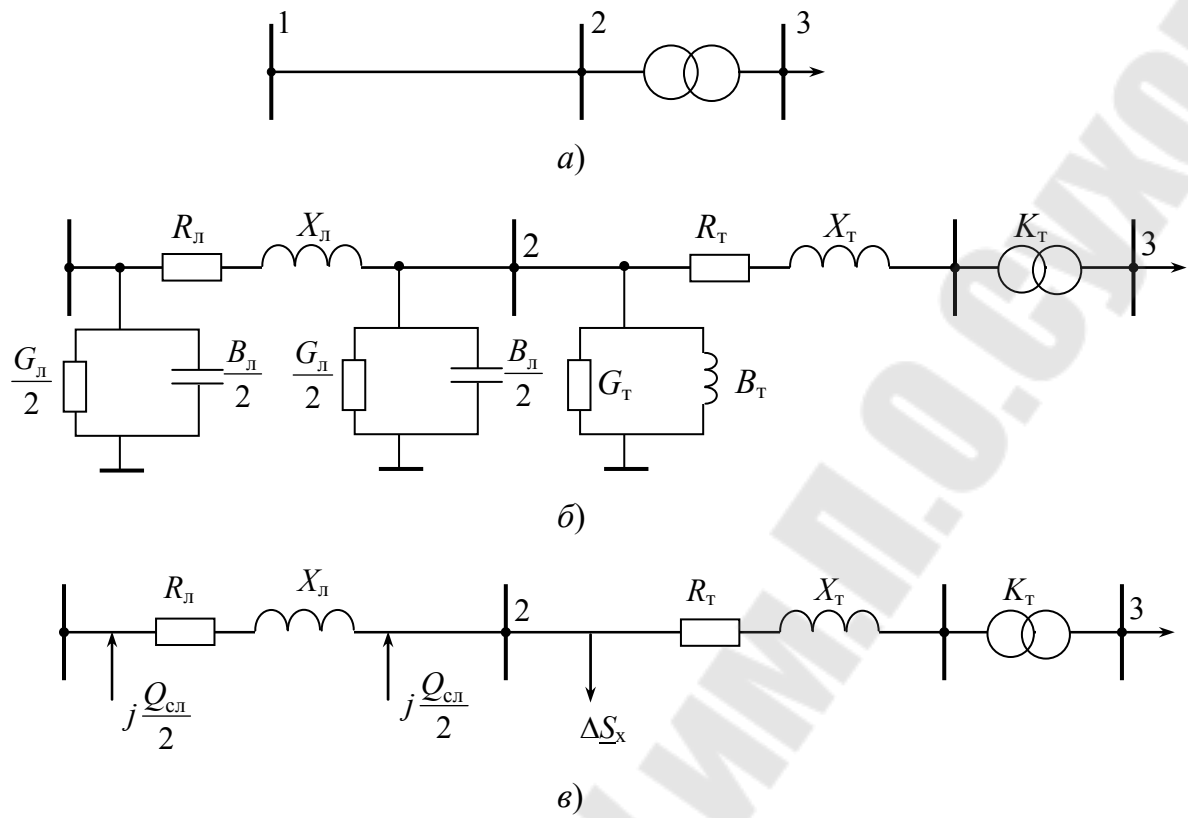


Рис. 2.9. Схемы сети:
 а) – принципиальная; б) – замещения; в) – расчетная

Таблица 2.1

Параметры линий электропередачи

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода АС	Среднегеометрическое расстояние между фазами, м	Длина линии, км	Тип и мощность понижающих трансформаторов	
1	10	35/6,2	1,5	5	ТМ-250/10	
2		50/8	1,5	7	ТМ-400/10	
3		70/11	1,5	8	ТМ-630/10	
4	35	70/11	3,5	10	ТДН-10000/35	
5		95/16	3,5	12	ТДН-16000/35	
6		120/19	3,5	15	ТРДН-25000/35	
7	110	70/11	4,5	40	ТДН-16000/110	
8		95/16	4,5	35	ТРДН-25000/110	
9		120/19	4,8	38	ТРДН-40000/110	
10		150/24	4,8	40	ТДТН-25000/110/35	
11		185/29	5,0	45	ТДТН-40000/110/35	
12		240/32	5,0	50	ТДТН-63000/110/35	
13	220	240/32	8,0	70	ТРДН-40000/220	
14		300/39	8,0	80	ТРДЦН-63000/220	
15		240/32	8,0	90	ТДТН-25000/220/35	
16		240/32	8,0	65	ТДТН-40000/220/35	
17		240/32	8,0	70	АТДЦТН-63000/220/110	
18		300/39	8,0	100	АТДЦТН-125000/220/110	
19		400/51	8,0	95	АТДЦТН-200000/220/110	
20		400/51	8,0	120	АТДЦТН-250000/220/110	
21		330	2хАС-240/32	12	100	ТРДН-40000/330
22			2хАС-300/39	12	150	ТРДЦН-63000/330
23	2хАС-400/51		12	130	АТДЦТН-125000/330/110	
24	2хАС-300/39		12	120	АТДЦТН-200000/330/110	
25	2хАС-500/64		12	170	АТДЦТН-240000/330/110	

Таблица 2.2

Количественная характеристика элементов сети

Номер варианта	Количество параллельных элементов	
	линий	трансформаторов
1 – 8	1	1
9 – 15	2	1
16 – 25	2	2

Задача № 2

По данным табл. 2.1 определить параметры схемы замещения линий электропередачи, учитывая количество цепей, указанное в табл. 2.2.

Определить следующие погонные (на 1 км линии) и полные параметры ее схемы замещения:

- 1) активное сопротивление, Ом/км, Ом;
- 2) реактивное сопротивление, Ом/км, Ом;
- 3) емкостную (реактивную) проводимость, См/км, См;
- 4) зарядную мощность, Мвар/км, Мвар.

Сопоставить найденные погонные параметры линий с каталожными данными.

Определить отношение реактивного сопротивления линии к активному.

Найденные полные параметры нанести на схему замещения линии электропередачи и расчетную схему замещения (рис. 2.9, б, в) с учетом имеющихся параллельных цепей.

Задача № 3

Для заданного в табл. 2.1 типа трансформатора выписать паспортные данные, определить параметры схемы замещения и расчетной схемы замещения (см. рисунок 2.9, б, в):

- 1) активные сопротивления обмоток, Ом;
- 2) реактивные сопротивления обмоток, Ом;
- 3) активные проводимости, См;
- 4) реактивные проводимости, См;
- 5) потери холостого хода, МВ·А.

Найденные параметры в табличной форме сопоставить с паспортными данными и согласовать с преподавателем. Найденные параметры нанести на схемы рис. 2.9, б, в (с учетом имеющихся параллельных трансформаторов).

Контрольные вопросы

1. Какой схемой замещения представляются линия электропередачи, двухобмоточный трансформатор, трехобмоточный трансформатор?
2. Чем отличаются схемы замещения воздушной и кабельной линии, воздушной линии 110 кВ и выше от схемы замещения воздушной линии 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,38 кВ?

3. Как изменится активное сопротивление линии при повышении температуры окружающей среды?
 4. Какое реактивное (индуктивное) сопротивление линии предпочтительнее – большее или меньшее, и почему?
 5. Какими конструктивными параметрами линии можно влиять на величину ее реактивного сопротивления?
 6. Какое влияние на работу линии электропередачи оказывает ее реактивная проводимость (зарядная мощность)?
 7. Какими конструктивными параметрами воздушной линии можно влиять на величину ее реактивной проводимости?
 8. Каково соотношение между активным и реактивным сопротивлениями в воздушной и кабельной линиях?
 9. Какие используют условные изображения двух-, трехобмоточных силовых трансформаторов и автотрансформаторов?
 10. Как обозначаются типы силовых трансформаторов? Как расшифровываются буквы в обозначениях типов трансформаторов и автотрансформаторов?
 11. Что относится к паспортным (каталожным) данным двухобмоточных трансформаторов?
 12. Какими схемами замещения моделируется двухобмоточный трансформатор?
 13. Чем отличаются каталожные данные для двух- и трехобмоточных трансформаторов?
 14. В чем состоит особенность расчета сопротивлений для трехобмоточного трансформатора по сравнению с двухобмоточным?
- Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [4], с. 11, 24 – 25. Там же на с. 7 – 11, 15 – 20 приведены примеры решения задач.

3. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В линиях и трансформаторах потери разделяют на переменные и постоянные. Переменными являются потери в сопротивлениях элементов электрической сети, зависящие от нагрузки. Постоянные потери не зависят от нагрузки участка сети, и определяются приложенным к поперечным ветвям напряжением. К ним относятся потери холостого хода трансформаторов, потери на корону и потери от токов утечки по изоляторам в ВЛ, потери в изоляции КЛ. Существуют различные методы определения расчёта потерь электроэнергии:

- метод графического интегрирования (определения потерь по графику нагрузки);
- метод времени наибольших потерь;
- метод среднеквадратичных параметров.

Ниже приведены примеры расчёта потерь электроэнергии различными методами в элементах электрических сетей.

Пример 3.1

К двухцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ длиной $l = 40$ км, выполненной маркой провода АС-240/32, подключена нагрузка, режим работы которой характеризуется годовым графиком нагрузки по продолжительности, приведенным в табл. 3.1.

Наибольшая передаваемая активная мощность $P_{нб} = 90$ МВт, $\cos\varphi = 0,9$.

Таблица 3.1

Характеристика годового графика нагрузки по продолжительности

Номера ступеней графика	1	2	3	4
Величина нагрузки в долях от наибольшей передаваемой активной мощности	1,0	0,8	0,6	0,4
Длительность ступеней, ч	1000	2000	3000	2760

Определить годовые нагрузочные потери электроэнергии вышеперечисленными методами.

Решение

Для заданной марки провода по табл. 3.8 [1] принимаем значение $r_0 = 0,118$ Ом/км.

Тогда $R_{л} = 0,5 \cdot r_0 \cdot l = 0,5 \cdot 0,118 \cdot 40 = 2,36$ Ом.

1) Определим потери электроэнергии по графику нагрузки. На каждой ступени графика потери мощности и потери электроэнергии найдём по формулам:

$$\Delta P_j = \frac{P_j^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R_j, \quad \Delta W = \sum_{j=1}^4 \Delta P_j \cdot \Delta t_j.$$

В результате получим:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{90^2}{110^2 \cdot 0,9^2} \cdot 2,36 \cdot 1000 + \frac{(90 \cdot 0,8)^2}{110^2 \cdot 0,9^2} \cdot 2,36 \cdot 2000 + \\ &+ \frac{(90 \cdot 0,6)^2}{110^2 \cdot 0,9^2} \cdot 2,36 \cdot 3000 + \frac{(90 \cdot 0,4)^2}{110^2 \cdot 0,9^2} \cdot 2,36 \cdot 2760 \\ &= 7414,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

На основании графика нагрузки по продолжительности определим энергию, переданную по линии:

$$\begin{aligned} W &= \sum_{j=1}^4 P_j \cdot \Delta t_j = 90 \cdot 1000 + 90 \cdot 0,8 \cdot 2000 + 90 \cdot 0,6 \cdot 3000 + \\ &+ 90 \cdot 0,4 \cdot 2760 = 495360 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Тогда потери электроэнергии в процентах от передаваемой составят:

$$\Delta W = \frac{7414,68}{495360} \cdot 100 \% = 1,5 \%$$

2) Определим потери энергии методом времени наибольших потерь. Из графика нагрузки по продолжительности определим время использования наибольшей активной мощности:

$$T_{\text{нба}} = \frac{W_a}{P_{\text{нб}}} = \frac{495360}{90} = 5504 \text{ ч}.$$

Вычислим время наибольших потерь:

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + T_{\text{нба}} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 5504 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 3984,2 \text{ ч}. \end{aligned}$$

Тогда потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = \frac{S_{\text{нб}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R \cdot \tau = \frac{90^2}{110^2 \cdot 0,9^2} \cdot 2,36 \cdot 3984,2 = 7770,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность расчёта:

$$\delta \Delta W = \frac{7770,84 - 7414,68}{7414,68} \cdot 100\% = 4,8\%.$$

3) Для определения потерь методом среднеквадратичных параметров из графика нагрузки по продолжительности найдём среднеквадратичную мощность:

$$S_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^4 S_j^2 \cdot \Delta t_j}{T}} = \sqrt{\frac{\left(\frac{90}{0,9}\right)^2 \cdot 1000 + \left(\frac{90 \cdot 0,8}{0,9}\right)^2 \cdot 2000 + \left(\frac{90 \cdot 0,6}{0,9}\right)^2 \cdot 3000 + \left(\frac{90 \cdot 0,4}{0,9}\right)^2 \cdot 2760}{8760}} = 65,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Среднеквадратичный ток:

$$I_{\text{ск}} = \frac{S_{\text{ск}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{65,88 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 345,78 \text{ А}.$$

Тогда годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\text{ск}}^2 \cdot R \cdot T = 3 \cdot 345,78^2 \cdot 2,36 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 7415,44 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Погрешность относительно результата по методу графика нагрузки составляет:

$$\delta \Delta W = \frac{7415,44 - 7414,68}{7414,68} \cdot 100\% = 0,01\%.$$

Пример 3.2

Найти годовые потери электроэнергии в трансформаторе ТМН-6300/35 с наибольшей нагрузкой 5800 кВ·А и длительностью использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}} = 4800$ ч.

Решение

По табл. 5.12 [1] определяем паспортные данные трансформатора: $S_H = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\Delta P_K = 46,5 \text{ кВт}$, $\Delta P_X = 9,2 \text{ кВт}$. В соответствии со схемой замещения двухобмоточного трансформатора (рис. 2.4, б) потери электроэнергии в нём складываются из потерь в сопротивлениях и потерь холостого хода. Найдём их методом времени наибольших потерь. Потери энергии холостого хода в трансформаторе определяем по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_X \cdot T = 9,2 \cdot 8760 = 80,592 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем нагрузочные потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{H\delta}}{S_H} \right)^2 \cdot \tau,$$

$$\tau = \left(0,124 + T_{H\delta a} \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + 4800 \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760 = 3196 \text{ ч.}$$

$$\Delta W = 46,5 \cdot \left(\frac{5800}{6300} \right)^2 \cdot 3196 = 125960,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \Delta W + \Delta W_X = 125960,6 + 80,592 = 206552,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = \\ &= 206,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Задача № 1

Задан вариант линии электропередачи (табл. 3.2) и годовые графики активной и полной нагрузки по продолжительности (табл. 3.3). Построить годовой график нагрузки по продолжительности и определить величину нагрузочных потерь электрической энергии следующими методами:

- 1) методом графического интегрирования (по заданному графику нагрузки);
- 2) методом среднеквадратичной мощности (тока);
- 3) методом времени наибольших потерь.

Вычислить различия в потерях энергии (в процентах) по различным методам, приняв за эталонный метод графического интегрирования. Результаты расчетов свести в таблицу 3.4.

Таблица 3.2

Параметры линий электропередачи

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода АС	Длина линии, км	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
1	35	70/11	10	3
2	35	95/16	10	4
3	35	95/16	15	5
4	35	120/19	20	7
5	35	120/19	30	6
6	35	150/24	25	9
7	110	70/11	30	15
8	110	95/16	40	12
9	110	95/16	35	20
10	110	120/19	40	25
11	110	120/19	20	40
12	110	150/24	45	30
13	110	185/29	50	35
14	110	240/32	55	40
15	220	240/32	150	100
16	220	240/32	190	80
17	220	300/39	170	120
18	220	400/51	190	140
19	220	500/64	200	160
20	220	500/64	180	190

Количество параллельных линий принять равным 1, 2 или 3 по согласованию с преподавателем.

Таблица 3.3

Характеристика годового графика нагрузки по продолжительности

Номера ступеней графика нагрузки	1	2	3	4
Величина нагрузки в долях от наибольшей передаваемой активной мощности	1,0	0,8	0,6	0,4
Длительность ступеней, час	1000	2000	3000	2760
Коэффициент мощности	0,9	0,85	0,82	0,79

Таблица 3.4

Результаты расчета потерь электроэнергии в линии

Метод		Потери энергии, МВт·ч	Потери энергии в процентах от передаваемой энергии	Погрешность расчета, %
Графического интегрирования				
Среднеквадратичной мощности	Способ 1			
	Способ 2			
Времени наибольших потерь	Способ 1			
	Способ 2			

Задача № 2

1. Для заданного варианта трансформатора (трансформаторов) (табл. 3.5) и годового графика нагрузки по продолжительности (табл. 3.6) определить годовые потери электроэнергии холостого хода и нагрузочные потери. Расчеты нагрузочных потерь энергии выполнить:

а) методом графического интегрирования (по заданному графику нагрузки);

б) методом времени наибольших потерь по заданному годовому графику нагрузки по продолжительности.

2. Вычислить потери энергии холостого хода и нагрузочные в процентах от суммарных потерь. Результаты расчетов свести в табл. 3.6.

3. Определить потери реактивной мощности холостого хода и нагрузочные потери реактивной мощности.

Таблица 3.5

Данные по трансформаторам

Номер варианта	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Наибольшая передаваемая мощность, МВт
1	ТМ – 100/10	0,1	0,08
2	ТМ – 250/10	0,25	0,2
3	ТМ – 400/10	0,4	0,35
4	ТМН – 1000/35	1,0	0,8
5	ТМН – 2500/35	2,5	2,0
6	ТМН – 4000/35	4,0	3,8
7	ТМН – 4000/35	4,0	2,3
8	ТДН – 10000/35	10,0	9,0
9	ТМН – 63000/110	6,3	5,7
10	ТДН – 10000/110	10,0	9,2
11	ТДН – 16000/110	16,0	15,0
12	ТДН – 16000/110	16,0	12,0
13	ТРДН – 25000/110	25,0	23,0
14	ТРДН – 40000/110	40,0	36,0
15	ТДТН – 40000/110	40,0	37,0
16	ТРДН – 40000/220	40,0	35,0
17	ТРДЦН – 63000/220	63,0	60,0
18	ТДТН – 25000/220	25,0	22,0
19	ТДТН – 40000/220	40,0	38,0
20	ТДТН – 40000/220	40,0	34,0

Количество трансформаторов на подстанции можно принять равным 1, 2.

Таблица 3.6

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах

Метод	Потери электроэнергии, МВт·ч			Потери электроэнергии в процентах от суммарных потерь	
	Холостого хода	Нагрузочные	Суммарные	Холостого хода	Нагрузочные
Графического интегрирования					
Времени наибольших потерь					

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под временем использования наибольшей полной, активной и реактивной мощностей?
2. Что понимается под временем наибольших потерь полной, активной и реактивной мощностей?

3. Как определить среднеквадратичные ток и мощность?
4. Какова физическая природа потерь активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах?
5. Как определить КПД линии электропередачи?
6. Будут ли иметь место потери реактивной мощности в линии при передаче по ней только активной мощности? Почему?
7. Будут ли иметь место потери активной мощности при передаче по ней только реактивной мощности? Почему?
8. Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности, если она включена с одной стороны, а с другой стороны – разомкнута? Почему?
9. Какими могут быть наибольшее значение времени использования наибольшей нагрузки и наибольшее значение времени потерь?
10. От чего зависит соотношение нагрузочных потерь активной и реактивной мощностей в линиях электропередачи?
11. Как изменятся потери активной мощности при неизменной нагрузке потребителя, если к питающему ее трансформатору подключить параллельно второй трансформатор с такими же параметрами?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [4], с. 51 – 52. Там же на с. 47 – 51 приведены примеры решения задач.

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1. Расчёт режимов линий при заданной мощности нагрузки

Расчитать линию электропередачи – это значит рассчитать параметры её режима: напряжения, токи и мощности. Расчёты удобно делать по мощности нагрузки, т. е. не вычисляя, если это специально не требуется, токи в ветвях схемы. Падение напряжения и потери мощности в сопротивлении Z вычисляются через мощность на одном из его концов.

Возможны четыре случая постановки задачи расчёта линии.

Первый случай – известны мощность и напряжение в конце линии электропередачи, требуется определить мощность и напряжение в начале линии.

Второй случай – известны мощность и напряжение в начале линии электропередачи, требуется определить мощность и напряжение в конце линии.

Третий случай – известны мощность в начале линии и напряжение в конце линии, требуется определить мощность в конце линии и напряжение в начале линии.

Четвёртый случай – известны мощность в конце линии и напряжение в начале линии, требуется определить мощность в начале линии и напряжение в конце линии.

В первых двух случаях параметры режима линии определяются в результате прямого расчёта или методом «в один этап». Для третьего и четвёртого случаев параметры режима рассчитываются методом последовательных приближений или методом «в два этапа».

Ниже приведены примеры расчёта одноцепных линий электропередачи, характеризующие первый и четвёртый расчётные случаи. Электропередачи, состоящие из двух или более параллельных цепей или линий, рассчитываются аналогичным образом, по эквивалентной схеме замещения.

Пример 4.1

Дана линия электропередачи длиной 80 км, выполненная проводом марки АС-240/32, с номинальным напряжением 220 кВ. Мощность в конце линии $\underline{S}_2 = 90 + j40$ МВ·А, напряжение в конце линии $U_2 = 217$ кВ. Определить напряжение и мощность в начале линии.

Решение

Линию электропередачи представляем схемой замещения (рис. 4.1).

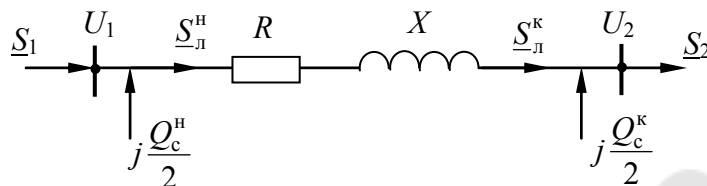


Рис. 4.1. Схема замещения ЛЭП

Определим параметры схемы замещения.

По табл. 3.9 [1] $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$,
 $b_0 = 2,604 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$, с учётом которых:

$$\underline{Z} = (r_0 + jx_0) \cdot l = (0,118 + j0,435) \cdot 80 = 9,44 + j34,8 \text{ Ом.}$$

Вычислим зарядную мощность в конце схемы замещения ЛЭП:

$$j \frac{Q_c^K}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot U_2^2}{2} = \frac{2,604 \cdot 10^{-6} \cdot 80 \cdot 217^2}{2} = 4,9 \text{ Мвар.}$$

Найдём мощность в конце ветви сопротивления:

$$\underline{S}_L^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_c^K}{2} = 90 + j40 - j4,9 = 90 + j35,1 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Вычислим потери мощности в сопротивлении \underline{Z} :

$$\Delta \underline{S}_L = \frac{(\underline{S}_L^K)^2}{U_2^2} \cdot \underline{Z} = \frac{90^2 + 35,1^2}{217^2} (9,44 + j34,8) = 1,87 + j6,9 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Найдём мощность в начале ветви сопротивления:

$$\underline{S}_L^H = \underline{S}_L^K + \Delta \underline{S}_L = 90 + j35,1 + 1,87 + j6,9 = 91,87 + j42 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Вычислим падение напряжения на сопротивлении \underline{Z} :

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_L^K \cdot R + Q_L^K \cdot X}{U_2} + j \frac{P_L^K \cdot X - Q_L^K \cdot R}{U_2} = \\ &= \frac{90 \cdot 9,44 + 35,1 \cdot 34,8}{217} + j \frac{90 \cdot 34,8 - 35,1 \cdot 9,44}{217} = 9,54 + j12,9 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Найдём напряжение в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} = \sqrt{(217 + 9,54)^2 + (12,9)^2} = 226,91 \text{ кВ.}$$

Вычислим зарядную мощность в начале схемы замещения ЛЭП:

$$\frac{Q_c^H}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot U_1^2}{2} = \frac{2,604 \cdot 10^{-6} \cdot 80 \cdot 226,91^2}{2} = 5,36 \text{ Мвар.}$$

Найдём мощность в начале линии:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_л^H - j \frac{Q_c^H}{2} = 91,87 + j42 - j5,36 = 91,87 + j36,64 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Расчёт выполняется в направлении движения по схеме замещения от конца к началу.

Пример 4.2.

Дана линия электропередачи длиной 40 км, выполненная проводом АС-185/29, с номинальным напряжением 110 кВ. Мощность в конце линии $\underline{S}_2 = 40 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, напряжение в начале линии $U_1 = 120 \text{ кВ}$. Определить напряжение в конце линии и мощность в начале линии.

Решение

Схема замещения линии электропередачи показана на рис. 4.1. Определим параметры схемы замещения. По табл. 3.8 [1] $r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,747 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$.

$$\underline{Z} = (0,159 + j0,413) \cdot 40 = 6,36 + j16,52 \text{ Ом.}$$

Расчёт можно осуществить в два этапа.

Первый этап:

Определим потоки и потери мощности, предположив, что $U_2 = U_H$.

$$j \frac{Q_c^H}{2} = j \frac{Q_c^K}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot U_H^2}{2} = \frac{2,747 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 110^2}{2} = 0,67 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_л^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_c^K}{2} = 40 + j20 - j0,67 = 40 + j19,33 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{л}} = \frac{(S_{\text{л}}^{\text{к}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot \underline{Z} = \frac{40^2 + 19,33^2}{110^2} (6,36 + j16,52) = 1,04 + j2,69 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{\text{л}}^{\text{н}} = \underline{S}_{\text{л}}^{\text{к}} + \Delta \underline{S}_{\text{л}} = 40 + j19,33 + 1,037 + j2,69 = 41,04 + j22,02 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{\text{л}}^{\text{н}} - j \frac{Q_{\text{с}}^{\text{н}}}{2} = 41,04 + j22,02 - j0,67 = 41,04 + j21,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Второй этап:

Определим напряжение U_2 .

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{P_{\text{л}}^{\text{н}} \cdot R + Q_{\text{л}}^{\text{н}} \cdot X}{U_1} + j \frac{P_{\text{л}}^{\text{н}} \cdot X - Q_{\text{л}}^{\text{н}} \cdot R}{U_1} = \\ &= \frac{41,04 \cdot 6,36 + 22,02 \cdot 16,52}{120} + j \frac{41,04 \cdot 16,52 - 22,02 \cdot 6,36}{120} = \\ &= 5,2 + j4,48 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\delta U)^2} = \sqrt{(120 - 5,2)^2 + (4,48)^2} = 114,89 \text{ кВ}.$$

4.2. Учет трансформаторов при расчете режима электрической сети

Одними из основных элементов электрической сети являются трансформаторы. Учитывая, что при расчете режима сети нагрузки потребителей задаются, как правило, со стороны обмоток низших напряжений трансформаторных подстанций, трансформаторы включаются в схему замещения сети. Для трансформаторов и автотрансформаторов с высшим напряжением обмоток 110-220 кВ, имеющих Г-образную схему замещения, сохраняются рассмотренный на примере линий порядок расчета в один этап или в два этапа. Расчет режимов сетей с трансформаторами предусматривает также определение напряжений на шинах вторичного напряжения подстанций.

Ниже на конкретных примерах рассматривается последовательность таких расчетов для подстанций с разными трансформаторами.

Пример 4.3

На подстанции установлены два параллельно работающих двухобмоточных трансформатора ТДН-16000/110. От шин НН получает

электроэнергию потребитель мощностью $\underline{S}_2 = 20 + j10$ МВ·А. Напряжение, подведенное к шинам ВН, составляет $U_1 = 119$ кВ.

Найти мощность \underline{S}_1 , которую надо подвести к обмоткам ВН трансформаторов, и напряжение U_2 на шинах НН.

Решение

Паспортные данные и параметры схемы замещения (рис. 4.2) трансформатора возьмём из табл. 5.13 [1].

$$\underline{S}_H = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; U_{НН} = 11 \text{ кВ}; \Delta P_x = 19 \text{ кВт}; R_T = 4,38 \text{ Ом}; \\ X_T = 86,7 \text{ Ом}; \Delta Q_x = 112 \text{ квар}.$$

Определим параметры эквивалентной схемы замещения двухтрансформаторной подстанции:

$$\underline{Z}_{ТЭКВ} = \frac{R_T + jX_T}{2} = \frac{4,38 + j86,7}{2} = 2,19 + j43,35 \text{ Ом};$$

$$\Delta \underline{S}_{x \text{ЭКВ}} = 2 \cdot (\Delta P_x + j\Delta Q_x) = 2 \cdot (19 + j112) = 38 + j224 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Расчёт режима будем выполнять методом в "два этапа". Находим потери мощности в обмотках трансформаторов:

$$\Delta \underline{S}_T = \frac{S_2^2}{U_{ВН}^2} \cdot \underline{Z}_{ТЭКВ} = \frac{20^2 + 10^2}{115^2} \cdot (2,19 + j43,35) = 0,083 + j1,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Найдём мощность в начале ветви сопротивления:

$$\underline{S}_T^H = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_T = 20 + j10 + 0,083 + j1,64 = 20,083 + j11,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

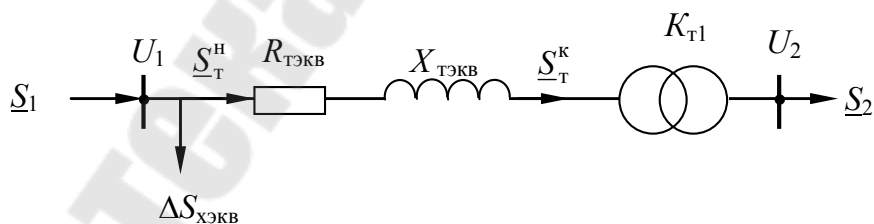


Рис. 4.2. Расчетная режимная схема двухтрансформаторной подстанции

С учётом потерь холостого хода трансформаторов найдём мощность \underline{S}_1 , подведённую к трансформатору:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_T^H + \Delta \underline{S}_x = 20,083 + j11,64 + 0,038 + j0,204 = \\ = 20,12 + j11,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Вторым этапом выполняем расчёт режима напряжений. Определяем напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, приведенное к стороне высшего напряжения.

$$\begin{aligned}
 U_2^B &= \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_T^H \cdot R_{T \text{ экв}} + Q_T^H \cdot X_{T \text{ экв}}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_T^H \cdot X_{T \text{ экв}} - Q_T^H \cdot R_{T \text{ экв}}}{U_1} \right)^2} = \\
 &= \sqrt{\left(119 - \frac{20,083 \cdot 2,19 + 11,64 \cdot 43,35}{119} \right)^2 + \left(\frac{20,083 \cdot 43,35 - 11,64 \cdot 2,19}{119} \right)^2} = \\
 &= 114,62 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Находим действительное напряжение на шинах НН подстанции:

$$U_2 = \frac{U_2^B}{K_T} = \frac{U_2^B \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{114,62 \cdot 11}{115} = 10,96 \text{ кВ}.$$

4.3. Расчёт режимов разомкнутых электрических сетей

В разомкнутых сетях питание каждой нагрузки можно осуществлять только с одной стороны. Разомкнутыми могут быть сети любых номинальных напряжений. При этом местные сети напряжением 35 кВ и ниже всегда работают в разомкнутом режиме.

При расчётах разомкнутых сетей районного значения 110, 220 кВ принципы расчёта режимов определяются исходной информацией о параметрах режимов. Исходными данными для расчёта являются: схема электрических соединений сети, характеризующая взаимную связь её элементов, сопротивления и проводимости этих элементов, нагрузки в узлах сети, представленные неизменными по величине мощностями. Если напряжение известно в наиболее удалённом от центра питания в узле, расчёт режима проводится последовательно от конца к началу каждой линии, начиная с последней или методом "в один этап". Наиболее характерным является случай, когда известно напряжение центра питания. Тогда расчёт режима ведут методом последовательных приближений или в "два этапа". При расчёте местных сетей напряжением 35 кВ и ниже используется ряд допущений: не учитываются потери мощности в линиях и потери холостого трансформаторов при расчете распределения мощностей, расчет напряжений по потере напряжения.

Пример 4.4

Выполнить расчёт установившегося режима сети, показанной на рис. 4.3. На схеме сети указаны марки проводов, длины участков (км), нагрузки в узлах (МВ·А) и напряжения в узле 2: $U_2 = 114$ кВ.

Решение:

Сеть представим схемой замещения, приведенной на рис. 4.3, б. Определим параметры схемы замещения. Для линии А-1 по табл. 3.8 [1]:

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,808 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$\underline{Z}_{A1} = (0,118 + j0,405) \cdot 40 = 4,72 + j16,2 \text{ Ом}.$$

Для линии 1-2:

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,658 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$\underline{Z}_{12} = (0,244 + j0,427) \cdot 30 = 7,32 + j12,81 \text{ Ом};$$

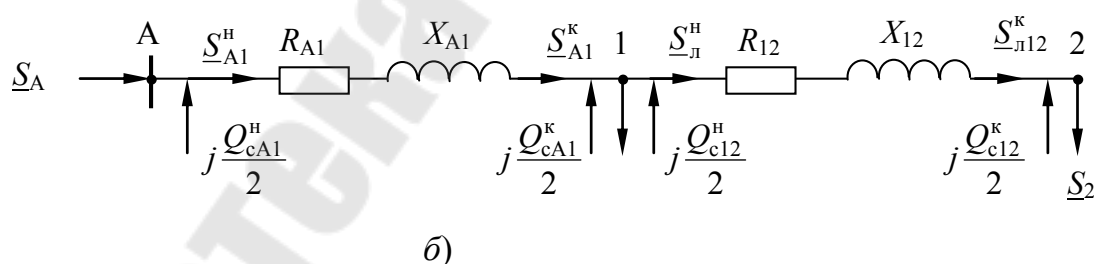
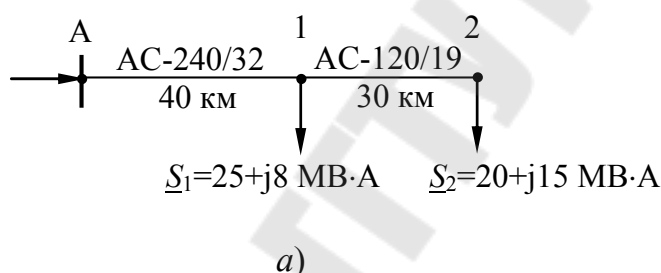


Рис. 4.3. Принципиальная схема (а) и схемы замещения (б) разомкнутой сети

Расчёт режима выполняем в один этап, последовательно переходя от участка 1-2 к участку А-1 в направлении от конца сети (точка 2) к её началу (источник питания А).

Выполняем расчёт участка 1-2:

$$j \frac{Q_{c12}^K}{2} = \frac{b_0 \cdot l_{12} \cdot U_2^2}{2} = \frac{2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 114^2}{2} = 0,518 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_{c12}^K}{2} = 20 + j15 - j0,518 = 20 + j14,48 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(S_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot \underline{Z}_{12} = \frac{20^2 + 14,48^2}{114^2} (7,32 + j12,81) = 0,34 + j0,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^H &= \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = 20 + j14,48 + 0,34 + j0,6 = \\ &= 20,34 + j15,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_1 &= \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{12}^K \cdot R_{12} + Q_{12}^K \cdot X_{12}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^K \cdot X_{12} - Q_{12}^K \cdot R_{12}}{U_2} \right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(114 - \frac{20 \cdot 7,32 + 14,48 \cdot 12,81}{114} \right)^2 + \left(\frac{20 \cdot 12,81 - 14,48 \cdot 7,32}{114} \right)^2} = \\ &= 116,18 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$j \frac{Q_{c12}^H}{2} = \frac{b_0 \cdot l_{12} \cdot U_1^2}{2} = \frac{2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 116,18^2}{2} = 0,538 \text{ Мвар}.$$

Выполняем расчет участка А-1:

$$j \frac{Q_{cA1}^K}{2} = \frac{b_0 \cdot l_{A1} \cdot U_1^2}{2} = \frac{2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 116,18^2}{2} = 0,758 \text{ Мвар}.$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{A1}^K &= \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_1 - j \frac{Q_{c12}^H}{2} - j \frac{Q_{A1}^K}{2} = \\ &= 20,34 + j15,08 + 25 + j8 - j0,538 - j0,758 = 45,34 + j21,78 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{A1} &= \frac{(S_{A1}^K)^2}{U_1^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = \frac{45,34^2 + 21,78^2}{116,18^2} (4,72 + j16,2) = \\ &= 0,88 + j3,04 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1}^H &= \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = 45,34 + j21,78 + 0,88 + j3,04 = \\ &= 46,22 + j24,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$U_A = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{A1}^K \cdot R_{A1} + Q_{A1}^K \cdot X_{A1}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^K \cdot X_{A1} - Q_{A1}^K \cdot R_{A1}}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(116,18 - \frac{46,22 \cdot 4,72 + 24,82 \cdot 16,2}{116,18} \right)^2 + \left(\frac{46,22 \cdot 16,2 - 24,82 \cdot 4,72}{116,18} \right)^2} =$$

$$= 121,6 \text{ кВ};$$

$$j \frac{Q_{cA1}^H}{2} = \frac{b_0 \cdot l_{A1} \cdot U_A^2}{2} = \frac{2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 121,6^2}{2} = 0,83 \text{ Мвар};$$

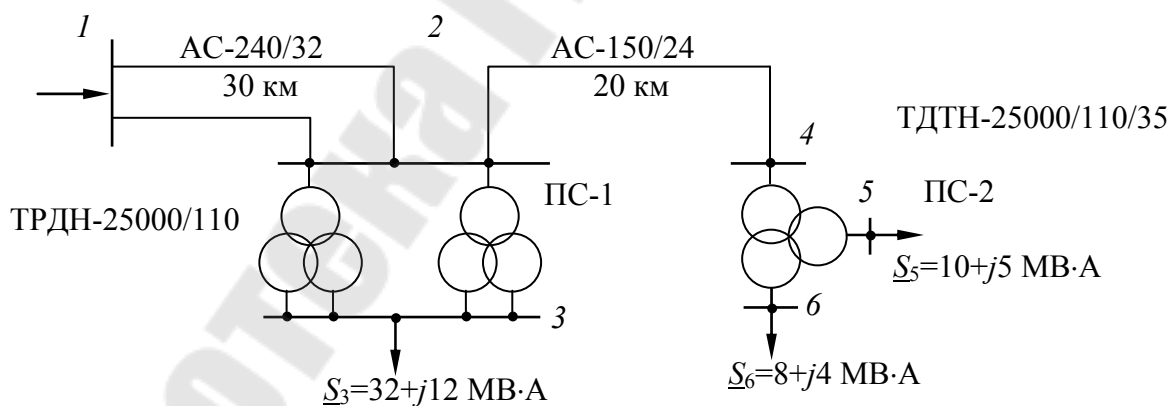
$$S_A = S_{A1}^H - j \frac{Q_{cA1}^H}{2} = 46,22 + j24,82 - j0,83 = 46,22 + j24 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Пример 4.5

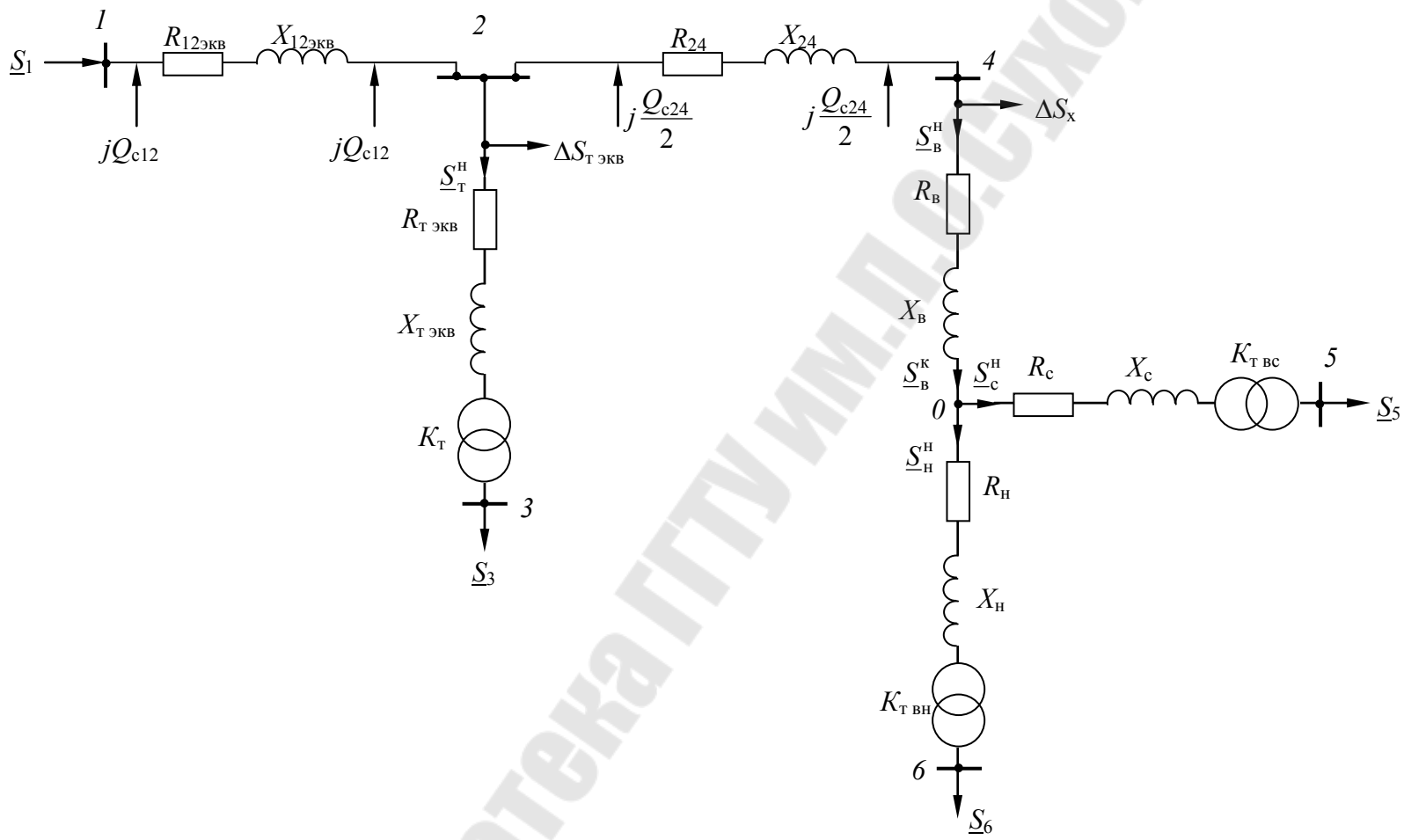
Для приведенной на рис. 4.4 схемы электрической сети выполнить расчёт установившегося режима. Марки проводов и сечения, длины участков, марки трансформаторов и нагрузки на шинах среднего и низшего напряжений подстанций указаны на схеме сети. Напряжение в узле 1 равно 120 кВ.

Решение

Составляем схему замещения сети для расчета режима. Она представлена на рис. 4.4, б).



a)



б)

Рис. 4.4. Принципиальная схема сети (а) и схема замещения (б)

Определяем параметры схемы замещения. Значения погонных параметров линий принимаем по табл. 3.8 [1].

Линия 1-2:

$$r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}; b_0 = 2,808 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$\underline{Z}_{12\text{экв}} = \frac{(0,118 + j0,405) \cdot 30}{2} = 1,77 + j16,2 \text{ Ом};$$

$$Q_{c12} = 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 110^2 = 1,02 \text{ Мвар.}$$

Линия 2-4:

$$r_0 = 0,204 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}; b_0 = 2,707 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$\underline{Z}_{24} = (0,204 + j0,42) \cdot 20 = 4,08 + j8,4 \text{ Ом};$$

$$\frac{Q_{c24}}{2} = \frac{2,707 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 110^2}{2} = 0,33 \text{ Мвар.}$$

Паспортные данные трансформаторов и параметры их схем замещения принимаем по табл. 5.13 и табл. 5.14 [1].

Для двух параллельно работающих трансформаторов ТРДН-25000/110.

$$\underline{S}_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\underline{Z}_{\text{Т экв}} = \frac{R_{\text{Т}} + jX_{\text{Т}}}{2} = \frac{2,54 + j55,9}{2} = 1,27 + j27,95 \text{ Ом};$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{Х экв}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{Х}} + j\Delta Q_{\text{Х}}) = 2 \cdot (0,027 + j0,175) = 0,054 + j0,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для трёхобмоточного трансформатора ТДТН-25000/110/35

$$\underline{S}_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\underline{Z}_B = 1,5 + j56,9 \text{ Ом}; \underline{Z}_C = 1,5 + j0 \text{ Ом}; \underline{Z}_H = 1,5 + j35,7 \text{ Ом};$$

$$\Delta \underline{S}_X = 0,031 + j0,175 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассматриваемая задача сводится к расчёту режима в два этапа. Вначале находим распределение мощностей, ведя расчёт от узлов 6,5 и 3 к узлу 1.

Сначала по нагрузкам, заданным на стороне низшего \underline{S}_6 и среднего \underline{S}_5 напряжения подстанции 2, и по номинальному напряже-

нию рассчитываем потери мощности в соответствующих обмотках трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_H = \frac{S_6^2}{U_{BH}^2} \cdot \underline{Z}_H = \frac{8^2 + 4^2}{115^2} \cdot (1,5 + j35,7) = 0,01 + j0,216 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_c = \frac{S_5^2}{U_{BH}^2} \cdot \underline{Z}_c = \frac{10^2 + 5^2}{115^2} \cdot (1,5 + j0) = 0,014 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Вычисляем мощности в начале этих обмоток:

$$\underline{S}_H^H = \underline{S}_6 + \Delta \underline{S}_H = 8 + j4 + 0,01 + j0,216 = 8,01 + j4,216 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_c^H = \underline{S}_5 + \Delta \underline{S}_c = 10 + j5 + 0,014 = 10,014 + j5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Находим мощность в конце обмотки высшего напряжения:

$$\underline{S}_B^K = \underline{S}_H^H + \Delta \underline{S}_c^H = 8,01 + j4,216 + 10,014 + j5 = 18,024 + j9,216 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Как и для других обмоток, определяем потери мощности и мощность в начале обмотки высшего напряжения:

$$\Delta \underline{S}_B = \frac{(\underline{S}_B^K)^2}{U_{BH}^2} \cdot \underline{Z}_B = \frac{18,024^2 + 9,216^2}{115^2} (1,5 + j56,9) = 0,046 + j1,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_B^H = 18,024 + j9,216 + 0,046 + j1,76 = 18,07 + j10,98 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учётом потерь холостого хода трансформатора и зарядной мощности линии 2-4, связанной с ПС 2, вычисляем расчётную мощность подстанции:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{p4} &= \underline{S}_B^H + \Delta \underline{S}_x - j \frac{Q_{24}}{2} = 18,07 + j10,98 + 0,031 + j0,175 - j0,33 = \\ &= 18,1 + j10,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Аналогичные расчёты выполняем для ПС-1:

$$\begin{aligned} \underline{S}_T^H &= \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_T = 32 + j12 + \frac{32^2 + 12^2}{115^2} \cdot (1,27 + j27,95) = \\ &= 32,112 + j14,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{p2} &= \underline{S}_T^H + \Delta \underline{S}_{x \text{ экв}} - j \frac{Q_{24}}{2} - jQ_{12} = \\ &= 32,112 + j14,46 + 0,054 + j0,35 - j0,33 - 1,02 = \\ &= 32,17 + j13,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Упрощённая схема замещения с расчётными нагрузками подстанций представлена на рис. 4.5.

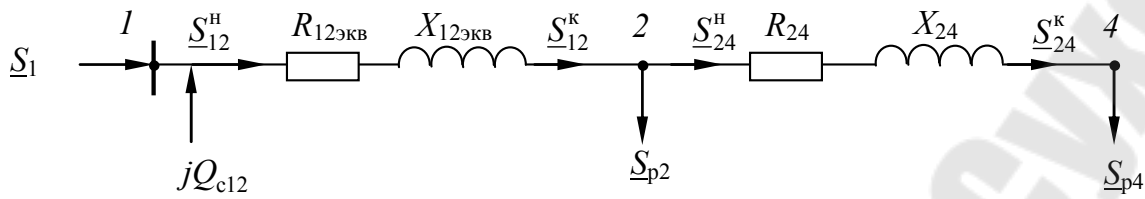


Рис. 4.5. Расчётная схема сети

Выполняем расчёт режима линий 2-4:

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_{p4} = 18,1 + j10,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\Delta \underline{S}_{24} = \frac{18,1^2 + 10,83^2}{110^2} (4,08 + j8,4) = 0,15 + j0,31 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{24}^H = 18,1 + j10,83 + 0,15 + j0,31 = 18,25 + j11,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выполним расчёт режима линии 1-2:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^K &= \underline{S}_{24}^H + \underline{S}_{p2} = 18,25 + j11,14 + 32,17 + j13,46 = \\ &= 50,42 + j24,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{50,42^2 + 24,6^2}{110^2} (1,77 + j6,1) = 0,46 + j1,59 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{12}^H = 50,42 + j24,6 + 0,46 + j1,56 = 50,88 + j26,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_1 = 50,88 + j26,16 - j1,02 = 50,88 + j25,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выполняем расчёты напряжений в узлах. В расчётах не учитываем поперечную составляющую падения напряжения:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12 \text{ экв}} + Q_{12}^H \cdot X_{12 \text{ экв}}}{U_1} = \\ &= 120 - \frac{50,88 \cdot 1,77 + 26,16 \cdot 6,1}{120} = 117,92 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Определяем напряжение на шинах низшего напряжения ПС1, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U_3^B = U_2 - \frac{P_T^H \cdot R_{T \text{ЭКВ}} + Q_T^H \cdot X_{T \text{ЭКВ}}}{U_2} = 117,92 - \frac{32,112 \cdot 1,27 + 14,46 \cdot 27,95}{117,92} =$$

$$= 114,15 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_3 = \frac{U_3^B}{K_T} = \frac{U_3^B \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{114,15 \cdot 10,5}{115} = 10,42 \text{ кВ.}$$

Выполняем расчёты напряжений в узле 4 и на шинах вторичных обмоток для трёхобмоточного трансформатора:

$$U_4 = U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot R_{24} + Q_{24}^H \cdot X_{24}}{U_2} = 117,92 - \frac{18,25 \cdot 4,08 + 11,14 \cdot 8,4}{117,92} =$$

$$= 116,5 \text{ кВ;}$$

$$U_0 = U_4 - \frac{P_B^H \cdot R_B + Q_B^H \cdot X_B}{U_4} = 116,5 - \frac{18,07 \cdot 1,5 + 10,98 \cdot 56,9}{116,5} =$$

$$= 110,97 \text{ кВ;}$$

$$U_5^B = U_0 - \frac{P_c^H \cdot R_c + Q_c^H \cdot X_c}{U_2} = 110,97 - \frac{10,014 \cdot 1,5}{110,97} = 110,83 \text{ кВ;}$$

$$U_5 = \frac{U_5^B}{K_{T \text{В-С}}} = \frac{U_5^B \cdot U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{110,83 \cdot 38,5}{115} = 37,1 \text{ кВ.}$$

$$U_6^B = U_0 - \frac{P_H^H \cdot R_H + Q_H^H \cdot X_H}{U_0} = 110,97 - \frac{8,01 \cdot 1,5 + 4,216 \cdot 35,7}{110,97} =$$

$$= 109,51 \text{ кВ;}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{K_{T \text{В-Н}}} = \frac{U_6^B \cdot U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{109,51 \cdot 11}{115} = 10,47 \text{ кВ.}$$

Пример 4.6

Для сети напряжением 10 кВ, приведенной на рис. 4.5, найти потокораспределение и наибольшую потерю напряжения. Длины участков сети в километрах, марки проводов, нагрузки (МВ·А) и коэффициенты их мощности приведены на схеме сети (рис. 4.5, а).

Решение

Схема замещения сети представлена на рис. 4.5, б.
Для линий А-1 и 1-2 по табл. П1.1 [4]:

$$r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,367 \text{ Ом/км};$$

$$\underline{Z}_{A1} = (0,422 + j0,367) \cdot 4 = 1,688 + j1,467 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{12} = (0,422 + j0,367) \cdot 2 = 0,844 + j0,734 \text{ Ом}.$$

Для линий 2-3 и 2-4:

$$r_0 = 0,777 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,386 \text{ Ом/км};$$

$$\underline{Z}_{23} = (0,777 + j0,386) \cdot 3 = 2,331 + j1,158 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{24} = (0,777 + j0,386) \cdot 2 = 1,554 + j0,772 \text{ Ом}.$$

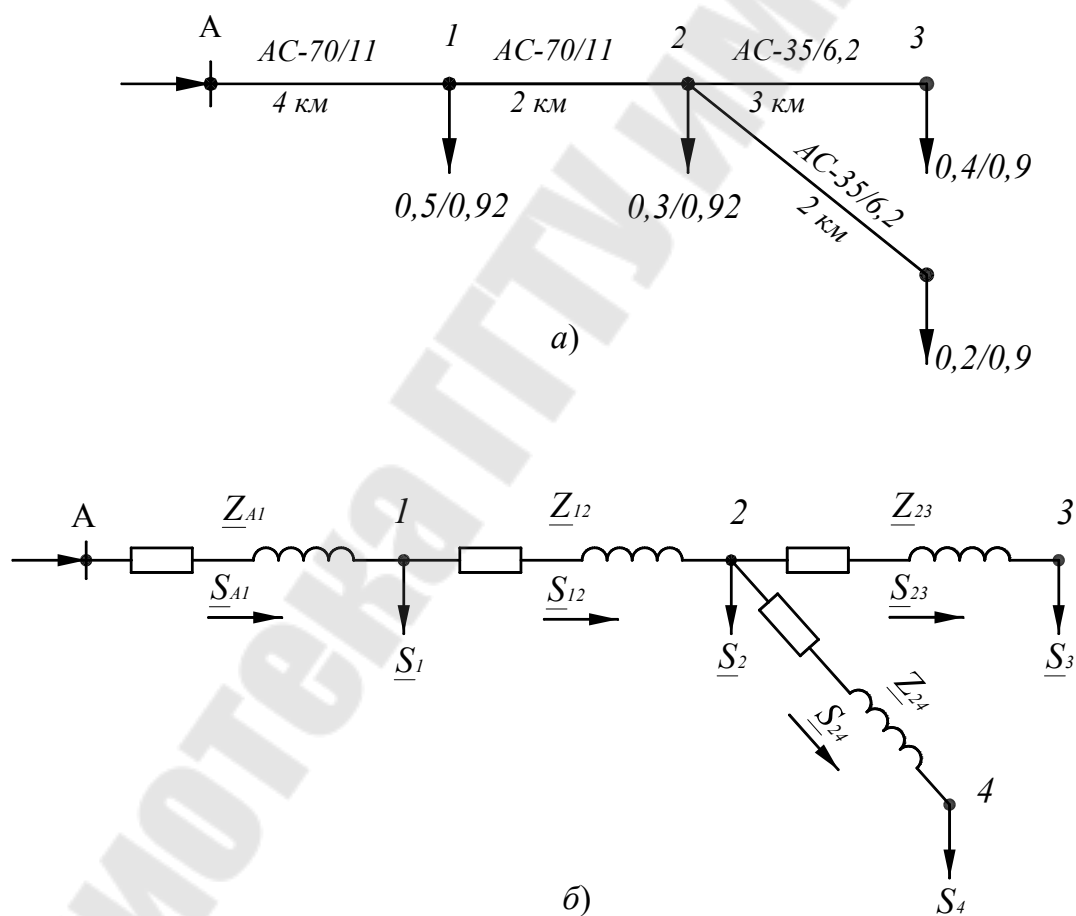


Рис. 4.5. Принципиальная схема (а) и схема замещения (б)
распределительной сети 10 кВ

Определяем активную и реактивную мощности нагрузок сети:

$$\underline{S}_1 = S_1 \cdot (\cos\varphi + j \cdot \sin\varphi) = 500 \cdot (0,92 + j0,39) = 460 + j195 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_2 = 300 \cdot (0,92 + j0,39) = 276 + j117 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_3 = 400 \cdot (0,9 + j0,436) = 360 + j174,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_4 = 200 \cdot (0,9 + j0,436) = 180 + j87,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем распределение мощностей:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = 360 + j174,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_4 = 180 + j87,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 816 + j378,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 1276 + j573,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Наибольшая потеря напряжения будет на участках А-1-2-3 или А-1-2-4. Так как часть сети А-1-2 для них общая, то сравним потери напряжения в линиях 2-3 и 2-4:

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_H} = \frac{360 \cdot 2,331 + 174,4 \cdot 1,158}{10} \cdot 10^{-3} = 0,104 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{24} = \frac{P_4 \cdot R_{24} + Q_4 \cdot X_{24}}{U_H} = \frac{180 \cdot 1,554 + 87,2 \cdot 0,772}{10} \cdot 10^{-3} = 0,035 \text{ кВ}.$$

Так как $\Delta U_{24} < \Delta U_{23}$, то наибольшая потеря напряжения будет на участке А-1-2-3.

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-1-2-3} &= \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = \frac{1276 \cdot 1,688 + 573,6 \cdot 1,468}{10000} + \\ &+ \frac{816 \cdot 0,844 + 378,6 \cdot 0,734}{10000} + 0,104 = 0,3 + 0,097 + 0,104 = 0,5 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

В процентах это составляет:

$$\frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100 \% = \frac{0,5}{10} \cdot 100 \% = 5 \ %.$$

4.4. Расчёт режима простых замкнутых электрических сетей

Замкнутыми называются электрические сети, в которых потребители (узлы нагрузки) получают электроэнергию с двух и более сторон (источников), чем обеспечивается высокая надёжность электро-

снабжения. В общем случае сети, содержащие один замкнутый контур, называются кольцевыми. Разновидностью таких сетей считаются линии или сеть с двусторонним питанием.

Расчёт режима простой замкнутой сети выполняется в несколько этапов: определяется потокораспределение без учёта потерь мощности на участках; находится точка потокораздела; сеть представляется в виде двух разомкнутых, в которых рассчитываются потоки мощности на участках с учётом потерь мощности в них и напряжения в узлах.

Ниже приводятся примеры расчётов режимов простых замкнутых сетей.

Пример 4.7

Для приведенной на рис. 4.6, а схемы замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ рассчитать параметры установившегося режима. Значения мощностей нагрузок в узлах 1 и 2, марки проводов и длины линий указаны на рисунке. Напряжение на шинах центра питания равно 119 кВ.

Решение

Составим схему замещения сети в виде линии с двусторонним питанием, разрезая кольцо в центре питания. Определим параметры схемы замещения, принимая по табл. 3.8 [1] значения погонных параметров.

$$\underline{Z}_{A1} = (0,118 + j0,405) \cdot 30 = 3,54 + j12,15 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{12} = (0,244 + j0,427) \cdot 25 = 6,1 + j10,68 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{2B} = (0,118 + j0,405) \cdot 50 = 5,9 + j20,25 \text{ Ом};$$

$$\frac{Q_{CA1}}{2} = \frac{2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 110^2}{2} = 0,51 \text{ Мвар};$$

$$\frac{Q_{C12}}{2} = \frac{2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 25 \cdot 110^2}{2} = 0,4 \text{ Мвар};$$

$$\frac{Q_{C2B}}{2} = \frac{2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 50 \cdot 110^2}{2} = 0,85 \text{ Мвар}.$$

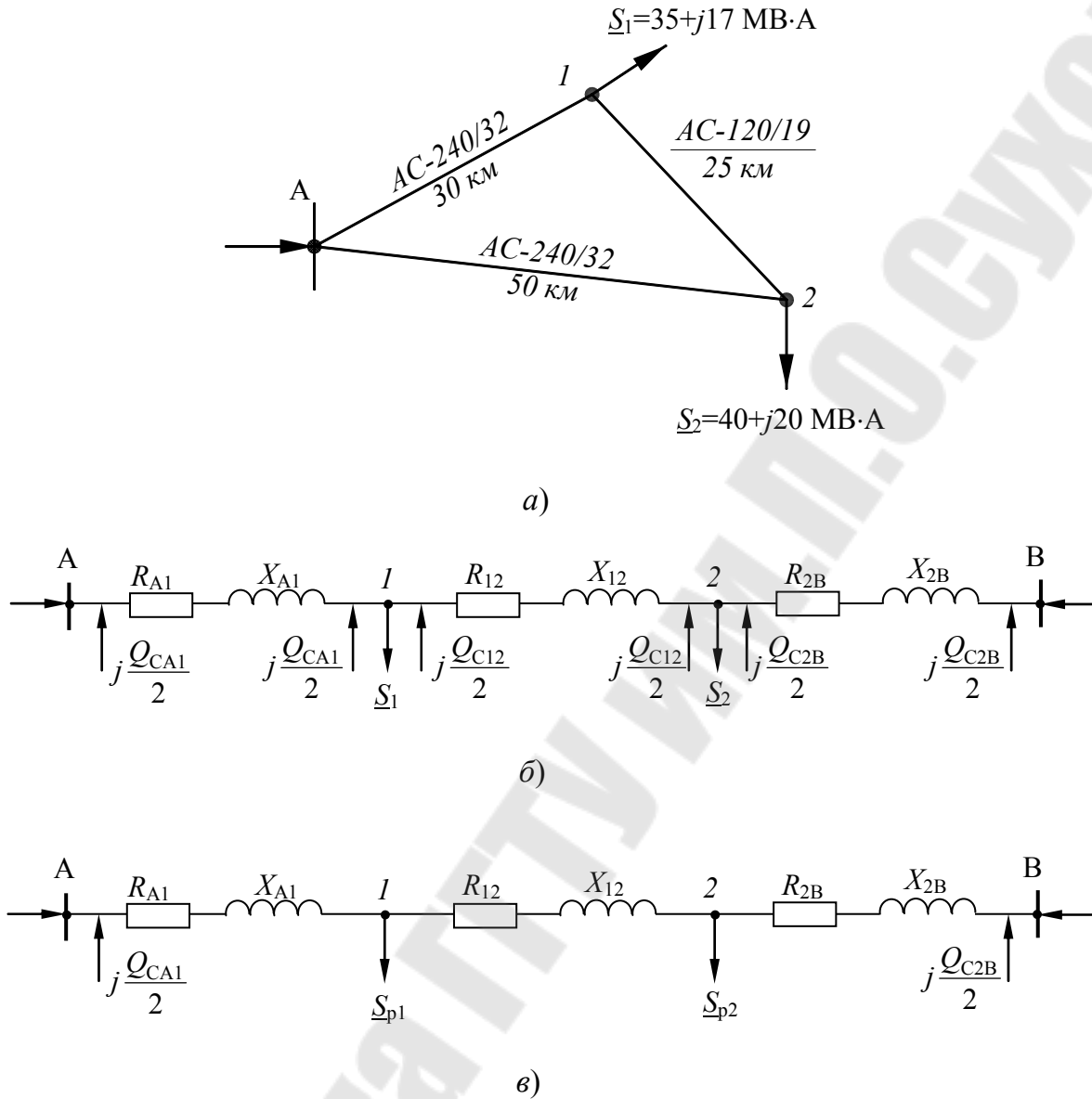


Рис. 4.6. Схема кольцевой сети 110 кВ (а), схема замещения сети (б) и расчётная схема сети (в)

Определим расчётные нагрузки узлов сети:

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_1 - j \frac{Q_{CA1}}{2} - j \frac{Q_{12}}{2} = 35 + j17 - j0,51 - j0,4 = 35 + j16,1 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_2 - j \frac{Q_{C12}}{2} - j \frac{Q_{2B}}{2} = 40 + j20 - j0,4 - j0,85 = 40 + j18,75 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Расчётная схема сети представлена на рис. 4.6, в.

Определим приближённое потокораспределение:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{p1} \cdot \underline{Z}_{1B}^* + \underline{S}_{p2} \cdot \underline{Z}_{2B}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{(35 + j16,1) \cdot (6,1 - j10,68 + 5,6 - j20,25)}{3,54 - j12,15 + 6,1 - j10,68 + 5,6 - j20,25} +$$

$$+ \frac{(40 + j18,75) \cdot (5,6 - j20,25)}{3,54 - j12,15 + 6,1 - j10,68 + 5,6 - j20,25} = 44,02 + j19,505 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{p2} \cdot \underline{Z}_{2A}^* + \underline{S}_{p1} \cdot \underline{Z}_{1A}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{(40 + j18,75) \cdot (3,54 - j12,15 + 6,1 - j10,68)}{3,54 - j12,15 + 6,1 - j10,68 + 5,6 - j20,25} +$$

$$+ \frac{(35 + j16,1) \cdot (3,54 - j12,15)}{3,54 - j12,15 + 6,1 - j10,68 + 5,6 - j20,25} = 30,98 + j15,345 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность на участке 1 – 2:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{p1} = 44,02 + j19,505 - 35 - j16,1 = 9,02 + j3,405 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Узел 2 является точкой потокоораздела сети.

В соответствии с правилами расчёта замкнутой сети разделим сеть с двусторонним питанием на две разомкнутые схемы и произведём их расчёт независимо влево и вправо от точки потокоораздела (рис. 4.7).

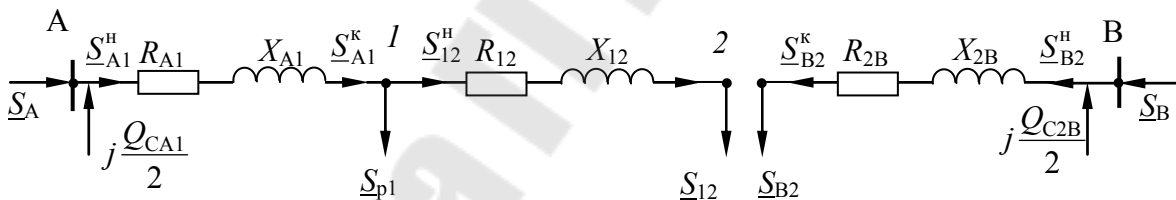


Рис. 4.7. Расчётная схема для определения потоков мощности с учётом потерь мощности

Расчёт от точки 2 влево к источнику А.

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 9,02 + j3,405 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{9,02^2 + 3,405^2}{110^2} (6,1 + j10,68) = 0,047 + j0,082 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{12}^H = 9,02 + j3,405 + 0,047 + j0,082 = 9,067 + j3,487 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{p1} = 9,067 + j3,487 + 35 + j16,1 = 44,067 + j19,587 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{44,07^2 + 19,59^2}{110^2} (3,54 + j12,15) = 0,68 + j2,335 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{A1}^H = 44,067 + j19,587 + 0,68 + j2,335 = 44,747 + j21,922 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^H - j \frac{Q_{CA1}}{2} = 44,747 + j21,922 - j0,51 = 44,747 + j21,412 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} = 119 - \frac{44,75 \cdot 3,54 + 21,92 \cdot 12,15}{119} =$$

$$= 115,43 \text{ кВ}.$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1} = 115,43 - \frac{9,067 \cdot 6,1 + 3,487 \cdot 10,68}{115,43} =$$

$$= 114,63 \text{ кВ}.$$

Расчёт от точки 2 вправо к источнику В:

$$\underline{S}_{B2}^K = \underline{S}_{B2} = 30,98 + j15,345 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{B2} = \frac{30,98^2 + 15,345^2}{110^2} (5,9 + j20,25) = 0,583 + j2,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{B2}^H = 30,98 + j15,345 + 0,583 + j2,0 = 31,563 + j17,345 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_B = 31,563 + j17,345 - j0,85 = 31,563 + j16,495 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_2 = 119 - \frac{31,563 \cdot 5,9 + 17,345 \cdot 20,25}{119} = 114,48 \text{ кВ}.$$

4.5. Задачи для самостоятельного решения

Задача № 1

Для линии электропередачи номинальным напряжением U_n , кВ, длиной l км, выполненной проводом марки АС, с нагрузкой в конце линии \underline{S}_2 и напряжением в конце линии U_2 определить:

мощность в начале линии \underline{S}_1 ,

напряжение в начале линии U_1 ,

потери активной и реактивной мощности в линии,

зарядную мощность линии Q_c ,

продольную и поперечную составляющие падения напряжения,

модуль полного падения напряжения.

Номинальное напряжение, марку провода, числовые значения l , \underline{S}_2 и U_2 принять из табл. 4.1.

Результаты расчетов занести в таблицу 4.2.

Построить в масштабе векторную диаграмму напряжений.

Задача № 2

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 1 (см. табл. 4.1) определить мощность и напряжение в конце линии \underline{S}_2 и U_2 , если известны рассчитанные в задаче № 1 мощность и напряжение \underline{S}_1 и U_1 (см. табл. 4.2). Определить также потери активной и реактивной мощности, зарядную мощность, продольную и поперечную составляющие падения напряжения и полное падение напряжения. Результаты расчетов занести в табл. 4.2.

Задача № 3

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 1 (см. табл. 4.1) определить мощность в конце линии \underline{S}_2 и напряжение в начале линии U_1 , если известны напряжение U_2 и мощность \underline{S}_1 , полученные в задаче № 1 (см. табл. 4.2). Результаты занести в табл. 4.2.

Задача № 4

Для линии электропередачи с параметрами из задачи № 1 (см. табл. 4.1) определить мощность в начале линии \underline{S}_1 и напряжение в конце линии U_2 , если известны нагрузка в конце линии \underline{S}_2 из табл. 4.1 и напряжение в начале линии U_1 , полученное в задаче № 1 (см. табл. 4.2). Результаты расчетов занести в табл. 4.2.

Таблица 4.1

Параметры линии электропередачи и режима

Номер варианта	Марка провода	Длина линии, км	Нагрузка в конце линии \underline{S}_2 , МВ·А	Напряжение в конце линии U_2 , кВ
1	АС-70/11	20	$13+j7$	112
2	АС-95/16	25	$18+j6$	113
3	АС-95/16	30	$20+j5$	115
4	АС-120/19	40	$24+j8$	117
5	АС-120/19	35	$25+j9$	114
6	АС-150/24	45	$28+j12$	117
7	АС-150/24	28	$30+j14$	112
8	АС-185/29	47	$35+j13$	116

Номер варианта	Марка провода	Длина линии, км	Нагрузка в конце линии \underline{S}_2 , МВ·А	Напряжение в конце линии U_2 , кВ
9	АС-185/29	50	38+j15	114
10	2×АС-185/29	37	64+j28	109
11	АС-240/32	55	42+j20	108
12	АС-240/32	45	45+j18	111
13	2×АС-240/32	50	87+j30	110
14	АС-240/32	60	90+j35	214
15	АС-240/32	70	85+j30	220
16	2×АС-240/32	65	175+j70	218
17	АС-300/39	75	120+j40	219
18	АС-300/39	100	115+j70	213
19	2×АС-300/39	110	230+j90	215
20	АС-400/51	140	150+j40	210
21	АС-400/51	150	145+j50	214
22	2×АС-400/51	145	300+j70	211
23	АС-500/64	130	190+j60	210
24	АС-500/64	150	200+j65	209

Таблица 4.2

Результаты решения задач 1, 2, 3, 4

Номер задачи	$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$, МВ·А	$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, МВ·А	Q_c , Мвар	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	U_1 , кВ	U_2 , кВ	ΔU , кВ	δU , кВ	$ \Delta U $, кВ

Задача № 5

Для разомкнутой электрической сети напряжением 110 кВ (рис. 4.8) определить потоки мощности в начале и в конце каждого участка сети, потери мощности и падения напряжения в линиях, напряжения в узлах сети, в том числе на вторичных сторонах трансформаторов, с учетом коэффициентов трансформации. Исходная информация о параметрах схемы сети и нагрузок узлов, напряжении на шинах источника питания А приведена в табл. 4.3, 4.4.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности в начале и в конце каждого участка и напряжениями во всех узлах.

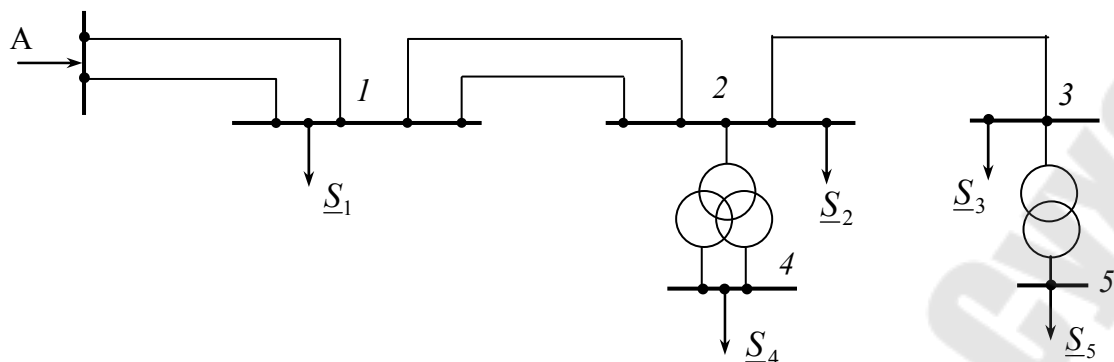


Рис. 4.8. Схема разомкнутой электрической сети с одним номинальным напряжением

Таблица 4.3

Исходная информация о параметрах схемы сети

Номер варианта	Сечение проводов участков сети длины(км)			Тип и мощность трансформаторов	
	А – 1	1 – 2	2 – 3	в узле 2	в узле 3
1	$\frac{AC - 240/32}{35}$	$\frac{AC - 150/24}{25}$	$\frac{AC - 95/16}{18}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТДН- 16000/115/11
2	$\frac{AC - 240/32}{40}$	$\frac{AC - 150/24}{30}$	$\frac{AC - 70/11}{15}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТДН- 10000/115/11
3	$\frac{AC - 240/32}{45}$	$\frac{AC - 120/19}{25}$	$\frac{AC - 95/16}{17}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТДН- 10000/115/11
4	$\frac{AC - 240/32}{30}$	$\frac{AC - 120/19}{20}$	$\frac{AC - 70/11}{10}$	ТРДН-25000 115/10,5/10,5	ТМН- 6300/115/11
5	$\frac{AC - 185/29}{35}$	$\frac{AC - 150/24}{28}$	$\frac{AC - 95/16}{18}$	ТРДН-25000 115/10,5/10,5	ТДН- 16000/115/11
6	$\frac{AC - 185/29}{32}$	$\frac{AC - 120/19}{25}$	$\frac{AC - 70/11}{12}$	ТРДН-25000 115/10,5/10,5	ТДН- 10000/115/11
7	$\frac{AC - 240/32}{43}$	$\frac{AC - 150/24}{23}$	$\frac{AC - 95/16}{10}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТМН- 6300/115/11
8	$\frac{AC - 240/32}{45}$	$\frac{AC - 120/19}{30}$	$\frac{AC - 70/11}{8,5}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТМН- 2500/110/11
9	$\frac{AC - 185/29}{30}$	$\frac{AC - 150/24}{25}$	$\frac{AC - 95/16}{15}$	ТРДН-25000 115/10,5/10,5	ТМН- 2500/110/11
10	$\frac{AC - 240/32}{48}$	$\frac{AC - 185/29}{32}$	$\frac{AC - 95/16}{15}$	ТРДН-63000 115/10,5/10,5	ТДН- 16000/115/11

Номер варианта	Сечение проводов участков сети длины(км)			Тип и мощность трансформаторов	
	A – 1	1 – 2	2 – 3	в узле 2	в узле 3
11	$\frac{AC - 240/32}{42}$	$\frac{AC - 185/29}{28}$	$\frac{AC - 70/11}{12}$	ТРДН-63000 115/10,5/10,5	ТДН- 10000/115/11
12	$\frac{AC - 240/32}{35}$	$\frac{AC - 150/24}{22}$	$\frac{AC - 70/11}{14}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТДН- 16000/115/11
13	$\frac{AC - 240/32}{30}$	$\frac{AC - 185/29}{25}$	$\frac{AC - 95/16}{10}$	ТРДН-40000 115/10,5/10,5	ТДН- 10000/115/11
14	$\frac{AC - 240/32}{45}$	$\frac{AC - 185/29}{32}$	$\frac{AC - 70/11}{12}$	ТРДН-63000 115/10,5/10,5	ТДН- 6300/115/11

Таблица 4.4

Исходная информация о параметрах режима

Номер варианта	Нагрузка в узлах (МВ·А) и коэффициент мощности					Напряжение U_A , кВ
	$\frac{S_1}{\cos \varphi_1}$	$\frac{S_2}{\cos \varphi_2}$	$\frac{S_3}{\cos \varphi_3}$	$\frac{S_4}{\cos \varphi_4}$	$\frac{S_5}{\cos \varphi_5}$	
1	$\frac{35}{0,95}$	$\frac{8}{0,95}$	$\frac{5}{0,9}$	$\frac{35}{0,92}$	$\frac{12}{0,9}$	121
2	$\frac{30}{0,9}$	$\frac{7}{0,9}$	$\frac{6}{0,93}$	$\frac{37}{0,95}$	$\frac{8}{0,92}$	119
3	$\frac{40}{0,9}$	-	$\frac{10}{0,95}$	$\frac{32}{0,9}$	$\frac{8,5}{0,9}$	120
4	$\frac{45}{0,93}$	$\frac{10}{0,95}$	$\frac{8}{0,9}$	$\frac{22}{0,93}$	$\frac{5,8}{0,93}$	118,5
5	$\frac{15}{0,9}$	$\frac{17}{0,92}$	$\frac{4}{0,92}$	$\frac{21}{0,94}$	$\frac{14}{0,9}$	119,8
6	$\frac{17}{0,93}$	$\frac{9}{0,9}$	$\frac{5}{0,9}$	$\frac{23}{0,92}$	$\frac{9}{0,95}$	120
7	$\frac{35}{0,9}$	-	$\frac{12,5}{0,93}$	$\frac{37}{0,9}$	$\frac{5,6}{0,92}$	119,5
8	$\frac{21}{0,93}$	$\frac{24}{0,95}$	$\frac{10}{0,9}$	$\frac{35}{0,92}$	$\frac{2,2}{0,9}$	119,2
9	$\frac{14}{0,9}$	$\frac{18}{0,9}$	$\frac{15}{0,92}$	$\frac{22}{0,9}$	$\frac{2,3}{0,94}$	118,7
10	$\frac{20}{0,9}$	-	$\frac{4}{0,92}$	$\frac{54}{0,9}$	$\frac{14}{0,92}$	117,5

Номер варианта	Нагрузка в узлах (МВ·А) и коэффициент мощности					Напряжение U_A , кВ
	$\frac{S_1}{\cos \varphi_1}$	$\frac{S_2}{\cos \varphi_2}$	$\frac{S_3}{\cos \varphi_3}$	$\frac{S_4}{\cos \varphi_4}$	$\frac{S_5}{\cos \varphi_5}$	
11	$\frac{22}{0,95}$	$\frac{8}{0,92}$	-	$\frac{55}{0,9}$	$\frac{8,0}{0,92}$	118,2
12	$\frac{40}{0,9}$	$\frac{6,5}{0,9}$	-	$\frac{38}{0,95}$	$\frac{13}{0,9}$	120
13	$\frac{18}{0,95}$	$\frac{18}{0,95}$	$\frac{10}{0,92}$	$\frac{35}{0,92}$	$\frac{8,5}{0,9}$	120,5
14	$\frac{20}{0,9}$	$\frac{3,0}{0,9}$	$\frac{7,5}{0,9}$	$\frac{55}{0,92}$	$\frac{5,8}{0,92}$	121

Задача № 6

Для разомкнутой электрической сети с двумя номинальными напряжениями 110 и 35 кВ (рис. 4.9) определить потоки мощности в начале и в конце каждого участка линии, потери мощности и напряжения в линиях, модули напряжений в узлах, в том числе на шинах вторичного напряжения подстанций. Исходная информация о параметрах схемы сети и нагрузках узлов, напряжении на шинах источника питания А приведена в табл. 4.5, 4.6.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности в начале и в конце каждого участка, напряжениями во всех узлах.

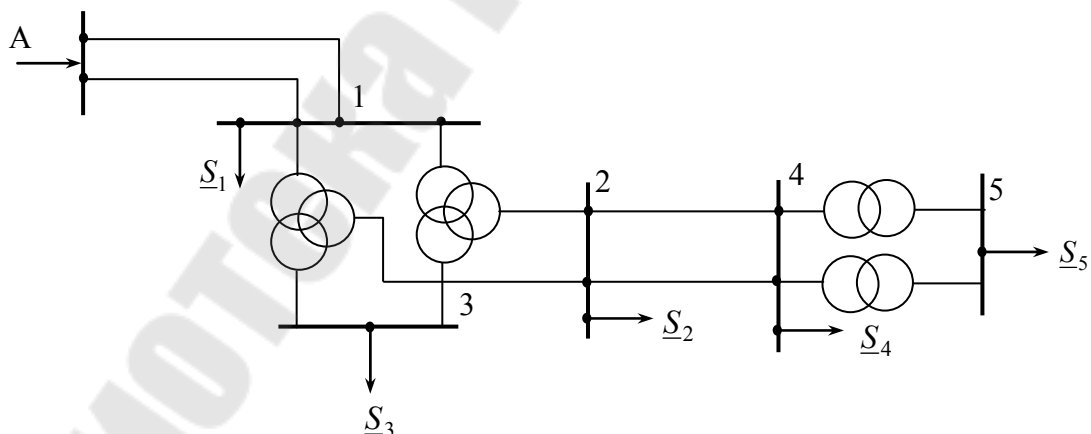


Рис. 4.9. Схема разомкнутой электрической сети с двумя номинальными напряжениями

Задача № 7

Определить наибольшую потерю напряжения и потери мощности в распределительной сети 10 кВ, представленной на рис. 4.10. Исходная информация о параметрах схемы сети и нагрузках узлов приведена в табл. 4.7.

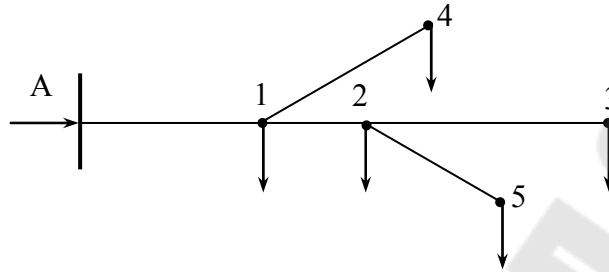


Рис. 4.10. Схема распределительной сети 10 кВ

Таблица 4.5

Исходная информация о параметрах схемы

Номер варианта	Сечение проводов участков сети длины(км)		Тип и мощность трансформаторов	
	А – 1	2 – 4	в узле 1	в узле 4
1	$\frac{AC - 240/32}{45}$	$\frac{AC - 120/19}{10}$	ТДТН-63000/ 115/38,5/11	ТДН- 6300/36,75/10,5
2	$\frac{AC - 240/32}{38}$	$\frac{AC - 120/19}{7}$	ТДТН-63000/ 115/38,5/11	ТДН- 10000/36,75/10,5
3	$\frac{AC - 185/29}{30}$	$\frac{AC - 70/11}{5}$	ТДТН-40000/ 115/38,5/11	ТМН- 6300/36,75/10,5
4	$\frac{AC - 240/32}{35}$	$\frac{AC - 120/19}{8}$	ТДТН-40000/ 115/38,5/11	ТМН- 10000/36,75/10,5
5	$\frac{AC - 185/29}{32}$	$\frac{AC - 70/11}{6}$	ТДТН-25000/ 115/38,5/11	ТМН- 4000/35/11
6	$\frac{AC - 150/24}{25}$	$\frac{AC - 120/19}{8,5}$	ТДТН-25000/ 115/38,5/11	ТМН- 6300/35/11
7	$\frac{AC - 120/19}{20}$	$\frac{AC - 70/11}{6}$	ТДТН-16000/ 115/38,5/11	ТМН- 1600/35/11
8	$\frac{AC - 185/29}{28}$	$\frac{AC - 95/16}{7}$	ТДТН-40000/ 115/38,5/11	ТМН- 4000/35/11
9	$\frac{AC - 150/24}{25}$	$\frac{AC - 70/11}{5}$	ТДТН-16000/ 115/38,5/11	ТМН- 2500/35/11
10	$\frac{AC - 185/29}{30}$	$\frac{AC - 95/16}{9}$	ТДТН-25000/ 115/38,5/11	ТМН- 2500/35/11
11	$\frac{AC - 120/19}{18}$	$\frac{AC - 70/11}{4}$	ТДТН-16000/ 115/38,5/11	ТМН- 1600/35/11
12	$\frac{AC - 240/32}{42}$	$\frac{AC - 95/16}{5}$	ТДТН-40000/ 115/38,5/11	ТМН- 6300/35/11
13	$\frac{AC - 240/32}{35}$	$\frac{AC - 120/19}{7}$	ТДТН-63000/ 115/38,5/11	ТДН- 10000/36,75/11
14	$\frac{AC - 150/24}{25}$	$\frac{AC - 70/11}{4,5}$	ТДТН-25000/ 115/38,5/11	ТМН- 1600/35/11

Таблица 4.6

Исходная информация о параметрах режима

Номер варианта	Нагрузка в узлах (МВ·А) и коэффициент мощности					Напряжение U_A , кВ
	$\frac{S_1}{\cos \varphi_1}$	$\frac{S_2}{\cos \varphi_2}$	$\frac{S_3}{\cos \varphi_3}$	$\frac{S_4}{\cos \varphi_4}$	$\frac{S_5}{\cos \varphi_5}$	
1	$\frac{9}{0,92}$	$\frac{45}{0,95}$	$\frac{24}{0,9}$	$\frac{7}{0,92}$	$\frac{7,5}{0,9}$	120
2	-	$\frac{42}{0,9}$	$\frac{30}{0,95}$	$\frac{3}{0,9}$	$\frac{12}{0,92}$	121
3	$\frac{20}{0,94}$	$\frac{25}{0,92}$	$\frac{20}{0,94}$	-	$\frac{8}{0,9}$	119
4	$\frac{40}{0,9}$	$\frac{25}{0,95}$	$\frac{15}{0,9}$	$\frac{2}{0,95}$	$\frac{13}{0,9}$	118
5	$\frac{37}{0,92}$	$\frac{12}{0,9}$	$\frac{13,5}{0,94}$	$\frac{3,5}{0,92}$	$\frac{5}{0,93}$	120
6	$\frac{23}{0,9}$	$\frac{10}{0,93}$	$\frac{10}{0,93}$	$\frac{6}{0,9}$	$\frac{8,2}{0,92}$	119
7	$\frac{25}{0,92}$	$\frac{9}{0,93}$	$\frac{4}{0,9}$	$\frac{7}{0,95}$	$\frac{2}{0,95}$	118,5
8	$\frac{17}{0,9}$	$\frac{25}{0,92}$	$\frac{18}{0,9}$	$\frac{6,5}{0,92}$	$\frac{5,2}{0,9}$	119,5
9	$\frac{35}{0,94}$	$\frac{9}{0,9}$	$\frac{5}{0,93}$	$\frac{5}{0,9}$	$\frac{3,2}{0,94}$	117,8
10	$\frac{37}{0,9}$	$\frac{13}{0,92}$	$\frac{10}{0,93}$	$\frac{8}{0,93}$	$\frac{3,4}{0,9}$	120
11	$\frac{24}{0,94}$	$\frac{10}{0,93}$	$\frac{4}{0,9}$	$\frac{6,5}{0,9}$	$\frac{1,9}{0,95}$	120,5
12	$\frac{38}{0,9}$	$\frac{30}{0,9}$	-	$\frac{4}{0,9}$	$\frac{7,5}{0,93}$	120
13	$\frac{5}{0,9}$	$\frac{39}{0,95}$	$\frac{35}{0,9}$	-	$\frac{13,5}{0,92}$	121
14	$\frac{23}{0,92}$	$\frac{20}{0,9}$	$\frac{6,5}{0,95}$	$\frac{6,0}{0,92}$	$\frac{2,2}{0,95}$	119

Таблица 4.7

Исходная информация о параметрах схемы и параметрах режима

Номер варианта	Сечение проводов участков сети длины(км)					Нагрузки (МВт) и коэффициенты мощности ($P/\cos\phi$) в узлах сети					Напряжение, U_A , кВ
	A – 1	1 – 2	2 – 3	1 – 4	2 – 5	1	2	3	4	5	
1	$\frac{AC-70/11}{1,2}$	$\frac{AC-70/11}{1,0}$	$\frac{AC-70/11}{0,8}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,8}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,6}$	$\frac{0,4}{0,92}$	$\frac{0,14}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,95}$	$\frac{0,18}{0,9}$	10,5
2	$\frac{AC-70/11}{1,2}$	$\frac{AC-70/11}{1,5}$	-	$\frac{AC-35/6,2}{0,9}$	$\frac{AC-35/6,2}{1,5}$	$\frac{0,5}{0,89}$	$\frac{0,26}{0,93}$	-	$\frac{0,2}{0,95}$	$\frac{0,25}{0,93}$	10,54
3	$\frac{AC-70/11}{1,1}$	$\frac{AC-70/11}{0,9}$	$\frac{AC-50/8}{1,0}$	-	$\frac{AC-35/6,2}{0,8}$	$\frac{0,2}{0,94}$	$\frac{0,2}{0,94}$	$\frac{0,6}{0,95}$	-	$\frac{0,4}{0,9}$	10,45
4	$\frac{AC-70/11}{1,3}$	$\frac{AC-70/11}{0,8}$	$\frac{AC-50/8}{1,6}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,6}$	-	$\frac{0,38}{0,92}$	$\frac{0,42}{0,9}$	$\frac{0,28}{0,95}$	$\frac{0,22}{0,91}$	-	10,48
5	$\frac{AC-95/16}{1,3}$	$\frac{AC-70/11}{1,2}$	$\frac{AC-70/11}{0,8}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,5}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,5}$	$\frac{0,65}{0,92}$	$\frac{0,3}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,25}{0,9}$	10,52
6	$\frac{AC-95/16}{1,8}$	$\frac{AC-70/11}{1,5}$	-	$\frac{AC-50/8}{0,7}$	$\frac{AC-50/8}{0,8}$	$\frac{0,4}{0,95}$	$\frac{0,5}{0,9}$	-	$\frac{0,5}{0,95}$	$\frac{0,4}{0,92}$	10,53
7	$\frac{AC-120/19}{1,2}$	$\frac{AC-70/11}{1,7}$	$\frac{AC-70/11}{0,8}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,8}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,65}$	$\frac{0,8}{0,92}$	$\frac{0,45}{0,9}$	$\frac{0,5}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,89}$	$\frac{0,19}{0,92}$	10,5
8	$\frac{AC-120/19}{2,0}$	$\frac{AC-95/16}{0,8}$	$\frac{AC-70/11}{0,7}$	$\frac{AC-50/8}{1,3}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,5}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,7}{0,95}$	$\frac{0,4}{0,92}$	$\frac{0,29}{0,94}$	$\frac{0,14}{0,91}$	10,49
9	$\frac{AC-120/19}{1,9}$	$\frac{AC-70/11}{1,4}$	$\frac{AC-50/8}{0,9}$	$\frac{AC-35/6,2}{0,55}$	-	$\frac{0,8}{0,92}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,92}$	-	10,48
10	$\frac{AC-70/11}{1,4}$	$\frac{AC-70/11}{1,3}$	$\frac{AC-70/11}{0,9}$	-	$\frac{AC-35/6,2}{0,6}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,28}{0,95}$	$\frac{0,25}{0,92}$	-	$\frac{0,15}{0,92}$	10,5

Задача № 8

Для схемы сети, приведенный на рис. 4.11, выполнить расчет потоков мощности, потерь мощности и падений напряжений в линиях, напряжений в узлах, в том числе на шинах вторичного напряжения подстанции. Исходная информация о параметрах схемы сети и нагрузках узлов, напряжения на шинах источника питания А приведена в табл. 4.8.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности в начале и в конце каждого участка, напряжениями во всех узлах.

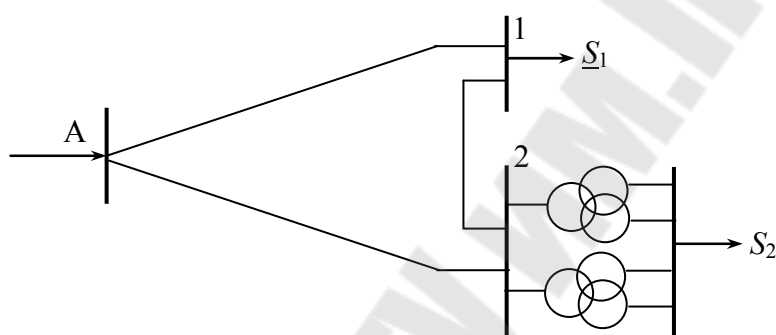


Рис. 4.11. Схема замкнутой сети

Таблица 4.8

Исходная информация о параметрах схемы и режима

Номер варианта	Сечения проводов длина (км) участков сети			Тип и мощность трансформаторов	Нагрузки в узлах (МВ·А) и коэффициенты мощности		Напряжение U_{Δ} , кВ
	A-1	1-2	A-2		$S_1/\cos\varphi_1$	$S_2/\cos\varphi_2$	
1	$\frac{AC-240/32}{40}$	$\frac{AC-240/32}{18}$	$\frac{AC-240/32}{50}$	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{45}{0,95}$	$\frac{52}{0,92}$	120
2	$\frac{AC-240/32}{38}$	$\frac{AC-120/19}{25}$	$\frac{AC-240/32}{40}$	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{47}{0,9}$	$\frac{50}{0,95}$	121
3	$\frac{AC-185/29}{28}$	$\frac{AC-185/29}{15}$	$\frac{AC-185/29}{32}$	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\frac{37}{0,95}$	$\frac{33}{0,9}$	119
4	$\frac{AC-240/32}{40}$	$\frac{AC-240/32}{20}$	$\frac{AC-240/32}{40}$	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\frac{57}{0,94}$	$\frac{35}{0,95}$	120,5
5	$\frac{AC-240/32}{45}$	$\frac{AC-240/32}{30}$	$\frac{AC-240/32}{50}$	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{38}{0,92}$	$\frac{56}{0,95}$	118
6	$\frac{AC-240/32}{50}$	$\frac{AC-240/32}{30}$	$\frac{AC-240/32}{60}$	ТРДН-40000/230/11/11	-	$\frac{55}{0,92}$	238
7	$\frac{AC-240/32}{60}$	$\frac{AC-240/32}{30}$	$\frac{AC-240/32}{50}$	ТРДЦН-63000/230/11/11	$\frac{100}{0,95}$	$\frac{80}{0,94}$	237,5
8	$\frac{AC-240/32}{45}$	$\frac{AC-240/32}{25}$	$\frac{AC-240/32}{60}$	ТРДЦН-63000/230/11/11	$\frac{95}{0,9}$	$\frac{88}{0,93}$	239
9	$\frac{AC-300/39}{60}$	$\frac{AC-300/39}{40}$	$\frac{AC-300/39}{70}$	ТРДЦН-100000/230/11/11	$\frac{100}{0,92}$	$\frac{130}{0,95}$	240
10	$\frac{AC-240/32}{30}$	$\frac{AC-185/29}{20}$	$\frac{AC-240/32}{40}$	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{44}{0,95}$	$\frac{50}{0,9}$	118

Номер ва-рианга	Сечения проводов участковсети длины (км)			Тип и мощность трансформаторов	Нагрузки в узлах (МВ·А) и коэффициенты мощности		Напряжение U_{Δ} , кВ
	A-1	1-2	A-2		$S_1/\cos\varphi_1$	$S_2/\cos\varphi_2$	
11	$\frac{AC-185/32}{28}$	$\frac{AC-120/19}{18}$	$\frac{AC-185/32}{32}$	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\frac{38}{0,95}$	$\frac{34}{0,93}$	117,5
12	$\frac{AC-240/32}{56}$	$\frac{AC-240/32}{28}$	$\frac{AC-240/32}{44}$	ТРДЦН-63000/230/11/11	$\frac{90}{0,93}$	$\frac{85}{0,92}$	238
13	$\frac{AC-300/39}{50}$	$\frac{AC-240/32}{30}$	$\frac{AC-240/32}{60}$	ТРДЦН-63000/230/11/11	$\frac{100}{0,94}$	$\frac{87}{0,91}$	239
14	$\frac{AC-300/39}{80}$	$\frac{AC-240/32}{40}$	$\frac{AC-300/39}{70}$	ТРДЦН-100000/230/11/11	$\frac{100}{0,95}$	$\frac{120}{0,92}$	240

Контрольные вопросы:

1. Каковы задачи электрического расчета электрической сети?
2. Что понимают под падением напряжения и потерей напряжения?
3. Как определить продольную и поперечную составляющие падения напряжения?
4. При расчете каких сетей можно пренебречь потерями мощности на корону?
5. При каких исходных условиях и как производят расчет режима линии электропередачи в два этапа?
6. При расчете каких сетей можно пренебречь зарядной мощностью линий?
7. Что представляет собой полная П-образная схема замещения линии?
8. Какая схема замещения трансформаторов напряжением 110, 220 кВ используется при расчете режимов сети?
9. Как осуществляется приведение нагрузок к стороне высшего напряжения трансформаторов?
10. В какой из линий, воздушной или кабельной, при одинаковом сечении, номинальном напряжении и передаваемой мощности будут меньше потери активной и реактивной мощности?
11. Какие методы чаще всего используют для расчета установившихся режимов простейших сетей?
12. Как влияют данные о нагрузке и напряжениях в узлах на последовательность расчета режима разомкнутой сети?
13. Какова последовательность расчета режима разомкнутой сети при задании напряжения в ее конечном узле?
14. В чем состоит сущность метода расчета режима разомкнутой сети "в два этапа"?
15. Какое допущение принимается при расчете режима разомкнутой сети на первом этапе?
16. Каким образом учитываются поперечные ветви при расчете режима разомкнутой сети?
17. Как определить КПД линии электропередачи при задании нагрузки в ее начале и в конце?
18. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена чисто активная нагрузка?

19. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена активно-индуктивная нагрузка?

20. Как будет выглядеть векторная диаграмма линии электропередачи, если в конце линии подключена чисто емкостная нагрузка?

21. Какие сети называются замкнутыми? Назовите виды замкнутых сетей. В чем их преимущество?

22. Что понимают под расчетной нагрузкой узла замкнутой сети?

23. На каких условиях основано выражение для расчета распределения мощностей в линии с двусторонним питанием? Запишите это выражение в общем виде.

24. В каких случаях в линии с двусторонним питанием появляется уравнивающая мощность?

25. Может ли в сети с двусторонним питанием поток реактивной мощности быть направлен навстречу потоку активной мощности?

26. Что такое "точка потокораздела" и как она выбирается?

27. Каковы особенности правила моментов для однородной сети?

28. Как уточнить потокораспределение с учетом потерь мощности?

29. Как выполняется расчет режима линии с двусторонним питанием, если точки потокораздела по активной и реактивной мощностям не совпадают?

30. Как проверить правильность расчета токов в линии с двусторонним питанием?

Дополнительные задачи для решения по данному разделу приведены в [4], с. 68 – 69, 77 – 78, 91–92, а на с. 58 – 68, 71 – 77, 80–91 приведены примеры решения задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2006.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Правила устройства электроустановок. – Мн.: УП «ДИ-ЭКОС», 2003.
4. Лычев П. В., Федин В. Т. Электрические системы и сети. Решение практических задач. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997.
5. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / Под ред. В. А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999.
6. Поспелов Г. Е., Федин В. Т., Лычев П. В. Электрические системы и сети. – Мн.: УП "Технопринт", 2004.
7. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии. – Красноярск: Издательские проекты, 2006.

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения	3
1. Основные расчетные выражения	3
2. Параметры и схемы замещения элементов электрической сети	8
2.1. Воздушные и кабельные линии	8
2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы	13
2.3. Задачи для самостоятельного решения	21
3. Расчет потерь электроэнергии в элементах электрических сетей	26
4. Расчет параметров установившихся режимов электриче- ских сетей	34
4.1. Расчет режимов линий при заданной мощности нагрузки ...	34
4.2. Учет трансформаторов при расчете режима электрической сети	37
4.3. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей	39
4.4. Расчет режимов простых замкнутых электрических сетей ..	49
4.5. Задачи для самостоятельного решения	53
Литература	68

Головач Ольга Михайловна

**ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

**Практикум
для студентов специальности 1-43 01 03
«Электроснабжение (по отраслям)»**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 15.02.10

Per. № 123E.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>