

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Шебзухова Татьяна Александровна
Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета
Дата подписания: 19.07.2023 17:23:47
Уникальный программный ключ:
d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕ-
НИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по выполнению практических работ
по дисциплине «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ**

Сертификат: 2C00000043E9AB8B952205E7BA5000600000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Введение

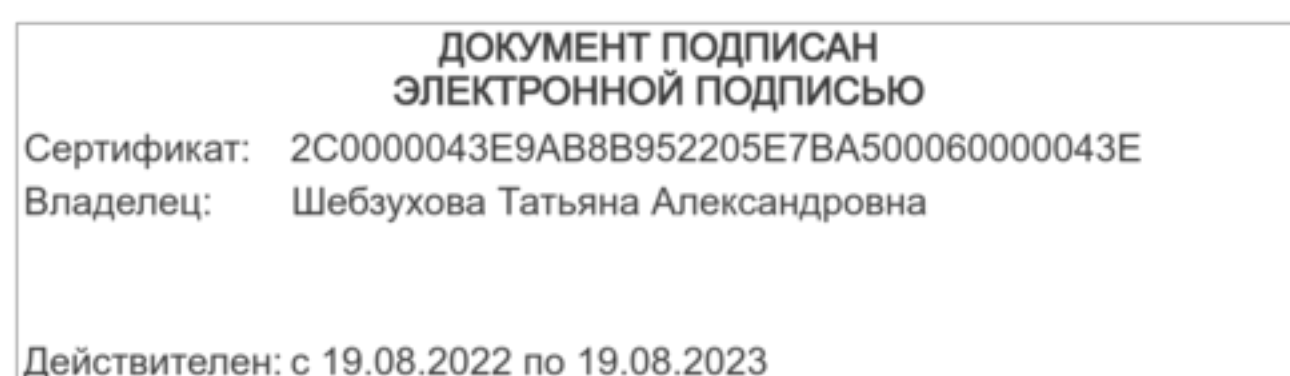
Практические занятия создают оптимальные дидактические условия для деятельностного освоения студентами содержания и методологии изучаемой дисциплины «Электроэнергетические системы и сети». Практические занятия занимают преимущественное место при изучении профессиональных дисциплин. Практические занятия проводятся с целью выработки практических умений и приобретения навыков в решении задач, отработки упражнений, выполнении чертежей, производстве расчётов и т.п.

Целью практических занятий является формирование практических умений – профессиональных (выполнять определённые действия, операции, необходимые в последующем в профессиональной деятельности) или учебных, необходимых в последующей учебной деятельности по общепрофессиональным и профессиональным дисциплинам.

Подготовка специалистов в области электроэнергетики и электротехники предусматривает изучение основ передачи и распределения электроэнергии. Поэтому в методические указания включены наиболее характерные решения задач, отражающие основные разделы курса. Приведены примеры расчета параметров элементов электрических сетей и электрических нагрузок, расчета установившихся режимов, разомкнутых и простейших замкнутых сетей.

Разбор студентами конкретных практических решений будет способствовать более глубокому осмыслению физической сущности процессов, протекающих в электроэнергетических системах и сетях, при изучении теоретического материала.

Библиографический список содержит сведения о справочной литературе и дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.



1. Цель и задачи изучения дисциплины

Целью изучения дисциплины является изучение элементов электроэнергетических систем и способов передачи и распределения электрической энергии, знакомство с устройством, электрооборудованием и режимами работы электроэнергетических систем и сетей и овладение основами расчета установившихся режимов электроэнергетических систем и сетей.

Задачами изучения дисциплины является освоение студентами современных методов проектирования и расчета режимов работы электрооборудования, приобретение навыков выбора схем электрических соединений и электрооборудования электрических подстанций и сетей на основе технико-экономических расчетов с учетом фактора надежности, расчетов и управления режимами электроэнергетических систем.

2. Оборудование и материалы

Аппаратные средства: переносной ноутбук, проектор, интерактивная доска.

Учебная аудитория для проведения учебных занятий, оснащена оборудованием и техническими средствами обучения.

3 Наименование практических работ

№ Темы дисциплины	Наименование тем дисциплины, их краткое содержание	Объем часов	Из них практическая подготовка, часов
	5 семестр		
31	Практическая работа №1. Выбор сечений и марок проводов воздушных линий. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений	1,5	
31	Практическая работа №2. Выбор номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции	1,5	
6	Практическая работа №3. Схемы замещения элементов электрических сетей	1,5	
8	Практическая работа №4. Выбор и расчет параметров схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов	1,5	
7	Практическая работа №5. Выбор и расчет параметров схем замещения линий электропередач	1,5	
9	Практическая работа №6. Расчетные нагрузки подстанций	1,5	
12	Практическая работа №7. Расчет потокораспределения активной мощности, выбор номинального напряжения сети	1,5	
14	Практическая работа №8. Расчет режимов замкнутой системы электрических сетей	3,0	
Итого за 5 семестр		13,5	
6 семестр			
18	Практическая работа №9. Расчет разомкну-	1,5	

	той сети 110 к В с тремя подстанциями		
17	Практическая работа №10. Расчет параметров установившихся режимов разомкнутых электрических цепей	1,5	
20	Практическая работа №11. Расчет параметров установившихся режимов сетей с двухсторонним питанием	3,0	
3	Практическая работа №12. Потери мощности и энергии в элементах электрических сетей	3,0	
27	Практическая работа №13. Регулирование напряжения в электрических сетях	1,5	
24	Практическая работа №14. Баланс реактивной мощности. Расчет потоков распределения реактивной мощности	1,5	
19	Практическая работа №15. Расчет сети при нескольких номинальных напряжениях.	1,5	
20	Практическая работа №16. Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях без учета потерь мощности	3,0	
24	Практическая работа №17. Определение нагрузок, баланс реактивной мощности, установка компенсирующих устройств	1,5	
23	Практическая работа №18. Активная мощность. Регулирование частоты.	1,5	
28-30, 32	Практическая работа №19. Элементы проектирования электрических сетей.	7,5	
	Итого за 6 семестр	27,0	
	Итого	40,5	

4. Содержание практических работ

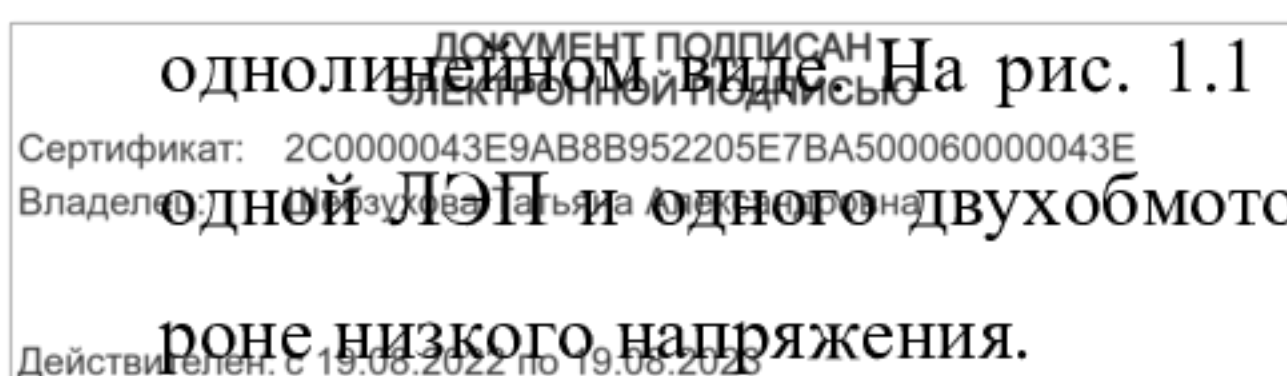
Практическая работа №1 Схемы замещения элементов электрических сетей

Цель: научиться составлять схемы замещения элементов электрических сетей

Основы теории:

Различают несколько типов схем электрических сетей: принципиальные схемы соединений; схемы замещения; расчетные (преобразованные) схемы замещения.

Все схемы трехфазных элементов ЭЭС, как правило, изображаются в однолинейном виде. На рис. 1.1 показаны все три вида схем, состоящих из одной ЛЭП и одного двухобмоточного трансформатора с нагрузкой на стороне низкого напряжения.



Совершенно естественным является удаление из схемы элементов, влияние которых на режим сети пренебрежимо мало. Так, не учитывают:

-

а - принципиальная схема; б - схема замещения; в - расчетная схема
(сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в
мегавольт- амперах, коэффициент трансформации в относительных
единицах)

- активные сопротивления обмоток трансформаторов, если не
нужно оценивать потери электрической энергии и решать вопросы повыше-

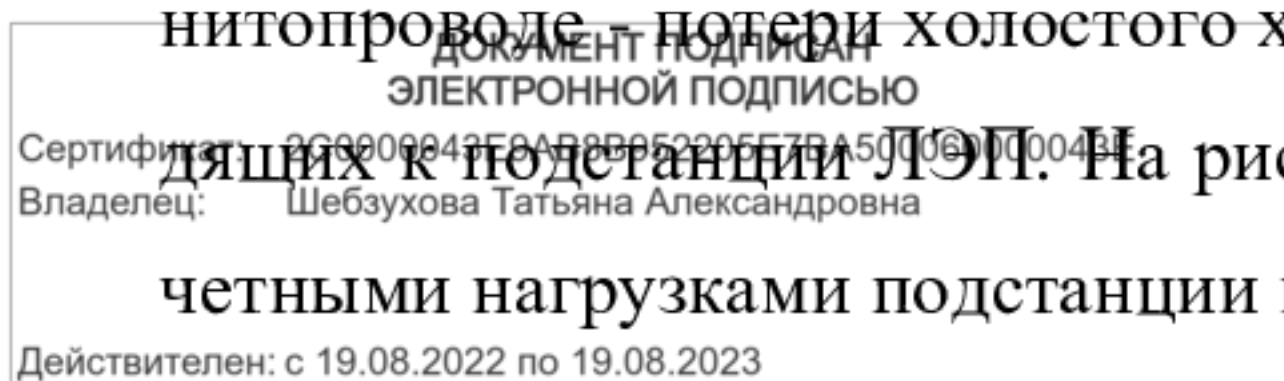
В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах индуктивное сопротивление обмоток СН принимают равным нулю и при пренебрежении активным сопротивлением получается ветвь с нулевым сопротивлением. В таких случаях можно приблизительно оценить потери реактивной мощности в обмотке НН, сложить эти потери с реактивной мощностью нагрузки НН и добавить полученную мощность на шины СН. Трехлучевая схема замещения трансформатора превращается в одну ветвь с сопротивлением обмотки ВН и трансформацией с ВН на СН; кв_с.

Современные программы расчета режимов в энергосистемах вообще не предполагают составления схем замещения или расчетных схем и используют принципиальные схемы, в которых указываются марки (тип) оборудования, число параллельных элементов и расстояния между подстанциями, которые соединяются посредством ЛЭП. Кроме того, все оборудование ЭЭС, нагрузки и варианты схем соединений закладываются в специализированные базы данных, на основе которых ведется формирование схем для расчетов различных режимов.

В тех случаях, когда необходимо составить схему замещения сети с параллельными элементами (две цепи ЛЭП, два трансформатора и т. п.) или упростить расчетную схему, выполняются последовательно-параллельные преобразования схем. В некоторых случаях выполняются преобразования треугольника в звезду и наоборот.

В практике расчетов установившихся режимов электрических сетей получило распространение понятие расчетной нагрузки подстанций, которая по сути является эквивалентным представлением части схемы электрической сети. Основная цель введения расчетной нагрузки подстанции - это упрощение схемы. В расчетную (эквивалентную) нагрузку подстанции включают саму электрическую нагрузку, потери в трансформаторе (в обмотках и в магнитопроводе), потери холостого хода), а иногда и зарядную мощность подхо-

дящих к подстанции ЛЭП. На рис. 1.2 показаны эквивалентные схемы с расчетными нагрузками подстанции из рис. 1.2, б.



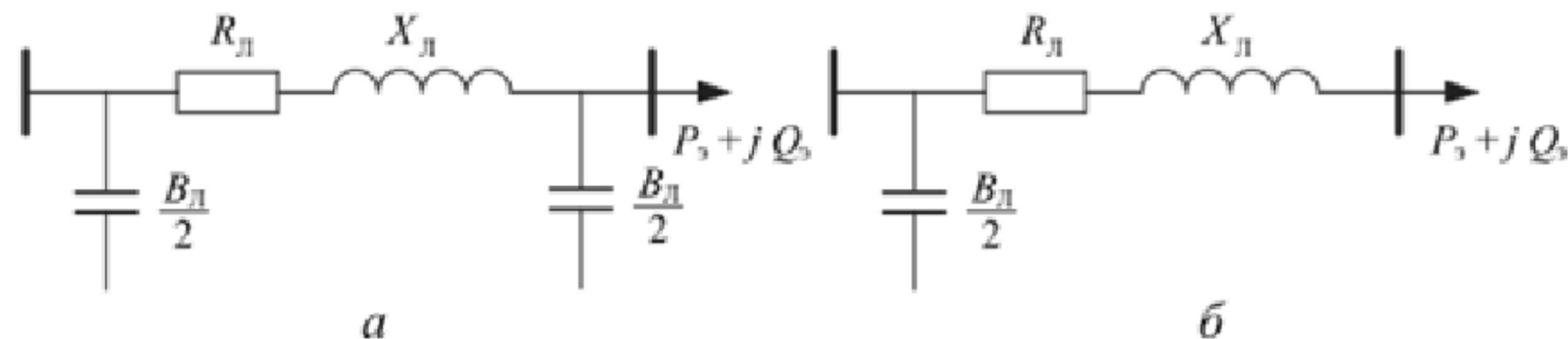


Рисунок 1.2 – Эквивалентные схемы замещения для электрической сети
 а - при эквивалентировании трансформатора б- при эквивалентировании трансформатора и зарядной емкости, подходящей ЛЭП

Задание:

Задача №1

Определить погонные параметры двухцепной ВЛ 110 кВ с проводами марки АС150/24, расположенными на П-образных деревянных опорах, с расстоянием между соседними фазами по горизонтали 4 м. Составить схему замещения такой линии и вычислить ее параметры, принимая длину линии равной 100 км.

Задача №2

На понижающей подстанции установлены два трансформатора типа ТДН 10000/110 со следующими каталожными данными: $U_{В\text{ ном}}=115\text{ кВ}$, $U_{Н\text{ ном}}=11\text{ кВ}$, $\Delta P_k=60\text{ кВт}$, $u_k=10.5\%$, $\Delta P_x=11\text{ кВт}$, $I_{xx}=0.9\%$.

Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов и вычислить потери мощности в них при нагрузке на шинах низшего напряжения $S_2=12+j7.2\text{ МВА}$, $\cos \varphi_2=0.85$.

Задача №3

Документ подписан
 Электронной подписью
 Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
 Владелец: ООО «Электронная подпись»
 Действителен с 19.08.2022 по 19.08.2023

На узловой подстанции районной электрической сети установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДЦТН 63000/220 с соотношением мощностей обмоток 100%/100%/100% и со следующими каталожными дан-

ными: $U_{B\text{ ном}}=230\text{ кВ}$, $U_{C\text{ ном}}=38,5\text{ кВ}$, $U_{H\text{ ном}}=11\text{ кВ}$, $u_{к\text{ В-С}}=12,5\%$, $u_{к\text{ В-Н}}=24\%$, $u_{к\text{ С-Н}}=10,5\%$, $\Delta P_{к\text{ В-Н}}=320\text{ кВт}$, $\Delta P_{xx}=91\text{ кВт}$, $I_{xx}=1\%$. Нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения $S_2=40+j30\text{ МВА}$, $S_3=40+j30\text{ МВА}$.

Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов и вычислить суммарные потери мощности в них по каталожным данным.

Задача №4

Составить схему замещения электрической сети (рис.1.). исходные данные: ЛЭП1 длиной 160 км выполнена проводом 2АС-300х2, номинальное напряжение 330 кВ; ЛЭП2 длиной 90 км выполнена проводом 4АС-300, номинальное напряжение 220 кВ; Т1-автотрансформатор 3АТДЦТН-240000/330/220; мощности нагрузок $P_4=400\text{ МВт}$, $P_4=50\text{ МВт}$, $\cos\varphi=0,9$

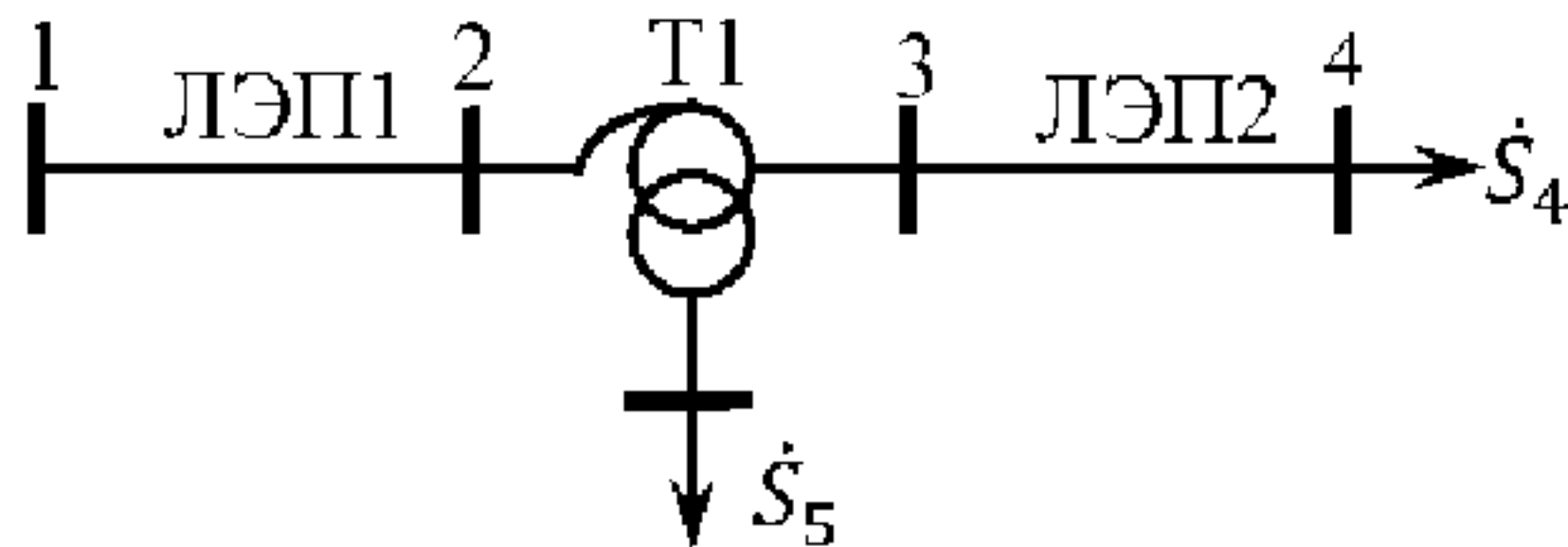


Рисунок – Исходная схема сети

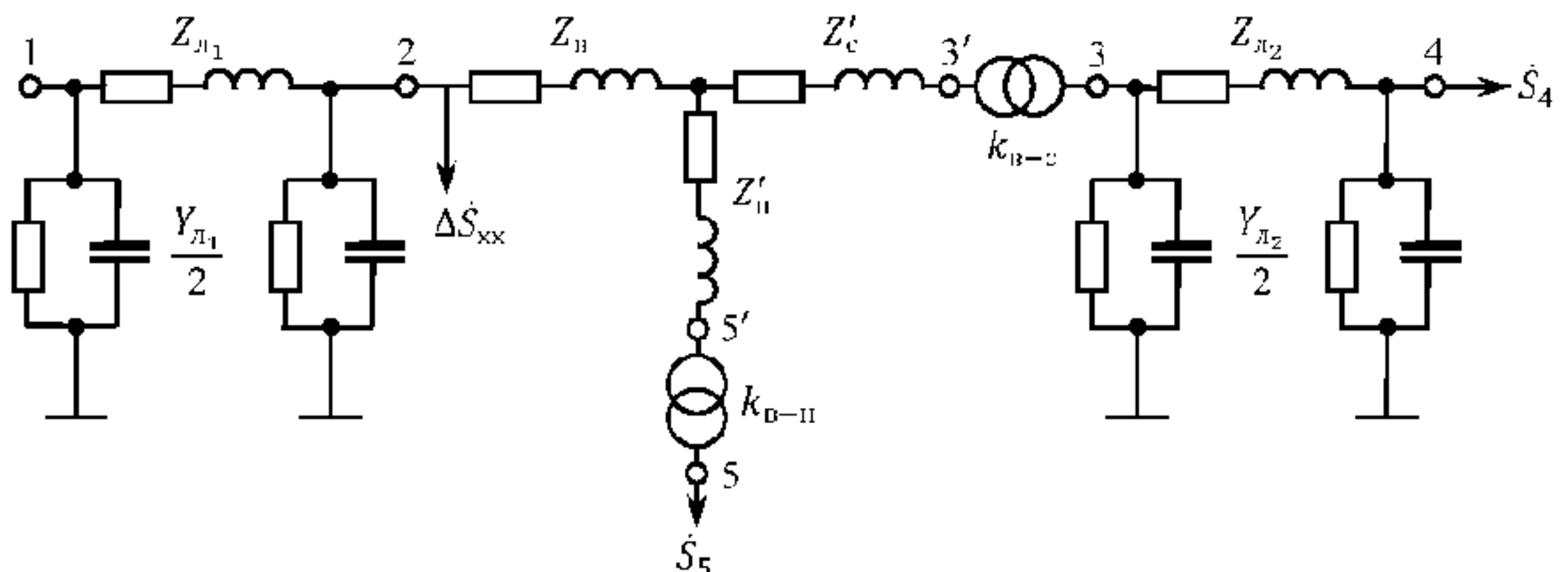


Рисунок – Схема замещения сети

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Контрольные вопросы:

1. Классификация электрических сетей?

2. Схемы замещения электрических линий местных и районных электрических сетей.
3. Схемы замещения трансформаторов (автотрансформаторов)?

Практическая работа №2 Потери мощности и энергии в элементах электрических сетей

Цель: научиться определять потери мощности в трансформаторах и линиях электропередачи

Основы теории:

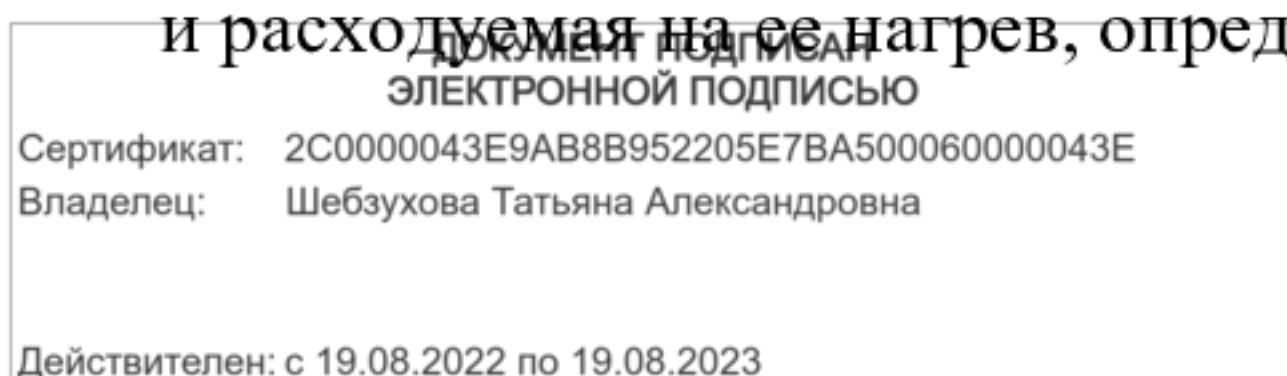
Для количественной характеристики работы элементов электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Рабочий режим – это установившееся электрическое состояние, которое характеризуется значениями токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей.

Основной целью расчета режимов является определение этих параметров, как для проверки допустимости режимов, так и для обеспечения экономичности работы элементов сетей.

Определение значений токов в элементах сети и напряжений в ее узлах начинается с построения картины распределения полной мощности по элементу, т.е. с определения мощностей в начале и конце каждого элемента. Такую картину называют потокораспределением.

Рассчитывая мощности в начале и в конце элемента электрической сети, учитывают потери мощности в сопротивлениях элемента и влияние его проводимостей.

Потери активной мощности на участке ЛЭП (см. рис. 2.1) обусловлены активным сопротивлением проводов и кабелей, а также несовершенством их изоляции. Мощность, теряемая в активных сопротивлениях трехфазной ЛЭП и расходуемая на ее нагрев, определяется по формуле:



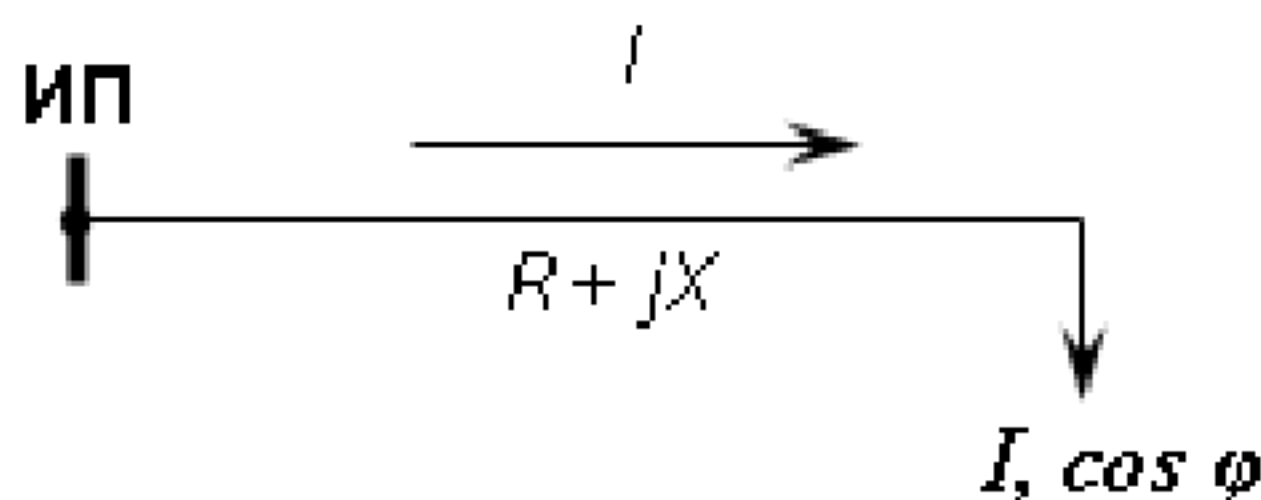


Рисунок 2.1 – К расчету потерь мощности в ЛЭП

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R\end{aligned}$$

где I, I_a, I_p – полный, активный и реактивный токи в ЛЭП;

P, Q, S – активная, реактивная и полная мощности в начале или конце ЛЭП;

U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

R – активное сопротивление одной фазы ЛЭП.

Потери активной мощности в проводимостях ЛЭП обусловлены несовершенством изоляции. В воздушных ЛЭП – появлением короны и, в очень незначительной степени, утечкой тока по изоляторам. В кабельных ЛЭП – появлением тока проводимости, а его абсорбции. Рассчитываются потери по формуле:

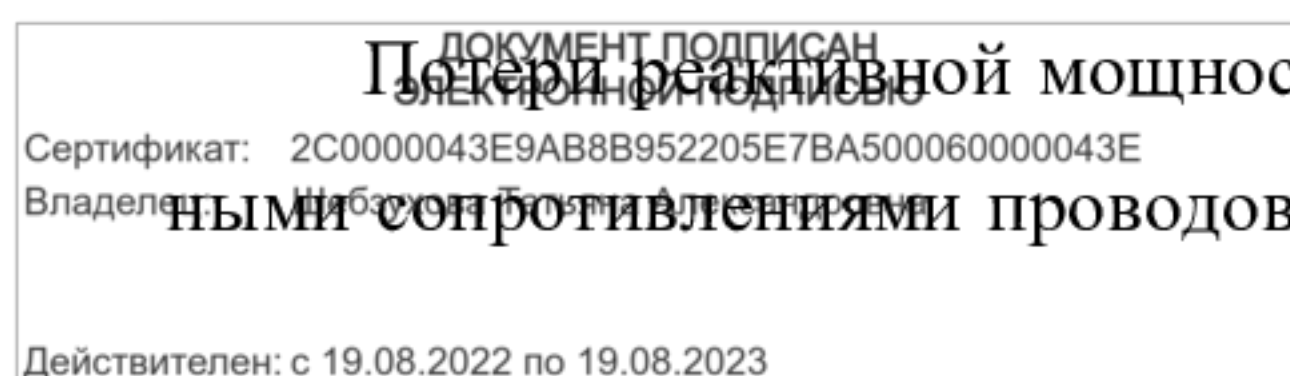
$$\Delta P = U^2 \cdot G$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

G – активная проводимость ЛЭП.

При проектировании воздушных ЛЭП потери мощности на корону стремятся свести к нулю, выбирая такой диаметр провода, когда возможность возникновения короны практически отсутствует.

Потери реактивной мощности на участке ЛЭП обусловлены индуктивными сопротивлениями проводов и кабелей. Реактивная мощность, теряемая



в трехфазной ЛЭП, рассчитывается аналогично мощности, теряемой в активных сопротивлениях:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.$$

Генерируемая емкостной проводимостью зарядная мощность ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B$$

где U – линейное напряжение в начале или конце ЛЭП;

B – реактивная проводимость ЛЭП.

Зарядная мощность уменьшает реактивную нагрузку сети и тем самым снижает потери мощности в ней.

Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных факторов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями Национального комитета по регулированию электроэнергии (НКРЭ) в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжениям 35 кВ и выше.

Большая часть потерь электроэнергии (60 – 70%) приходится на сети напряжением 6 – 10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;
- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;

ров;

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos\varphi$,
правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

При передаче электроэнергии часть ее расходуется на нагрев, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход принято называть потерями. В электроэнергетике термин “потери” имеет специфическое значение. Если в других производствах потери связаны с браком продукции, то потери электроэнергии – это технологический расход на ее передачу.

Величина потерь электроэнергии зависит от характера изменения нагрузки в рассматриваемый период времени. Например, в ЛЭП, работающей с неизменной нагрузкой, потери электроэнергии за время t рассчитываются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в сопротивлении и проводимости ЛЭП.

Если нагрузка меняется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. В зависимости от используемой математической модели методы делятся на две группы:

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Наиболее точным из детерминированных методов является метод расчета потерь электроэнергии по графику нагрузок для каждого потребителя.

Предположим, что нагрузка потребителя в году менялась по следующему графику (см. рис. 2.2). Тогда

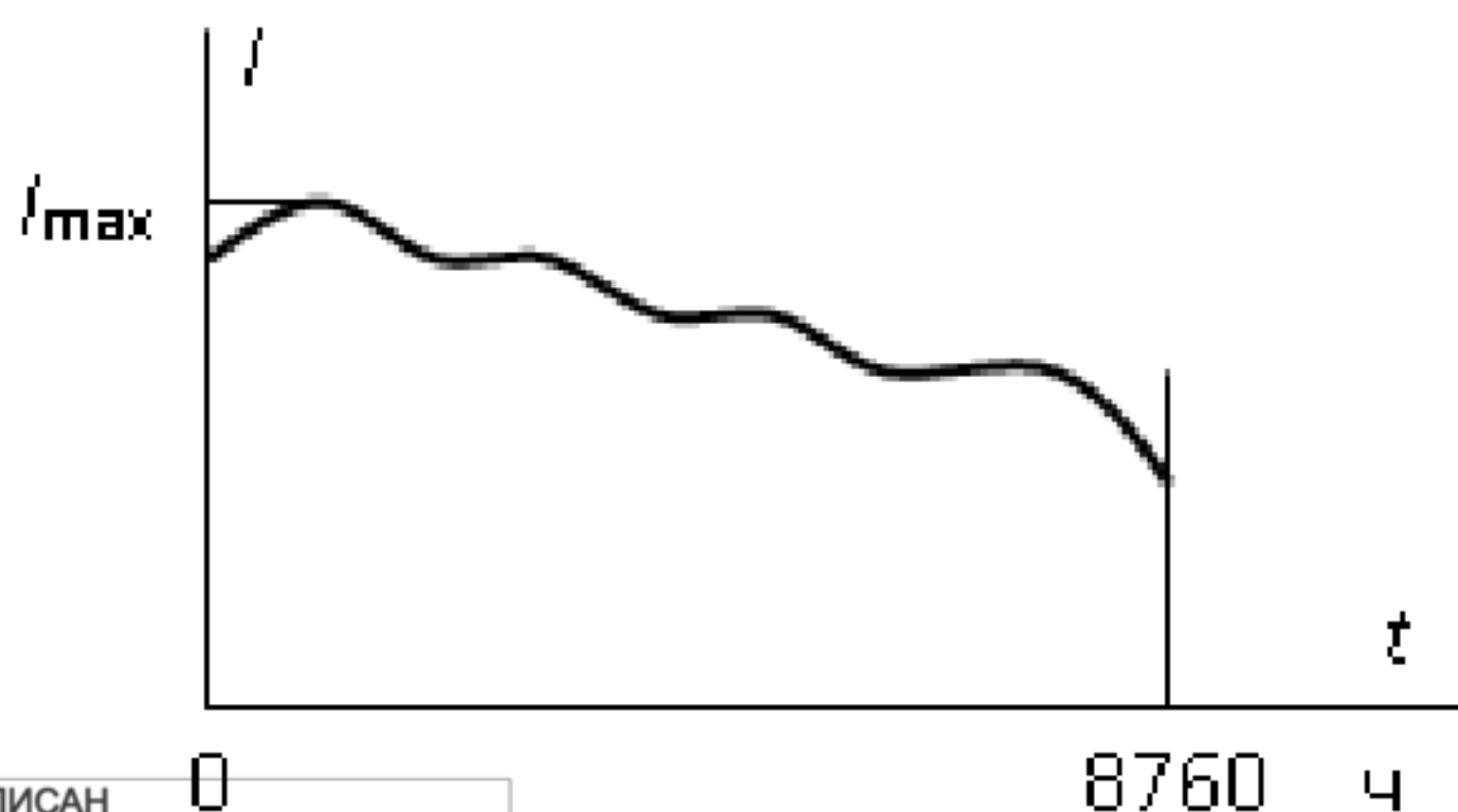


Рисунок 2.2 – График нагрузки потребителя

Интеграл – это фактически площадь, ограниченная графиком изменения квадрата тока. Таким образом, потери активной электроэнергии пропорциональны площади квадратичного годового графика нагрузки.

Так как напряжение на шинах электроприемника меняется незначительно, то его значение можно считать неизменным. Заменяя интеграл суммой площадей прямоугольников с шагом Δt_i , получим:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i$$

Потери электроэнергии в трансформаторах при заданном графике нагрузки при использовании его паспортных данных рассчитываются по формулам:

- для двухобмоточных

$$\Delta W_T = [n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k (\frac{S}{S_{\text{HOM}}})^2] \cdot \Delta t_i;$$

- для трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

$$\Delta W_T = \{n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} [\Delta P_{KB} (\frac{S_B}{S_{HOM}})^2 + \Delta P_{KC} (\frac{S_c}{S_{HOM}})^2 + \Delta P_{KH} (\frac{S_H}{S_{HOM}})^2]\} \cdot \Delta t_i.$$

Достоинство метода – высокая точность расчета. Недостаток – большое количество вычислений.

Графики нагрузок не всегда известны. В этом случае потери электроэнергии можно вычислить другим детерминированным методом — через τ_m . Метод основан на двух допущениях:

- максимальные потери в электрической сети наблюдаются в период максимума нагрузки в энергосистемы (утренний максимум с 9 до 11 часов; вечерний – с 17 до 21 часа);
- графики активной и реактивной мощности подобны, т.е. график реактивной мощности пересчитан из графика активной мощности.

Время максимальных потерь τ_m – это время, в течении которого при работе потребителя с максимальной нагрузкой из сети потребляется такое же

количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки. Исходя из определения, запишем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} (P_{\max}^2 \cdot \tau_a + Q_{\max}^2 \cdot \tau_p)$$

где τ_a , τ_p – соответственно время максимальных потерь для активной и реактивной нагрузок.

На практике эти значения усредняют и заменяют общим – τ_m . Тогда,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_m.$$

Для типовых графиков нагрузки величина τ_m определяется по известной величине T_m :

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760.$$

В соответствии с этим методом потери электроэнергии в элементах сети рассчитываются по формулам:

- в линии электропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_m;$$

- в двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_m$$

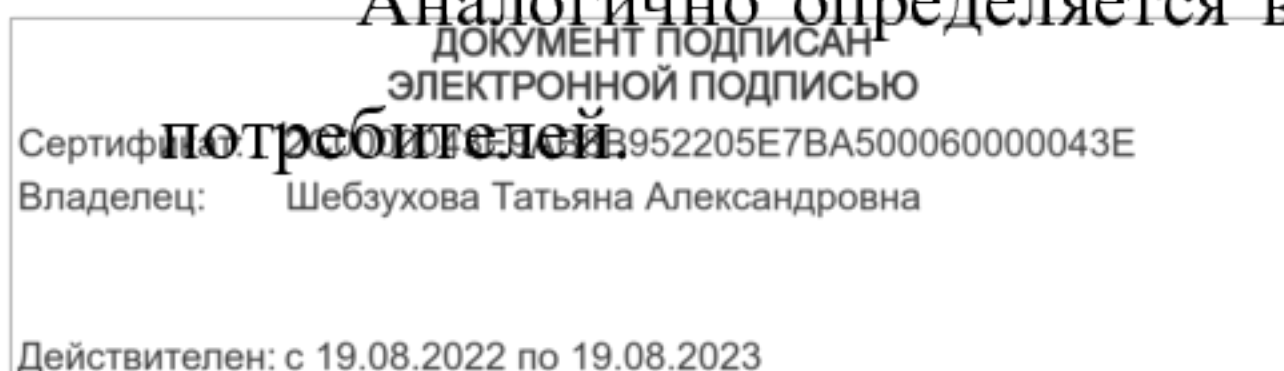
- в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} [\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МВ}} + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_{\text{С}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МС}} + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{МН}}].$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{\text{М} i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}.$$

Аналогично определяется величина τ_m для ЛЭП, питающей несколько

потребителей.



Потери мощности и электроэнергии достигают значительных величин и являются одним из основных фактов, влияющих на экономичность сетей. Их величина регламентируется постановлениями Национального комитета по регулированию электроэнергии (НКРЭ) в сетях напряжением до 35 кВ и в сетях напряжением 35 кВ и выше.

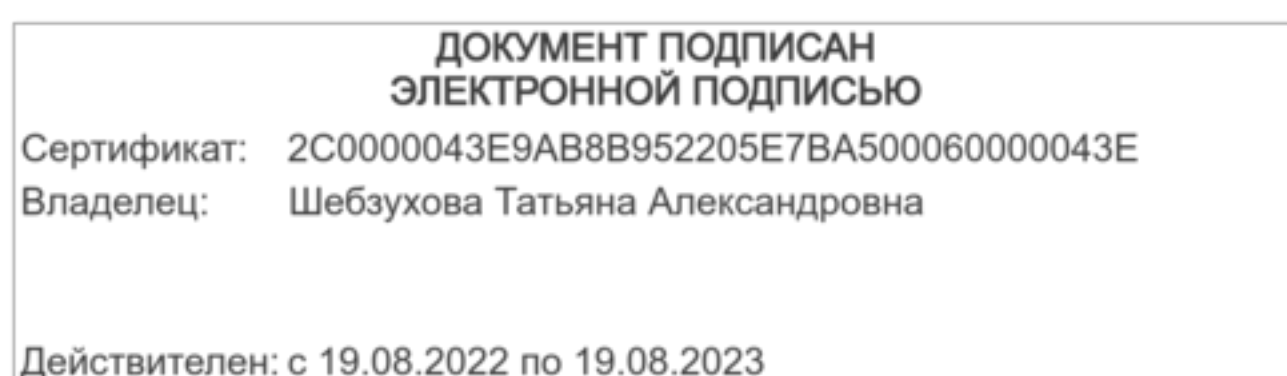
Большая часть потерь электроэнергии (60 – 70%) приходится на сети напряжением 6 – 10 кВ. Поэтому перечисленные ниже мероприятия относятся к сетям этих напряжений и к электроприемникам:

- применение более высокой ступени напряжения (10 кВ вместо 6 кВ);
- повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;
- регулирование потоков активной и реактивной мощностей в отдельных звеньях сети;
- применение рациональных схем питания потребителей, которые позволяют осуществлять более экономичную загрузку ЛЭП и трансформаторов;
- рационализация энергохозяйств предприятий – улучшение $\cos\varphi$, правильный выбор мощности и загрузка электродвигателей.

Задание:

Задача №1

Определить потери мощности и годовые потери электроэнергии для сети, представленной на рисунке 2.3, нагрузки, показанные на схеме, соответствуют максимальному режиму. График нагрузки приведен на рисунке 2.4. Напряжение в питающем узле 1 равно 525 кВ.



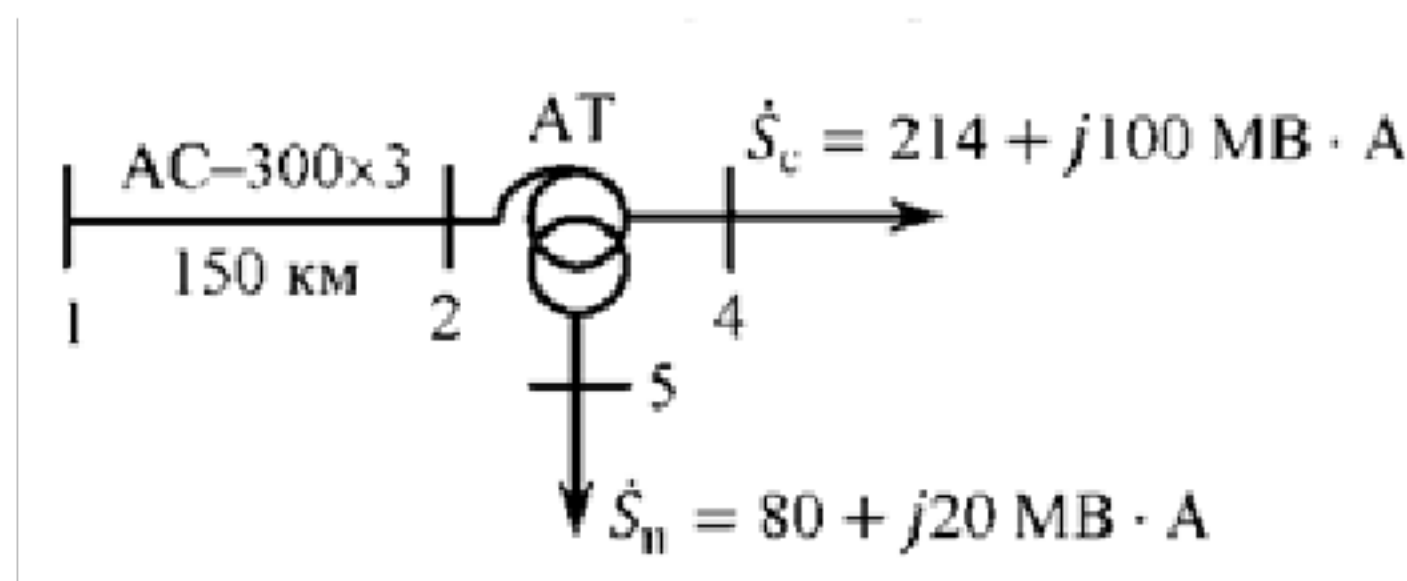


Рисунок 2.3 – Схема сети

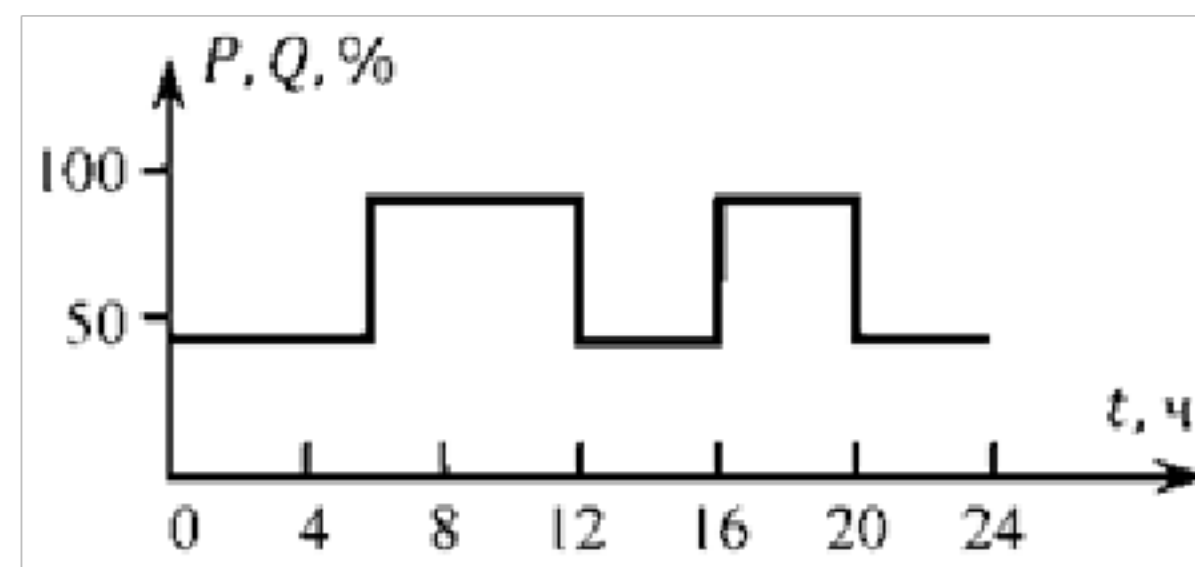


Рисунок 2.4 – График нагрузки

Задача №2

Определить потери энергии за год в трансформаторах типа 2ТРДН-10000/110, $T_{max}=6000$ ч, нагрузка в максимальном режиме $S_{нагр}=15+j10$ МВА. Каталожные данные: $\Delta P_{кз}=60$ кВт, $\Delta P_{хх}=18$ кВт.

Задача №3

На подстанции установлено два трансформатора ТРДЦН-63000/220, которые питаются по двум воздушным линиям сечением АС-400 и длиной 100 км. Нагрузка подстанции в максимальном режиме 100 МВт, $\cos\varphi=0,9$.

Определить потери энергии за год и КПД электропередачи по энергии, если задан годовой график нагрузки по продолжительности.

Годовой график по продолжительности

t , ч	0 – 2100	2100 – 4000	4000 – 6400	6400 – 8760
P , отн.ед	1	0,7	0,5	0,3

Контрольные вопросы:

Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебухова Татьяна Александровна

1. Характер потерь мощности и электроэнергии в различных элементах электрических сетей?

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

2. Виды потерь мощности. Определение потерь электроэнергии в электрических линиях с помощью графиков нагрузки и с использованием времени максимальных потерь?

3. Определение потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах. Меры по снижению потерь мощности и электроэнергии.

Практическая работа №3

Расчет параметров установившихся режимов разомкнутых электрических цепей

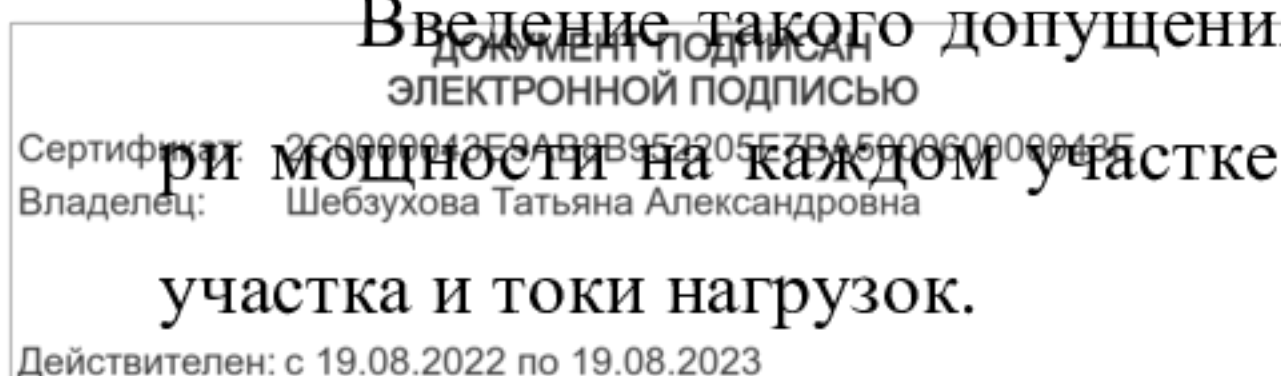
Цель: научиться проводить электрический расчет сети

Основы теории:

Электрическая сеть высокого напряжения для передачи и распределения электроэнергии относится к категории электрических цепей, поэтому для расчета ее режима применяются общие методы теории цепей. Пусть задана мощность некоторой нагрузки $S_i = P_i + jQ_i$ узла i , которая должна быть учтена наряду с другими нагрузками при расчете режима сети. Однако именно напряжения в узлах сети являются искомыми величинами. Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения, поэтому нашли применение и другие методы решения, в том числе метод последовательных приближений (итерационный метод).

Метод последовательных приближений основан на последовательном уточнении напряжений в узлах электрической сети, причем в качестве начального приближения может быть использовано разумное допущение о том, что напряжения во всех узлах в нормальном режиме не могут существенно отличаться от номинального напряжения данного класса сети.

Введение такого допущения позволяет определить приближенно потери мощности на каждом участке сети, мощности в начале и конце каждого участка и токи нагрузок.



Значение тока на участке или мощности в начале участка, непосредственно связанного с узлом, где напряжение считается известным, является достаточным для того, чтобы определить напряжение в конце этого участка. В свою очередь, становится возможным расчет напряжения в конце следующего участка и т. д.

Процесс продолжается до тех пор, пока значения напряжений во всех узлах, полученные после выполнения данной итерации, не будут отличаться от напряжений, полученных на предыдущей итерации, менее чем на заданную величину точности расчета.

Задание:

Задача №1

Определить напряжение в конце воздушной линии 500 кВ в нагрузочном режиме $S_2 = 800 + j300$ и в режиме холостого хода, построить векторные диаграммы токов напряжений. Схема сети приведена на рисунке 3.1. Расчет выполнить без учета потерь на корону.

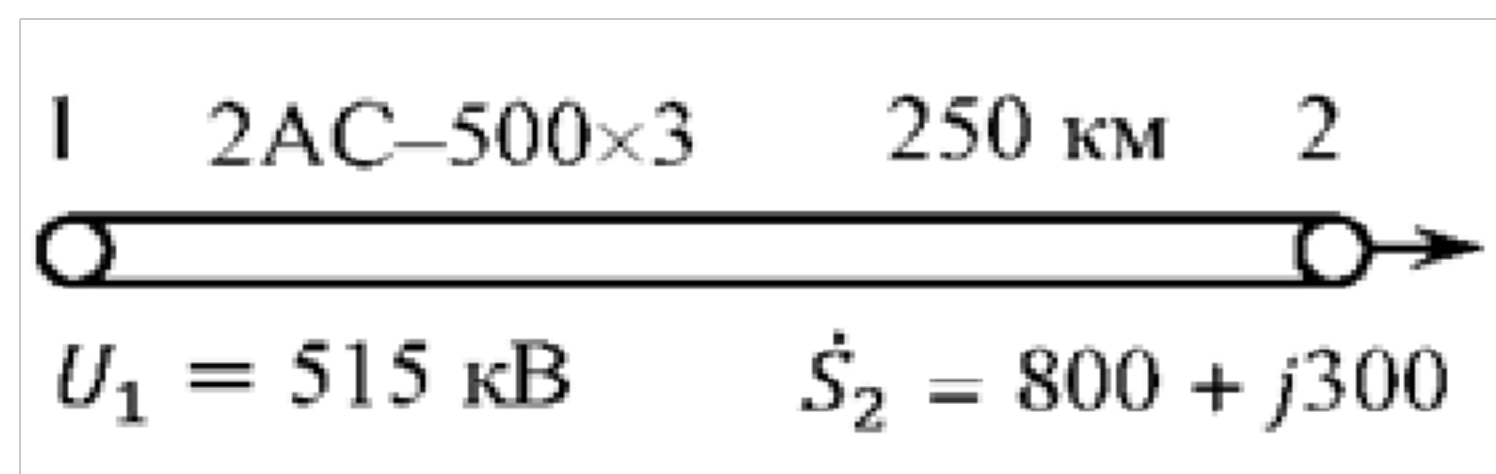


Рисунок 3.1 – Схема сети

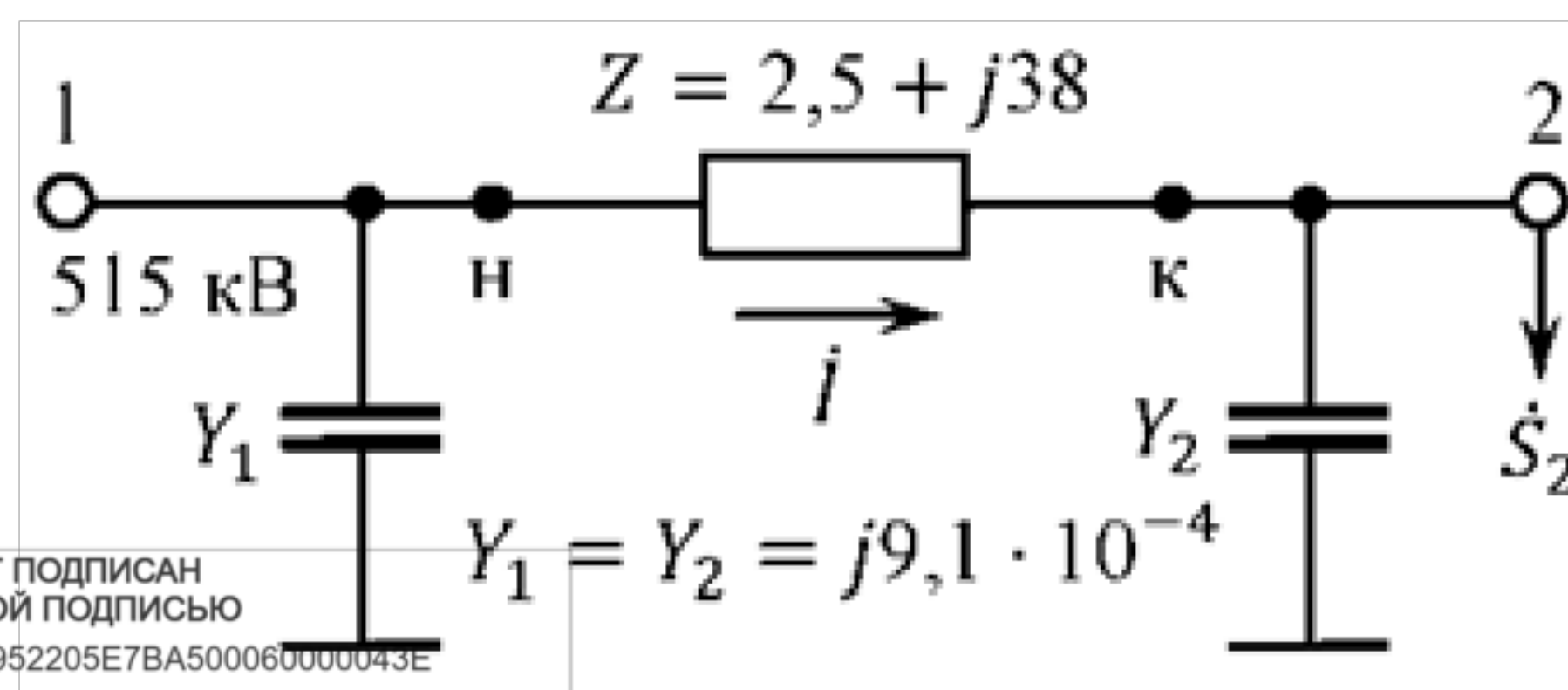


Рисунок 3.2 – Схема замещения сети

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA5000600000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Задача №2

Построить векторные диаграммы токов и напряжений электрической сети без учета потерь мощности для сети, схема замещения которой представлена на рисунке 3.3

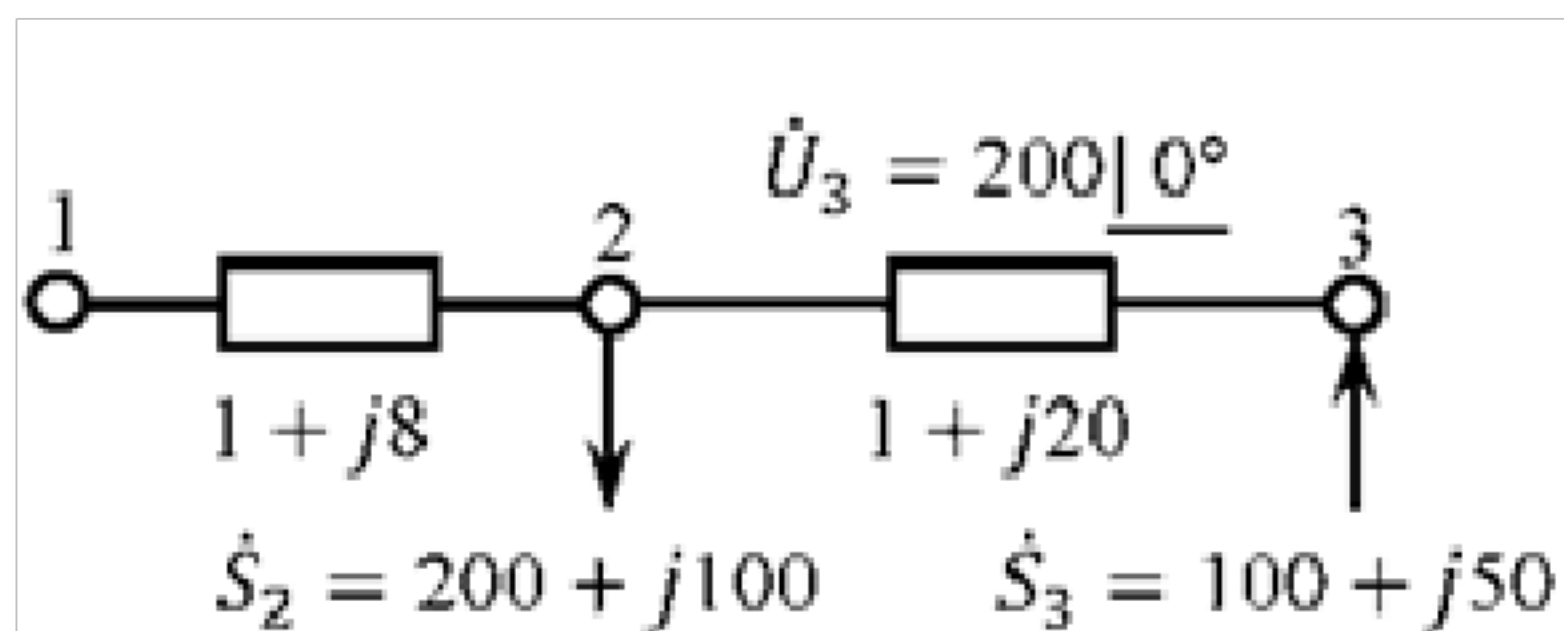


Рисунок 3.3 – Схема замещения сети

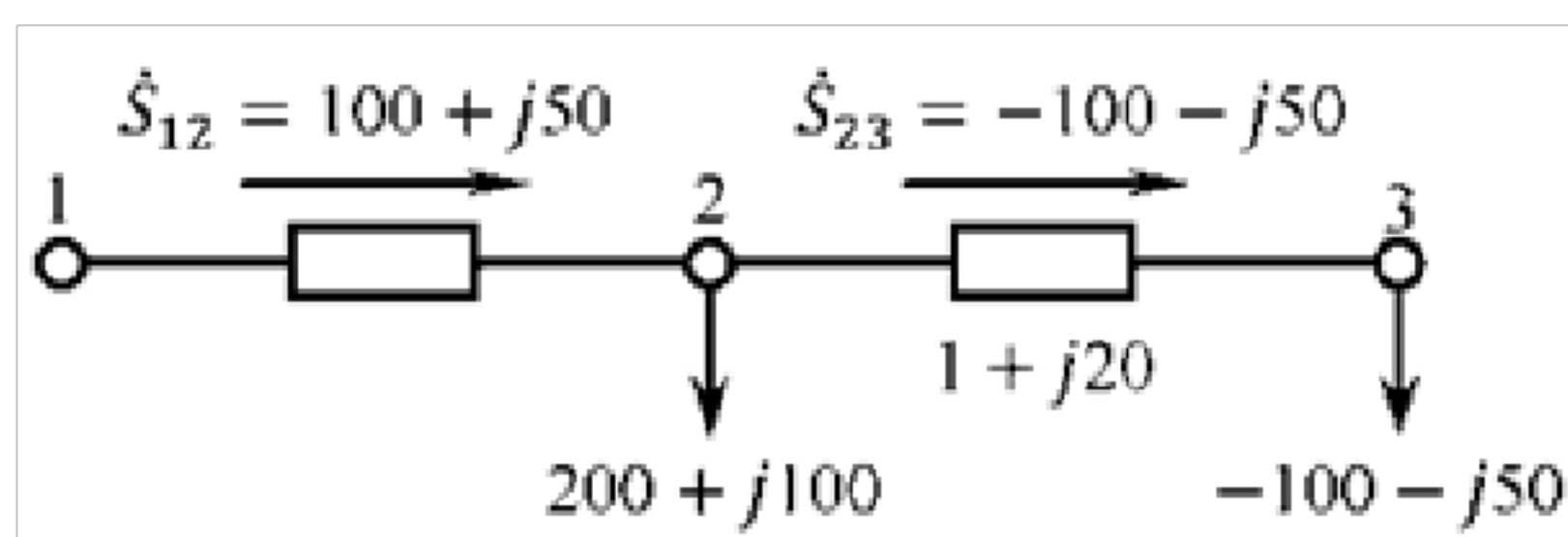


Рисунок 3.4 – Потокораспределение без потерь мощности

Задача №3

Определить напряжение в узле А в сети с равномерно распределенной нагрузкой, плотность нагрузки $p=0,3$ МВт/км. Схема сети показана на рисунке 3.5, напряжение базисного узла $U=3,3$ кВ, нагрузка узла А $S_A=2+j1,6$ МВА, длины линий приведены на схеме. При решении принять $R_0=0,1$ Ом/км, $X_0=0,2$ Ом/км. Потерями мощности пренебречь.

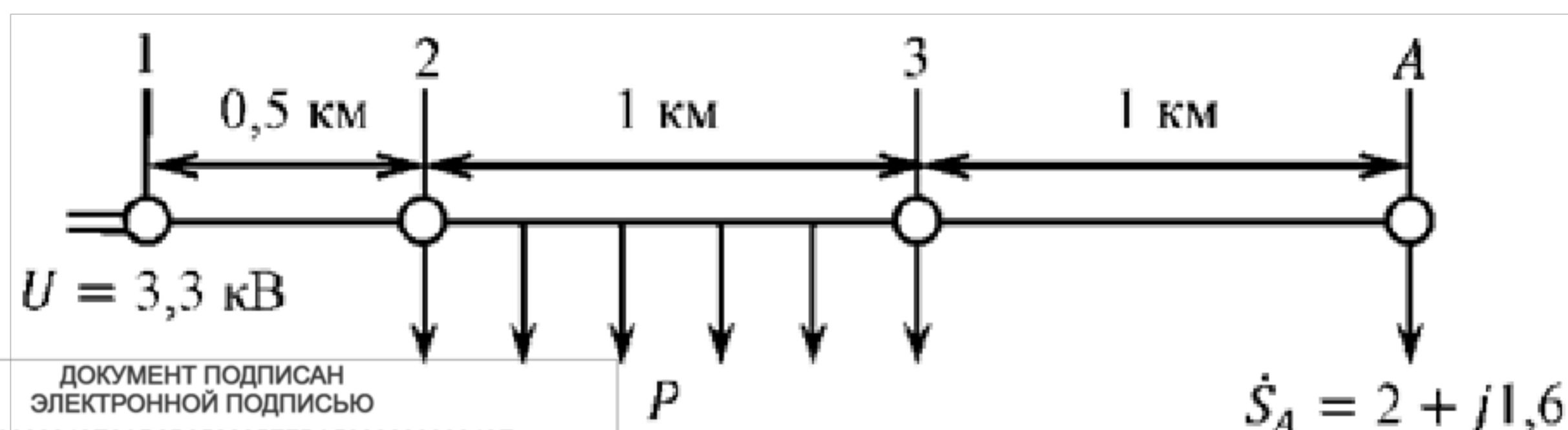


Рисунок 3.5 – Исходная схема

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Задача №4

Выполнить электрический расчет сети, показанной на рисунке 3.6. Линия выполнена сечением 2АС-400, длина линии 100 км, два трансформатора ТРДЦН-63000/220, нагрузка $P_3 = 100$ МВт, $\cos\varphi = 0,9$, напряжение базисного узла 230 кВ.

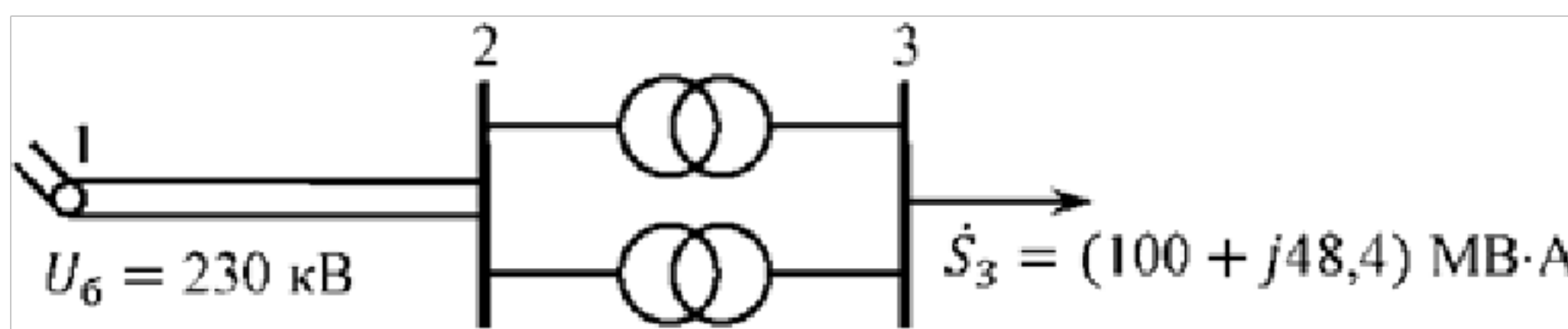


Рисунок 3.6 – Исходная схема сети

Контрольные вопросы:

1. Анализ различных режимов работы электрической линии. Влияние емкостных токов на режимные параметры.
2. Аналитическая зависимость между напряжениями начала и конца звена электрической сети.
3. Расчет напряжений в конце и начале линии электропередачи в различных режимах.

Практическая работа №4

Расчет параметров установившихся режимов сетей с двухсторонним питанием

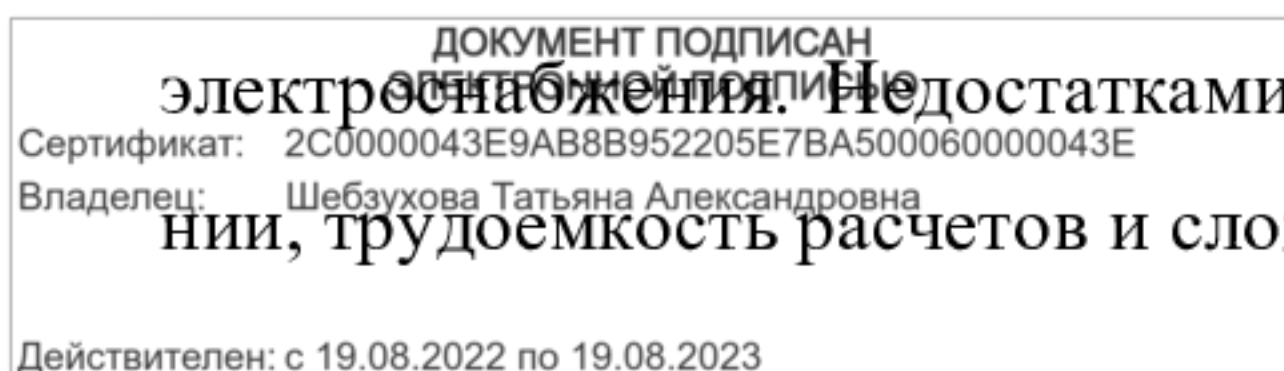
Цель: научиться проводить электрический расчет сети с двухсторонним питанием

Основы теории:

Линии с двухсторонним питанием в последнее время получают все более широкое распространение в практике сельской электрификации.

Основное преимущество их заключается в повышении надежности

электрообеспечения. Недостатками являются: большие затраты при сооружении, трудоемкость расчетов и сложная релейная защита.



Сложность расчета замкнутых сетей, частным случаем которых является линия с двухсторонним питанием, заключается в определении мощностей (токов) по участкам схемы, то есть в распределении мощностей (токов) по сети.

Мощность, поступающая в линию от источника питания А, определяется формулой:

$$S_{A-1} = \frac{\sum_i^n (S_i z_{ib})}{z_{AR}} + \frac{U_A - U_B}{z_{AR}} U_h$$

где S - мощность нагрузки, присоединенной в i -й точке схемы, ВА;

Z_{iB} - сопротивление линии от точки присоединения нагрузки i до источника, В;

 Z_{AB} - сопротивление всей линии, Ом;

U_n — номинальное напряжение линии, В.

Расчет аварийного режима, когда один из источников питания отключен, значительно упрощается, так как ничем не отличается от расчета радиальной схемы.

Когда известно распределение мощностей, потери напряжения на участках линии с двухсторонним питанием определяются по тем же формулам, что и для радиальной схемы, то есть

$$\Delta U = \frac{P_r + Q_x}{U_H}.$$

Максимальной потерей напряжения нормального режима линии с двухсторонним питанием называется сумма потерь напряжения на отдельных участках схемы от источника питания до точки токораздела, то есть

$$\Delta U_{max} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-2} + \dots$$

Задание:

Задача №1

**Документ подписан
электронной подписью**

Сертификат: 2C00...
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Определение потока распределенных ресурсов без учета потерь мощности и генерации

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Определение потоков распределение в сети, приведенной на рисунке 4.1 без учета потерь мощности и генерации линий и напряжения узлов. Постро-

ить векторные диаграммы напряжений и токов. Нагрузки заданы в мегавольт-амперах, сопротивления – в омах.

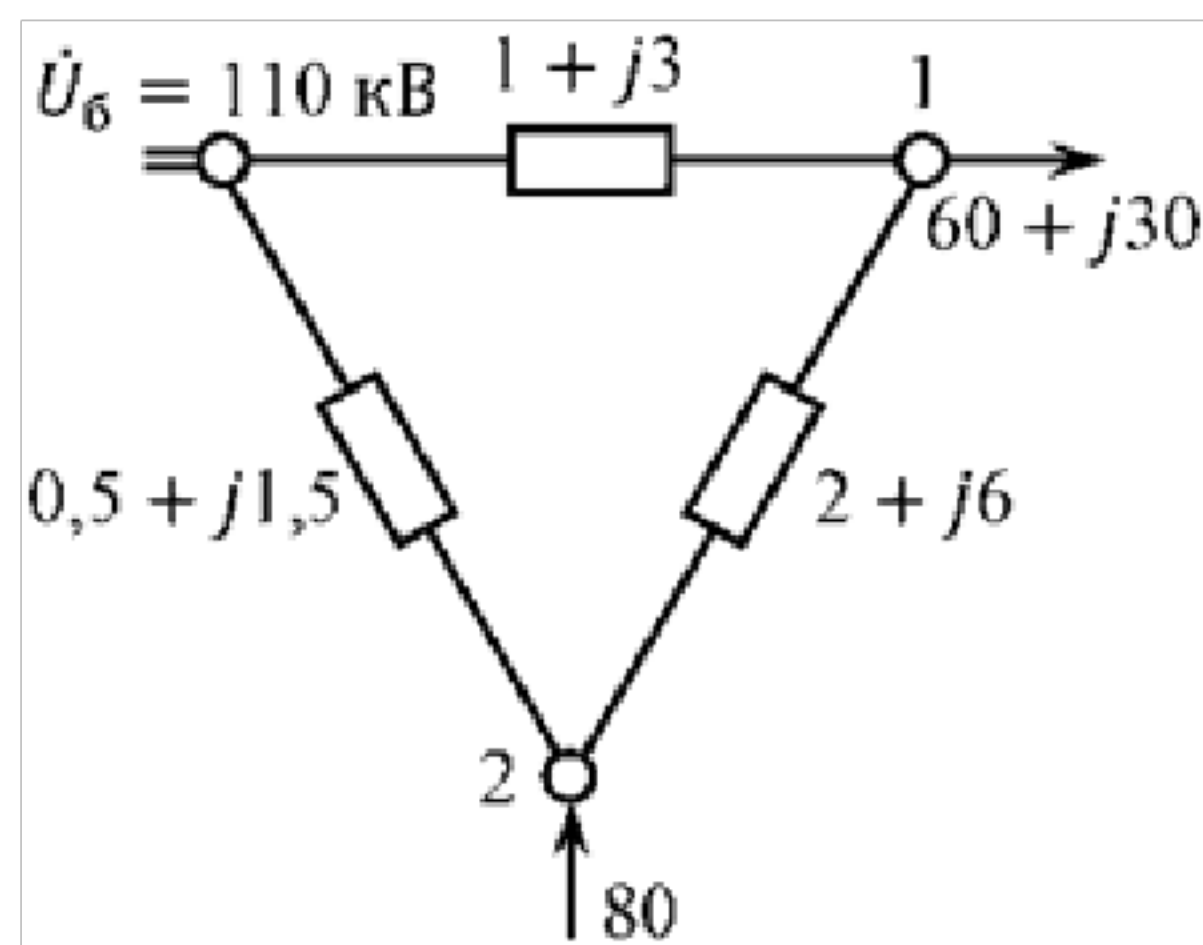


Рисунок 4.2 – Исходная схема

Задача №2

Определить токи в ветвях сети линии с двухсторонним питанием с разными напряжениями по концам передачи: $U_A=115$ кВ, $U_B=110$ кВ. Схема замещения сети приведена на рисунке 4.2, токи указаны в килоамперах, сопротивление в омах.

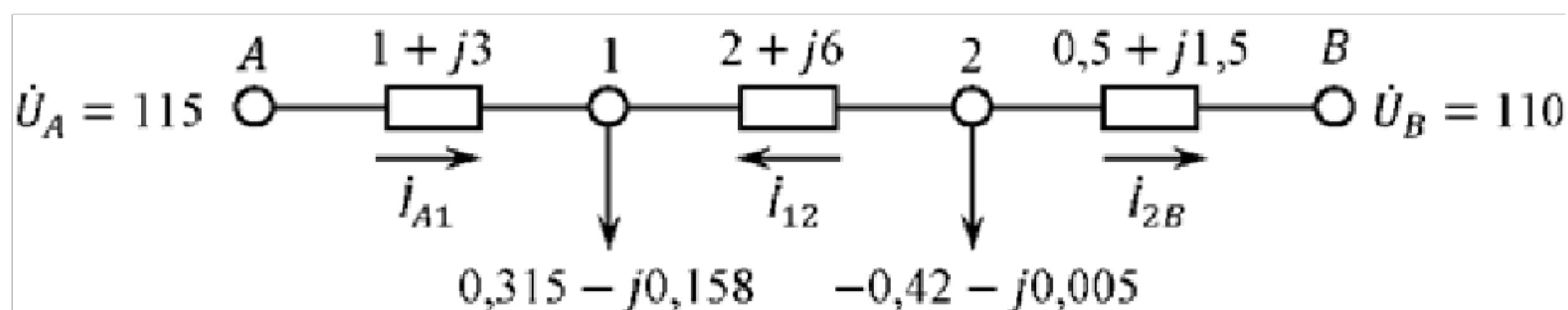


Рисунок 4.2 – Схема замещения сети

Задача №3

Определить параметры режима, потери активной мощности в процентах от передаваемой мощности и КПД двухцепной линии 220 кВ, протяженностью 200 км, с проводами АС300/39. Погонные параметры такой линии равны $r_0=0.098$ Ом/км, $x_0=0,424$ Ом/км, активной проводимостью линий пренебречь $b_0=2.68 \cdot 10^{-6}$ См/км. Мощность и напряжение в конце линии соответственно равны $S_2=240+j116$ МВА, $\cos\phi_2=0.9$, $U_2=218$ кВ.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA5000600000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

От шин 110 кВ узловой подстанции А энергосистемы Центральной Сибири по кольцевой сети осуществляется электроснабжение трех понизительных подстанций, расчетные нагрузки которых равны:

$$S_1 = 25 + j15 = 29.2 \angle 31^\circ \text{ MVA};$$

$$S_2 = 30 + j20 = 36.1 \angle 33^\circ 40' \text{ MVA};$$

$$S_3 = 40 + j16 = 43 \angle 21^\circ 50' \text{ MVA}.$$

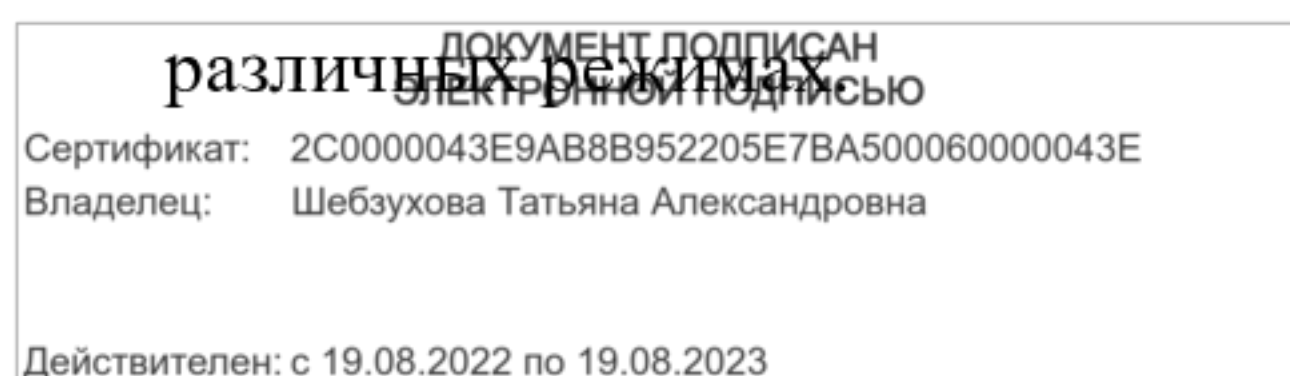
Таблица 4.1 – Параметры участков кольцевой линии

Линия	Марка провода	$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$l_0, \text{км}$	$r_1, \text{Ом}$	$x_1, \text{Ом}$
А-1	АС 240	0,122	0,401	20	2,44	8,02
1-2	АС 185	0,159	0,409	20	3,18	8,18
2-3	АС 95	0,314	0,429	30	9,42	12,87
3-А	АС 240	0,122	0,401	50	6,10	20,05

Выполнить расчет нормального режима работы сети при напряжении на шинах подстанции А 121 кВ. Предварительный расчет потокораспределения в кольце выполнить двумя способами (по длинам и по сопротивлениям участков). Определить суммарную мощность, поступающую в кольцевую сеть с шин подстанции А и наибольшую потерю напряжения в процентах от напряжения на шинах подстанции А.

Контрольные вопросы:

1. Какая точка в сети называется точкой потоко раздела?
2. В чем отличие расчёта замкнутых сетей от разомкнутых?
3. Анализ различных режимов работы электрической линии. Влияние емкостных токов на режимные параметры.
4. Аналитическая зависимость между напряжениями начала и конца звена электрической сети.
5. Расчет напряжений в конце и начале линии электропередачи в различных режимах.



Практическая работа №5

Расчет режимов замкнутых электрических сетей

Цель: научиться проводить электрический расчет замкнутых электрических сетей

Основы теории:

К простым замкнутым сетям относятся кольцевые сети и сети с двухсторонним питанием. Кольцевую сеть можно превратить в сеть с двухсторонним питанием, если разрезать ее по источнику питания.

Рассмотрим ЛЭП с двухсторонним питанием (рис. 5.1). Известны:

- мощности нагрузок;
- сопротивления участков ЛЭП;
- напряжения на источниках питания.

Необходимо найти распределение мощностей на участках ЛЭП. Расчет выполним при следующих допущениях:

- в ЛЭП отсутствуют потери мощности;

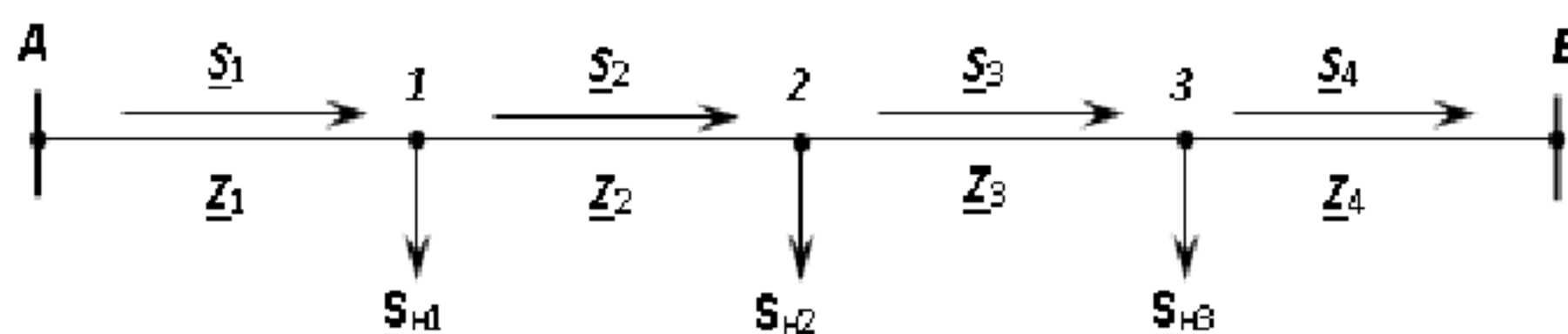


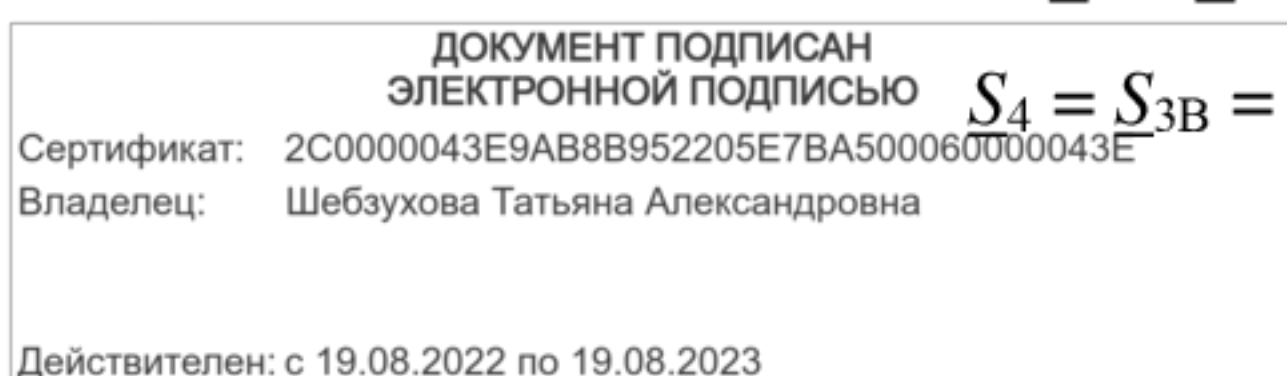
Рисунок 5.1 – Линия электропередач с двухсторонним питанием

Предположим, что нам известна мощность, протекающая на головном участке А-1. Тогда мощности на других участках ЛЭП определяются по I закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1};$$

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{н2} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2};$$

$$\underline{S}_4 = \underline{S}_{3В} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{н3} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{н1} - \underline{S}_{н2} - \underline{S}_{н3}.$$



Падение напряжение на любом участке ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_i$$

Из формулы для расчета мощности на участке ЛЭП ($\underline{S}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i^* \cdot \underline{U}_i$) найдем ток участка:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i}$$

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i$$

При учете второго допущения получим:

$$\Delta \underline{U}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{U_{\text{ном}}} \cdot \underline{Z}_i$$

Найдем падение напряжения во всей ЛЭП:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{\underline{S}_1^* \cdot \underline{Z}_{A1}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_2^* \cdot \underline{Z}_{12}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_3^* \cdot \underline{Z}_{23}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\underline{S}_4^* \cdot \underline{Z}_{3B}}{U_{\text{ном}}}$$

или

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1^* \cdot \underline{Z}_{A1} + \underline{S}_2^* \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{S}_3^* \cdot \underline{Z}_{23} + \underline{S}_4^* \cdot \underline{Z}_{3B}$$

В полученное выражение подставим значения токов участков:

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1^* \cdot \underline{Z}_{A1} + (\underline{S}_1^* - \underline{S}_{\text{н1}}^*) \cdot \underline{Z}_{12} + (\underline{S}_1^* - \underline{S}_{\text{н1}}^* - \underline{S}_{\text{н2}}^*) \cdot \underline{Z}_{23} +$$

$$+ (\underline{S}_1^* - \underline{S}_{\text{н1}}^* - \underline{S}_{\text{н2}}^* - \underline{S}_{\text{н3}}^*) \cdot \underline{Z}_{3B}$$

Выполним преобразования:

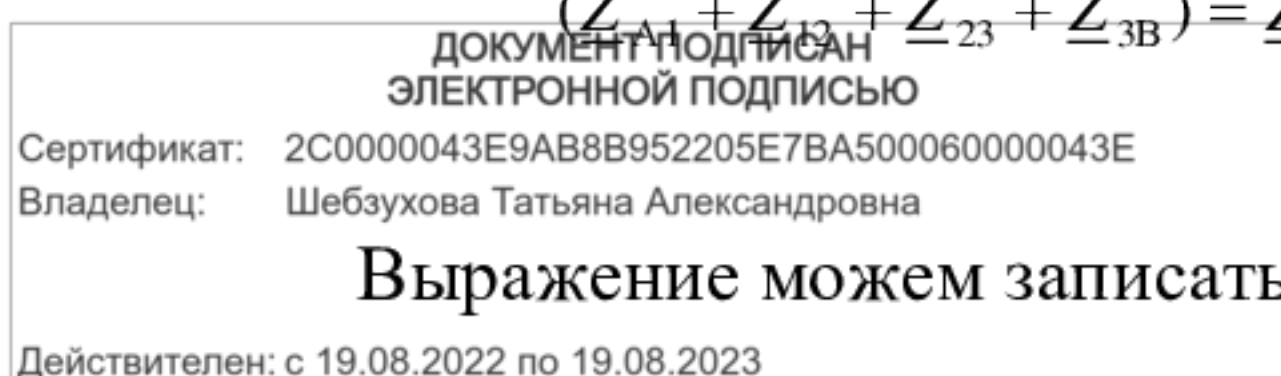
$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1^* \cdot (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \underline{S}_{\text{н1}}^* \cdot (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) -$$

$$- \underline{S}_{\text{н2}}^* \cdot (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) - \underline{S}_{\text{н3}}^* \cdot \underline{Z}_{3B}$$

Суммы сопротивлений представляют собой сопротивления:

$$(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) = \underline{Z}_{AB}^*; (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) = \underline{Z}_{1B}^*; (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}) = \underline{Z}_{2B}^*$$

Выражение можем записать следующим образом:



$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \underline{S}_{\text{н1}} \cdot \underline{Z}_{1B}^* - \underline{S}_{\text{н2}} \cdot \underline{Z}_{2B}^* - \underline{S}_{\text{н3}} \cdot \underline{Z}_{3B}^* = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*$$

В полученном выражении только одна неизвестная величина – мощность первого головного участка:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}$$

Если бы мы определяли падение напряжения $(\underline{U}_B - \underline{U}_A)$ и выполнили аналогичные преобразования, то нашли бы мощность второго головного участка:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}$$

При n нагрузках:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}$$

$$\underline{S}_{\text{гол2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{ном}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}$$

Правильность полученных расчетов подтверждается выполнением баланса мощности – равенством произведенной и потребленной мощности:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} + \underline{S}_{\text{гол2}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}}$$

Значения части мощностей участков получатся отрицательными, т.е. они имеют обратное направление по отношению к принятому.

В общем случае расчет режима сети с двухсторонним питанием производится в комплексной форме. Но возможны следующие частные случаи:

В односторонней ЛЭП отношение X_i/R_i участков одинаково по всей длине ЛЭП. Обозначим это отношение буквой m . Для такой ЛЭП реактивное сопротивление участков можно выразить активное - $X_i = R_i \cdot m$.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухов Олег Владимирович
Действителен с 19.08.2022 по 19.08.2023

Тогда:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot R_{iB} \cdot (1 - jm)}{R_{AB} \cdot (1 - jm)} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}}.\end{aligned}$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по активным сопротивлениям участков.

Однородная ЛЭП с одинаковым сечением проводов на участках. Для такой ЛЭП выражение запишем таким образом:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{нi}} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot l_{iB}}{l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{нi}} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}.\end{aligned}$$

Таким образом, активные и реактивные мощности головных участков рассчитываются независимо друг от друга по длинам участков.

Однородная ЛЭП и одинаковый $\cos\varphi$ нагрузок. Для такой ЛЭП выражение запишем так:

$$P_{\text{гол1}} + jQ_{\text{гол1}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} \cdot \text{tg}\varphi \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = P_{\text{гол1}} + jP_{\text{гол1}} \cdot \text{tg}\varphi$$

Таким образом, реактивные мощности головных участков можно рассчитывать по активной мощности этих участков.

Задание:

**Документ подписан
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ**

Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзузов Тагир Магомедович

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Для схемы сети, приведенный на рис. 5, 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. 5.1.

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

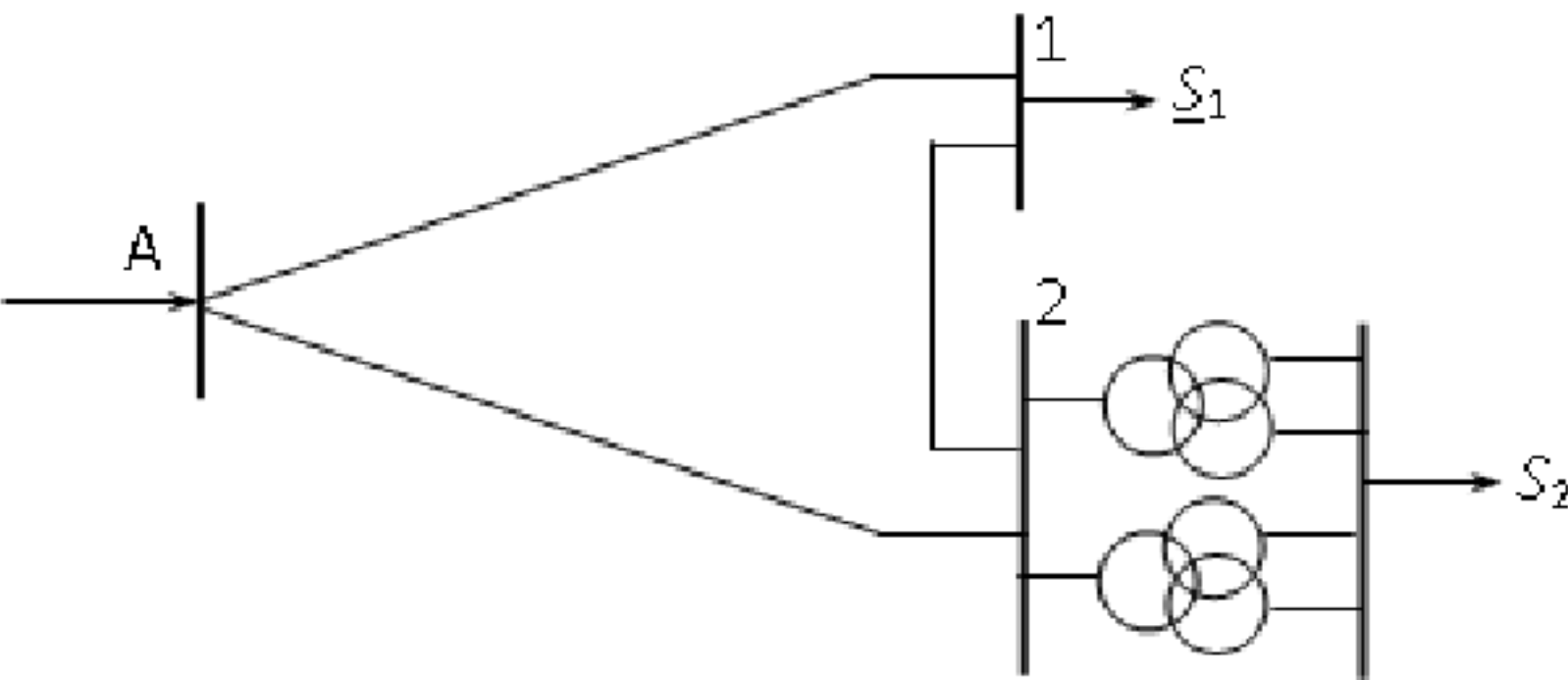


Рисунок 5.2 – Схема замкнутой сети

Таблица 5.1 – Исходная информация о параметрах схемы и режима

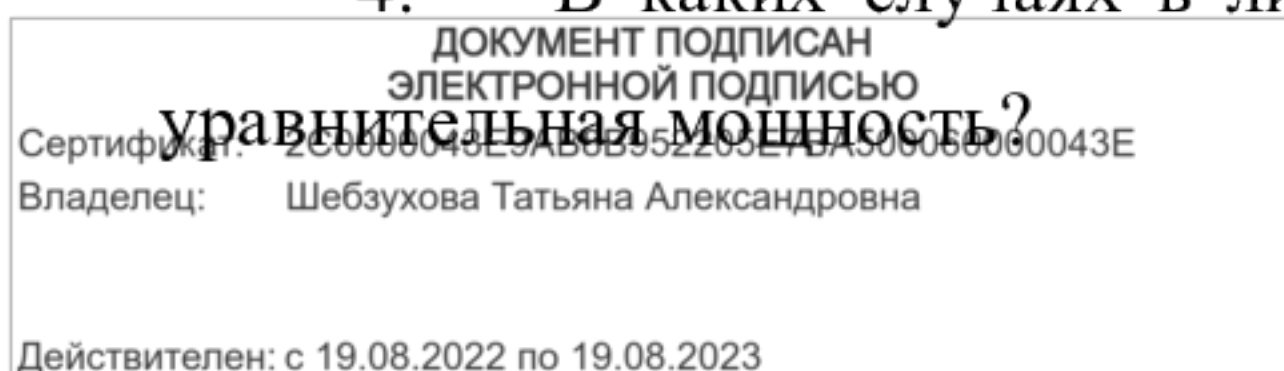
Номер варианта	Сечения проводов длина (км) участков сети			Тип и мощность трансформаторов	Нагрузки в узлах (МВ·А) и коэффициенты мощности		Напряжение U_A , кВ
	А-1	1-2	А-2		$S_1/\cos \varphi_1$	$S_2/\cos \varphi_2$	
1	АС – 240 / 32 40	АС – 240 / 32 18	АС – 240 / 32 50	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{45}{0,95}$	$\frac{52}{0,92}$	120
2	АС – 240 / 32 38	АС – 120 / 19 25	АС – 240 / 32 40	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\frac{47}{0,9}$	$\frac{50}{0,95}$	121
3	АС – 185 / 29 28	АС – 185 / 29 15	АС – 185 / 29 32	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\frac{37}{0,95}$	$\frac{33}{0,9}$	119
4	АС – 240 / 32 40	АС – 240 / 32 20	АС – 240 / 32 40	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\frac{57}{0,94}$	$\frac{35}{0,95}$	120,5
5	АС – 240 / 32 45	АС – 240 / 32 30	АС – 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
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. Какие сети называются замкнутыми? Назовите виды замкнутых сетей. В чем их преимущество?
2. Что понимают под расчетной нагрузкой узла замкнутой сети?
3. На каких условиях основано выражение для расчета распределения мощностей в линии с двусторонним питанием? Запишите это выражение в общем виде.
4. В каких случаях в линии с двусторонним питанием появляется

уравнительная мощность?



5. Может ли в сети с двусторонним питанием поток реактивной мощности быть направлен навстречу потоку активной мощности?
6. Что такое точка потоко раздела и как она выбирается?
7. Каковы особенности правила моментов для однородной сети?
8. Как уточнить потокораспределение с учетом потерь мощности?
9. Как выполняется расчет режима линии с двусторонним питанием, если точки потоко раздела по активной и реактивной мощностям не совпадают?
10. Как проверить правильность расчета токов в линии с двусторонним питанием?

Практическая работа №6

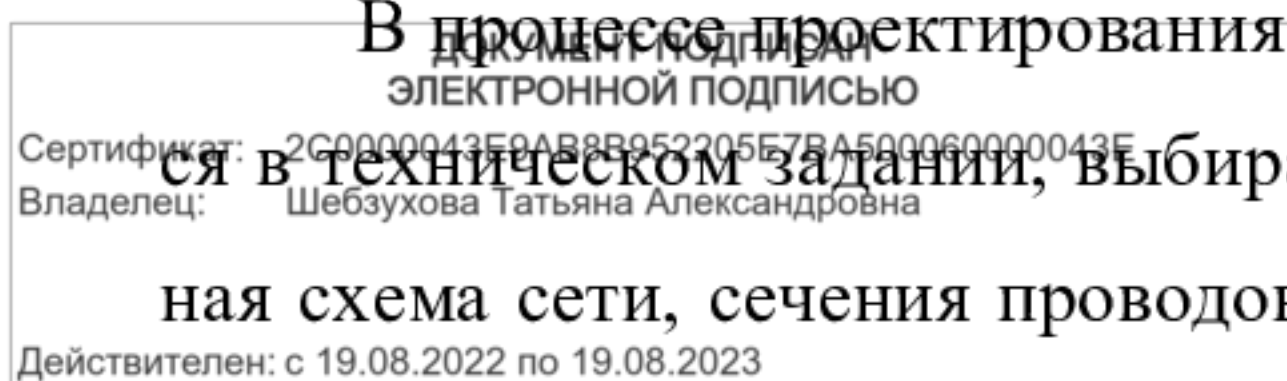
Элементы проектирования электрических сетей

Цель: приобрести навыки выбора элементов и проектирования электрических сетей

Основы теории:

В техническом задании на проектирование обычно приводятся мощности нагрузок с указанием состава потребителей по категориям надежности их электроснабжения, наиболее характерные суточные графики нагрузок или время использования наибольшей нагрузки в году, вторичное напряжение подстанций, их расположение относительно друг друга и возможных источников питания, указания о возможных путях дальнейшего развития сети. В ряде случаев задание на проектирование содержит указания о целесообразности применения тех или иных средств управления режимами сети в связи с наличием в существующей системе определенных автоматических управляющих устройств и систем.

В процессе проектирования на основании исходных данных, имеющих-
ся в техническом задании, выбирается номинальное напряжение, рациональ-
ная схема сети, сечения проводов и кабелей линий, образующих сеть; опре-



деляется мощность и число трансформаторов или автотрансформаторов на подстанциях; разрабатываются схемы их электрических соединений; оценивается необходимость установки на подстанциях источников реактивной мощности и их наиболее экономичное размещение; определяются средства регулирования напряжения.

В настоящее время в практике проектирования электрических сетей применяется метод вариантного сопоставления на основе определения приведенных затрат. Предполагаемые варианты сооружения сети могут отличаться номинальным напряжением, конфигурацией схемы, иметь разную надежность электроснабжения потребителей в тех случаях, когда это возможно, но должны быть технически осуществимы и удовлетворять необходимым требованиям. только такие варианты электрической сети подлежат дальнейшему экономическому анализу с целью выявления наиболее рационального из них, причем критерием для оценки наиболее целесообразного варианта является минимум приведенных затрат. Если же различие в приведенных затратах сопоставляемых вариантов лежит в пределах точности задания исходных данных, то для окончательного решения принимаются во внимание дополнительные характеристики вариантов, а именно условия эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития, наличия среди вариантов сети с более высоким номинальным напряжением, необходимые средства регулирования напряжения, наиболее простая возможность введения дополнительных средств автоматизации сети и многое другое.

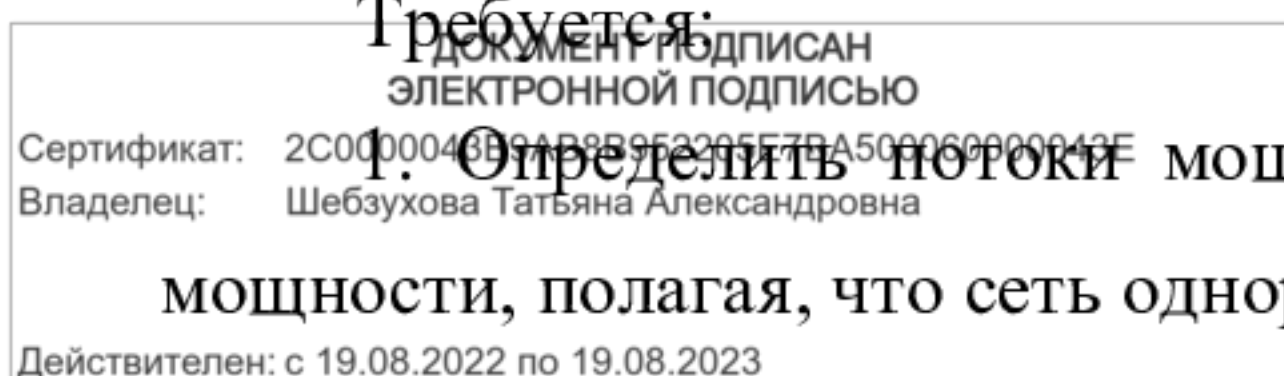
Задание:

Задача №1

Задана схема сети, приведенная на рис. 6.1 Исходные данные по участкам сети и о нагрузках приведены в табл. 6.1

Требуется:

1. Определить потоки мощности на участках сети без учета потерь мощности, полагая, что сеть однородная.



2. Выбрать номинальные напряжения для каждого участка сети по одной из эмпирических формул, по зонам экономических номинальных напряжений и по таблицам, характеризующим пропускную способность и дальность передачи линий разных напряжений.

3. Выбрать число и мощность трансформаторов на подстанциях.

4. На всех участках определить сечения по экономической плотности тока.

5. Проверить выбранные сечения по условиям допустимого нагрева в послеаварийных режимах.

Результаты расчетов представить в виде:

1) структурной схемы сети с результатами расчетов по выбору параметров сети;

2) табл. 6.2 и 6.3

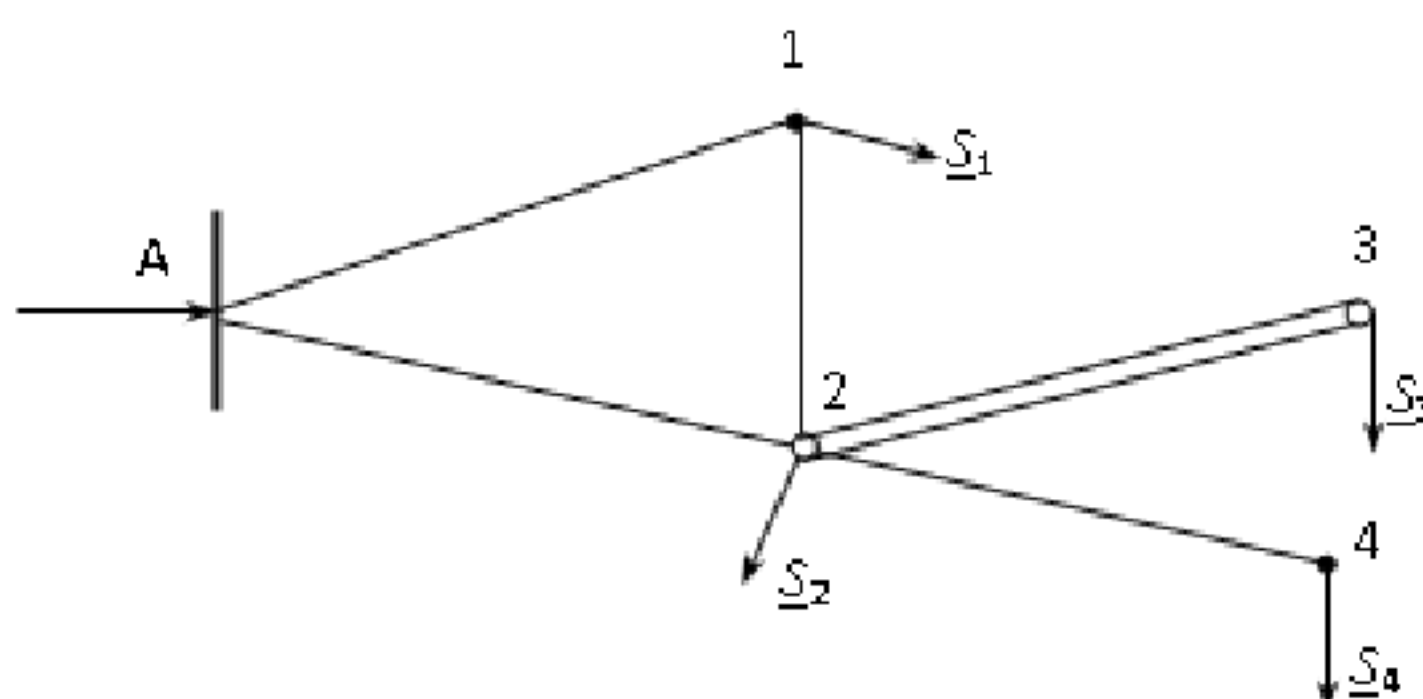


Рисунок 6.1 – Схема сети

Таблица 6.1 – Исходные данные по длинам линий и по нагрузкам

Номер варианта	Длины участков, км					Нагрузки узлов, МВ·А			
	A – 1	1 – 2	A – 2	2 – 3	2 – 4	$\underline{S}_1$	$\underline{S}_2$	$\underline{S}_3$	$\underline{S}_4$
1	50	35	70	30	25	$80+j50$	$30+j15$	$42+j17$	$20+j10$
2	75	30	55	28	23	$85+j40$	$42+j18$	$30+j20$	$23+j17$
3	86	38	58	32	20	$90+j45$	$29+j17$	$40+j15$	$24+j10$
4	70	40	60	36	19	$92+j38$	$35+j14$	$50+j18$	$19+j8$
5	90	45	100	38	21	$98+j44$	$38+j14$	$45+j20$	$28+j16$

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: 5 Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

6	74	42	58	34	27	101+j50	50+j25	28+j14	25+j12
7	82	48	60	37	26	94+j40	55+j19	30+j15	26+j13
8	76	37	65	40	23	108+j60	49+j20	40+j18	30+j15
9	87	42	62	32	18	86+j35	50+j25	39+j19	23+j16
10	65	30	76	30	16	95+j47	39+j20	46+j17	18+j10
11	36	15	42	19	12	45+j19	23+j14	14+j7	4+j2
12	38	18	32	20	16	38+j14	20+j10	12,5+j4	6+j3
13	30	20	46	16	11	35+j17	19+j8	14+j5	7+j4
14	35	28	40	17	14	48+j20	16+j8	16+j8	5,2+j2,8
15	44	25	30	19	12	45+j20	22+j9	17+j5	4,2+j1,8
16	50	30	45	21	15	41+j19	20+j8	15+j7	6,8+j3
17	37	19	40	18	14	44+j20	21+j9	11+j4	6,4+j2
18	52	17	38	20	16	39+j13	27+j9	13+j6	5,5+j3
19	44	22	42	16	12	40+j20	24+j12	15,5+j4	4,5+j1,5
20	48	25	45	17	13	47+j18	22+j7	16+j5	5+j2,5

Таблица 6.2 – Результаты решения задачи

Параметр	Номер участка				
	A-1	1-2	A-2	2-3 (одной цепи)	2-4
Расчетный ток, А					
Расчетное сечение, мм ²					
Стандартное сечение, мм ²					

Таблица 6.3 – Результаты проверки сечений проводов по нагреву

Номер участка	Допустимый ток по нагреву для	Ток, А, в режиме	
		нормальном	послеаварийном при отключении участка

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

	выбранного сечения, А		А-1	1-2	А-2	2-3 (одной цепи)	2-4
А - 1							
1 - 2							
А - 2							
2 - 3							
2 - 4							

Задача №2

Задана схема электрической сети 10 кВ, приведенная на рис. 6.2 Длины участков сети, нагрузки приведены в табл. 19. Время использования наибольших нагрузок принять $T_{нб1} = 5100$ ч, $T_{нб2} = 4200$ ч, $T_{нб3} = 3500$ ч, $T_{нб4} = T_{нб5} = 4500$ ч. Выбрать сечения проводов для участков сети, воспользовавшись методом экономической плотности тока.

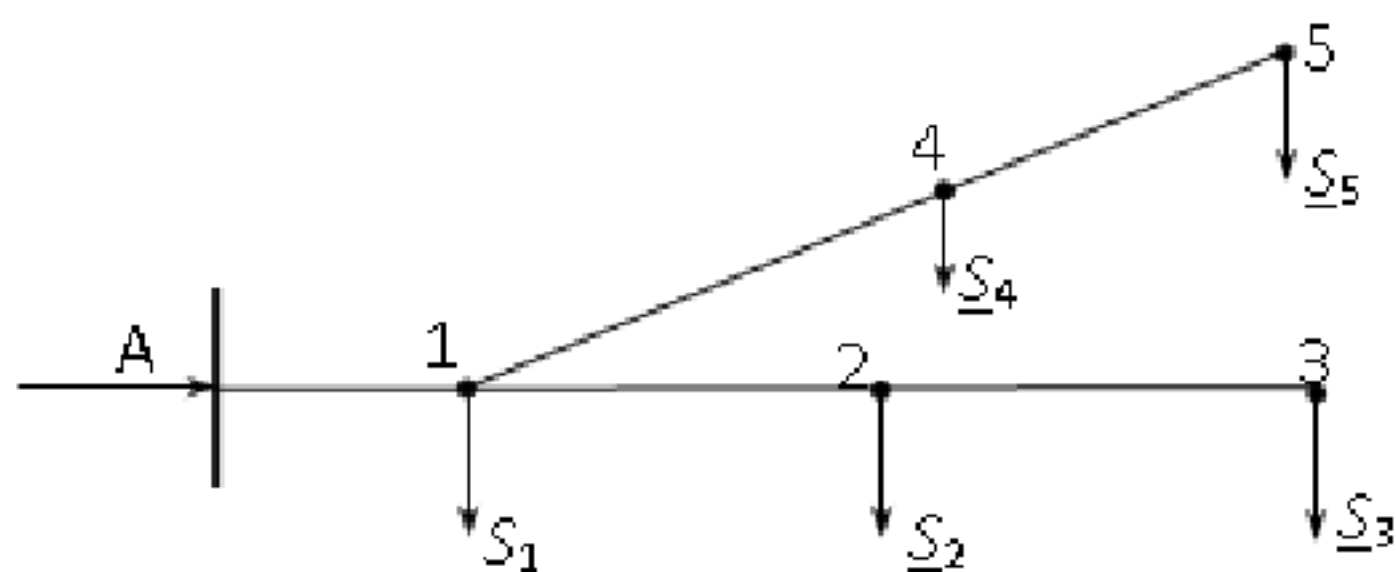


Рисунок 6.2 – Схема сети 10 кВ

Таблица 6.4 – Исходные данные по длинам линий и по нагрузкам

Номер варианта	Длины линий, км					Нагрузка, МВ·А				
	А-1	1-2	2-3	1-4	4-5	$\frac{S_1}{\cos \varphi_1}$	$\frac{S_2}{\cos \varphi_2}$	$\frac{S_3}{\cos \varphi_3}$	$\frac{S_4}{\cos \varphi_4}$	$\frac{S_5}{\cos \varphi_5}$
1	5	2	4	2	2	$\frac{0,4}{0,9}$	$\frac{0,6}{0,92}$	$\frac{0,1}{0,92}$	$\frac{0,3}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,69}$

Сертификат: 2С0000043Е9АВ8В952205Е7ВА500060000043Е

Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

2	4	2	1	3	1	$\frac{0,7}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,95}$	$\frac{0,2}{0,87}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,4}{0,92}$
3	6	2	3	3	2	$\frac{0,6}{0,93}$	$\frac{0,4}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,88}$	$\frac{0,6}{0,92}$	$\frac{0,2}{0,9}$
4	5	3	2	4	1	$\frac{0,9}{0,95}$	$\frac{0,6}{0,9}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,5}{0,87}$	$\frac{0,2}{0,9}$
5	7	1	2	4	1	$\frac{0,5}{0,92}$	$\frac{0,4}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,95}$	$\frac{0,4}{0,92}$	$\frac{0,3}{0,95}$
6	4	1	5	1	2	$\frac{0,4}{0,92}$	$\frac{0,3}{0,9}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,5}{0,89}$	$\frac{0,2}{0,95}$
7	4	2	3	2	2	$\frac{0,3}{0,92}$	$\frac{0,2}{0,93}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,95}$	$\frac{0,4}{0,95}$
8	6	3	3	2	4	$\frac{0,6}{0,95}$	$\frac{0,5}{0,9}$	$\frac{0,1}{0,92}$	$\frac{0,5}{0,92}$	$\frac{0,3}{0,89}$
9	4	3	2	3	2	$\frac{0,8}{0,95}$	$\frac{0,4}{0,95}$	$\frac{0,3}{0,93}$	$\frac{0,4}{0,9}$	$\frac{0,3}{0,93}$
10	3	1	2	3	2	$\frac{0,9}{0,93}$	$\frac{0,3}{0,89}$	$\frac{0,2}{0,9}$	$\frac{0,4}{0,87}$	$\frac{0,3}{0,9}$

Таблица 6.5 – Результаты решения задачи

Номер участка	Ток участка, А	Расчетное сечение, мм ²	Стандартное сечение, мм ²	Допустимый ток по нагреву, А
А-1				
1-2				
2-3				
1-4				
4-5				

Задача №3

Определить сечения проводов участков сети напряжением 10 кВ, приведенной на рис. 6.3, по допустимой потере напряжения, равной 6 %. Информация о длинах участков сети и нагрузках в узлах представлена в табл.

21. Удельную проводимость материала проводов принять $\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA300060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Расчеты выполнить для условия: сечения проводов одинаковы на всех участках сети.



Рисунок 6.3 – Схема сети

Таблица 6.6 – Исходные данные по длинам участков сети и по нагрузкам

Номер варианта	Длины участков сети, км			Нагрузки, МВ·А		
	А-1	1-2	2-3	$\underline{S}_1$	$\underline{S}_2$	$\underline{S}_3$
1	5	4	2	$0,8+j0,4$	$0,5+j0,2$	$0,7+j0,3$
2	7	1	3	$1,5+j0,8$	$1+j0,4$	$0,8+j0,4$
3	5	6	2	$0,7+j0,3$	$0,6+j0,2$	$0,5+j0,2$
4	5	3	4	$1,2+j0,6$	$0,9+j0,4$	$0,4+j0,1$
5	4	4	2	$0,9+j0,5$	$0,6+j0,3$	$0,7+j0,3$
6	6	4	2	$1,6+j0,4$	$0,7+j0,4$	$0,3+j0,1$
7	5	3	2	$1,2+j0,5$	$0,6+j0,2$	$0,5+j0,2$
8	2	5	1	$0,9+j0,4$	$0,5+j0,2$	$0,4+j0,1$
9	5	3	2	$0,7+j0,3$	$1+j0,4$	$0,3+j0,1$
10	2	4	5	$0,8+j0,5$	$0,5+j0,2$	$0,5+j0,1$

Контрольные вопросы:

1. Какие параметры являются решающими при выборе номинального напряжения линии?
2. Что представляют собой экономические области номинальных напряжений?
3. Каков физический смысл экономической плотности тока?

4. Исходя из какого режима выбирают сечения по экономической плотности тока: режима наибольших нагрузок, наименьших нагрузок, послеаварийных режимов? Почему?

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Небакова Татьяна Александровна
Действителен с 19.06.2022 по 19.06.2029

5. В каких координатах строятся экономические интервалы нагрузок?
6. Почему и как экономическая плотность тока зависит от времени использования наибольшей нагрузки?
7. Для каких режимов производится проверка сечений проводов по нагреву? Почему?
8. Для каких сетей сечение провода выбирают по допустимой потере напряжения? Почему?
9. Какова последовательность выбора проводников линий по допустимой потере напряжения?
10. Какие дополнительные условия применяются при выборе проводников по допустимой потере напряжения? Каковы области их использования?
11. В чем особенности выбора сечений проводов по допустимой потере напряжения в разветвленных сетях?
12. Какова зависимость индуктивного сопротивления проводов от их сечения?
13. Какие наименьшие сечения алюминиевых и сталеалюминевых проводов допускаются по условию механической прочности для линий напряжением выше 1 кВ?
14. От чего зависит допустимый ток по нагреву линий электропередачи?
15. Чем обусловлено ограничение наименьших допустимых сечений проводов линий напряжения 110 кВ и выше?
16. Какому условию должны удовлетворять провода воздушных линий с учетом возможности появления короны?

Практическая работа №7

Регулирование напряжения в электрических сетях

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат:	2C0000043E9AB8B9570557BA55990608009043E
Владелец:	Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023	

Цель: изучить средства регулирования напряжения в распределительных сетях

Основы теории:

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Режим напряжений в электрической сети должен быть таким, чтобы были выполнены требования ГОСТ в отношении допустимых отклонений напряжения для электроприемников, которые питаются от этой сети. Значения отклонений напряжения часто превышают допустимые по следующим причинам:

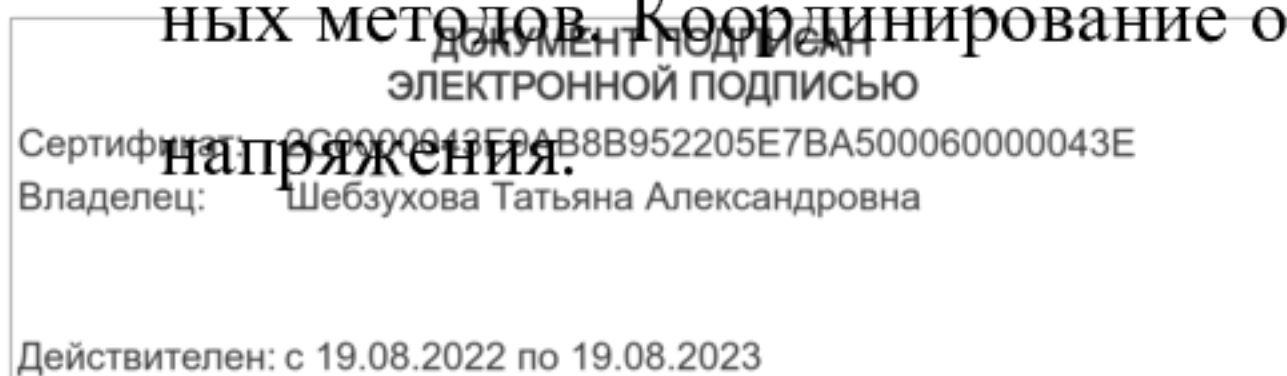
- большие потери напряжения в сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;
- неправильное построение схемы сети.

Очень часто эти причины возникают при развитии сети, при ее реконструкции. Поэтому чтобы обеспечить необходимые отклонения напряжения на шинах электроприемников следует применять регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств.

Способы регулирования напряжения возникли с возникновением электрических сетей. Их развитие происходило от низших уровней управления к высшим. Сначала использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей и непосредственно у потребителей и на энергоблоках электростанций. Сейчас эти методы регулирования напряжения называются локальными. По мере развития сетей и объединения их в крупные энергосистемы возникла необходимость координировать работу локальных методов. Координирование относится к высшим уровням регулирования

напряжения.



Локальное регулирование может быть централизованным и местным. Централизованное управление выполняется в центрах питания. Местное регулирование проводится непосредственно у потребителей. Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

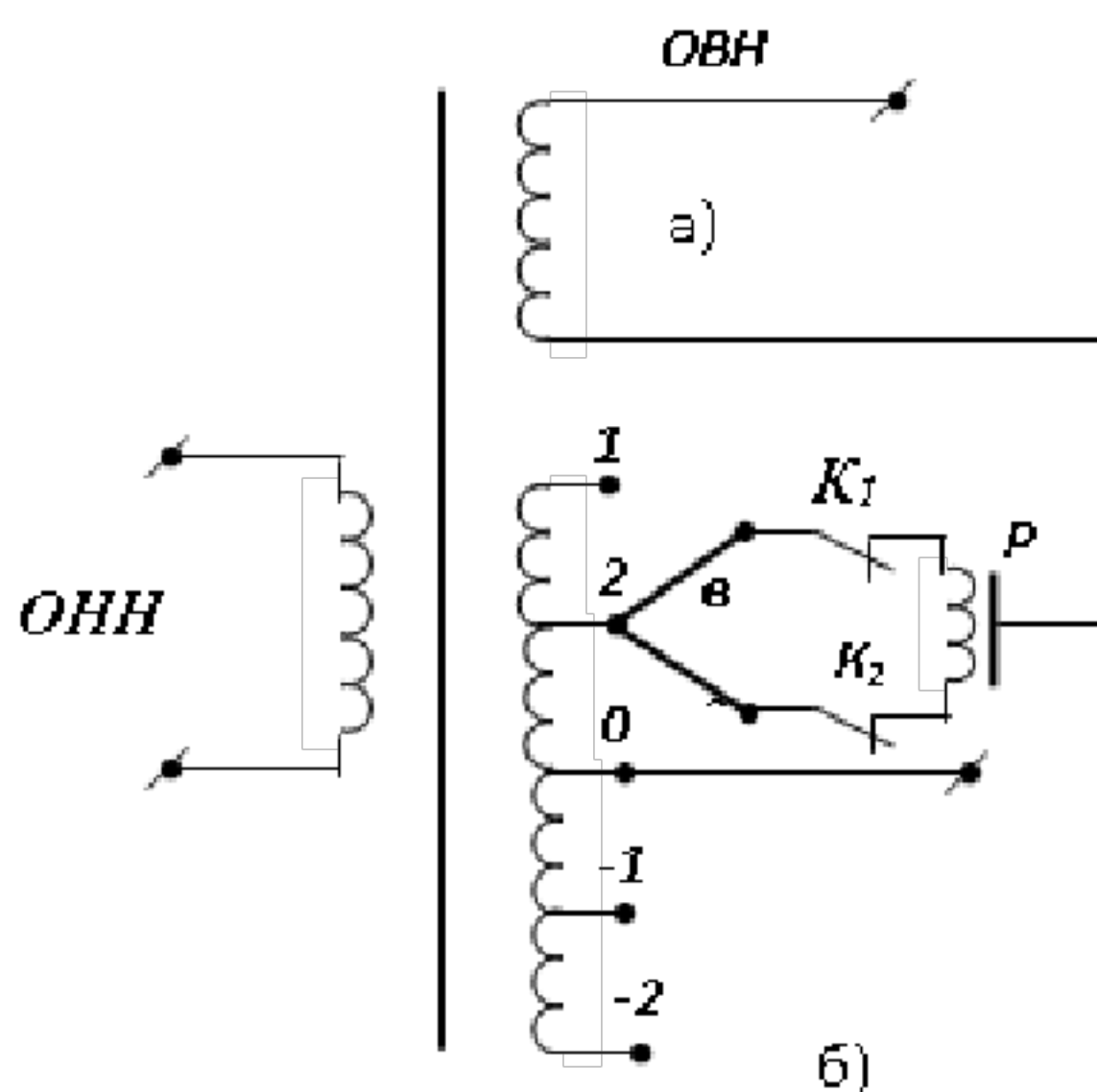


Рисунок 7.1 – Схема РПН с реактором

Рассмотрим принципиальную схему устройства РПН с реактором (рис. 7.1).

Обмотка высшего напряжения трансформатора с РПН состоит из двух частей: нерегулируемой или основной (а) и регулируемой (б).

На регулируемой части обмотки имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1, 2, 0, -1, -2. Ответвления 1, 2 соотрые включены согласно виткам основной обмотки. При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации увеличивается. Ответвления -1, -2 соответствуют части витков, которые включены встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение приводит к уменьшению коэффициента трансформации.

Основным выводом обмотки высшего напряжения является нулевой

вывод. С него снимается номинальное напряжение.

На регулируемой части обмотки есть переключающее устройство. Оно состоит из подвижных контактов в и г, контакторов К1 и К2 и реактора Р.

Переключения выполняются следующим образом. Предположим, что необходимо переключиться с ответвления 2 на ответвление 1. Для этого отключается контактор К1, переводится подвижный контакт на ответвление 1 и вновь включается контактор К1. В результате этих действий секция 1 - 2 оказывается замкнутой на реактор. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнительный ток, который возникает из-за наличия напряжения на секции 1 – 2. Затем отключается контактор К2, переводится подвижный контакт г на ответвление 1 и включается контактор К2.

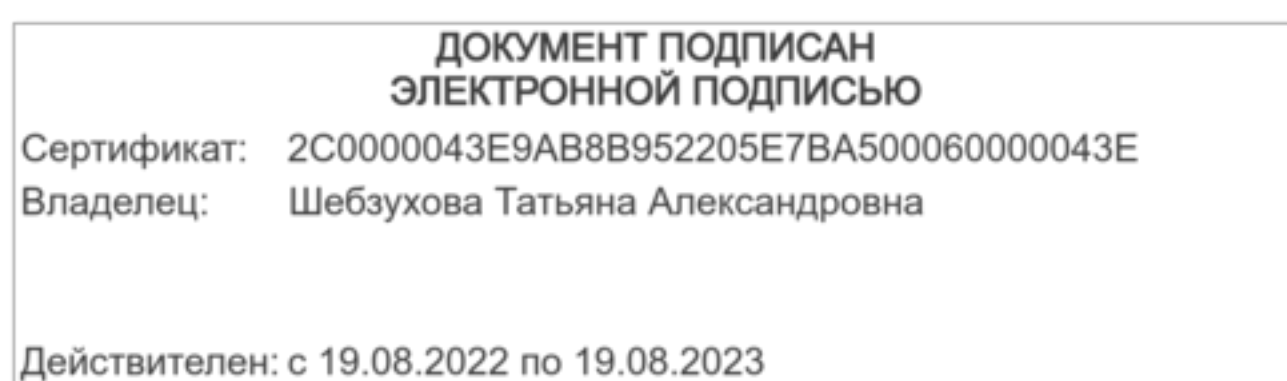
Переключатели с реакторами рассчитаны на длительное протекание тока нагрузки. Но реактор является тяжелым и громоздким элементом. Поэтому переключающие устройства трансформаторов напряжения 220 кВ и выше выполняются на активных сопротивлениях. Чтобы снизить потери электроэнергии в таких устройствах, их рассчитывают на кратковременную работу. Устройство получается компактным, но требует применения мощных быстродействующих приводов. Принцип действия таких устройств рассмотрим на примере автотрансформаторов напряжением 220 – 330 кВ.

Документ подписан
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9A938B052305E3BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

автотрансформаторов выполнялось встроенным в нейтраль, как у трансформаторов. При регулировании изменялся коэффициент трансформации между всеми обмотками. При таком выполнении трудно было согласовать требования по регулированию напряжения у потребителей на сторонах низкого и среднего напряжений. При расположении устройства РПН в линейном конце обмотки среднего напряжения обмотка низшего напряжения оказывается нерегулируемой. Если возникает необходимость регулирования обмотки низшего напряжения автотрансформатора, последовательно с обмоткой низшего напряжения включают линейный регулятор. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем выполнение автотрансформатора с двумя устройствами РПН.

Выполнение ответвлений со стороны нейтрали позволяет облегчить изоляцию устройства РПН и рассчитать его на разность токов обмоток высшего и среднего напряжений ($I_B - I_C$). Но регулирование будет связанным. Выполнение ответвлений в линейном конце обмотки среднего напряжения устройство должно рассчитываться на полный номинальный ток, а его изоляция на напряжение обмотки среднего напряжения U_C . Но регулирование будет независимым.

Согласно рисунка, рабочий ток протекает через замкнутый контакт 1 и вспомогательный контакт 2. Переключение происходит в следующем порядке. При переходе со ступени, а на степень в сначала размыкается рабочий контакт 1, затем вспомогательный контакт 2. Ток нагрузки протекает через сопротивление R .



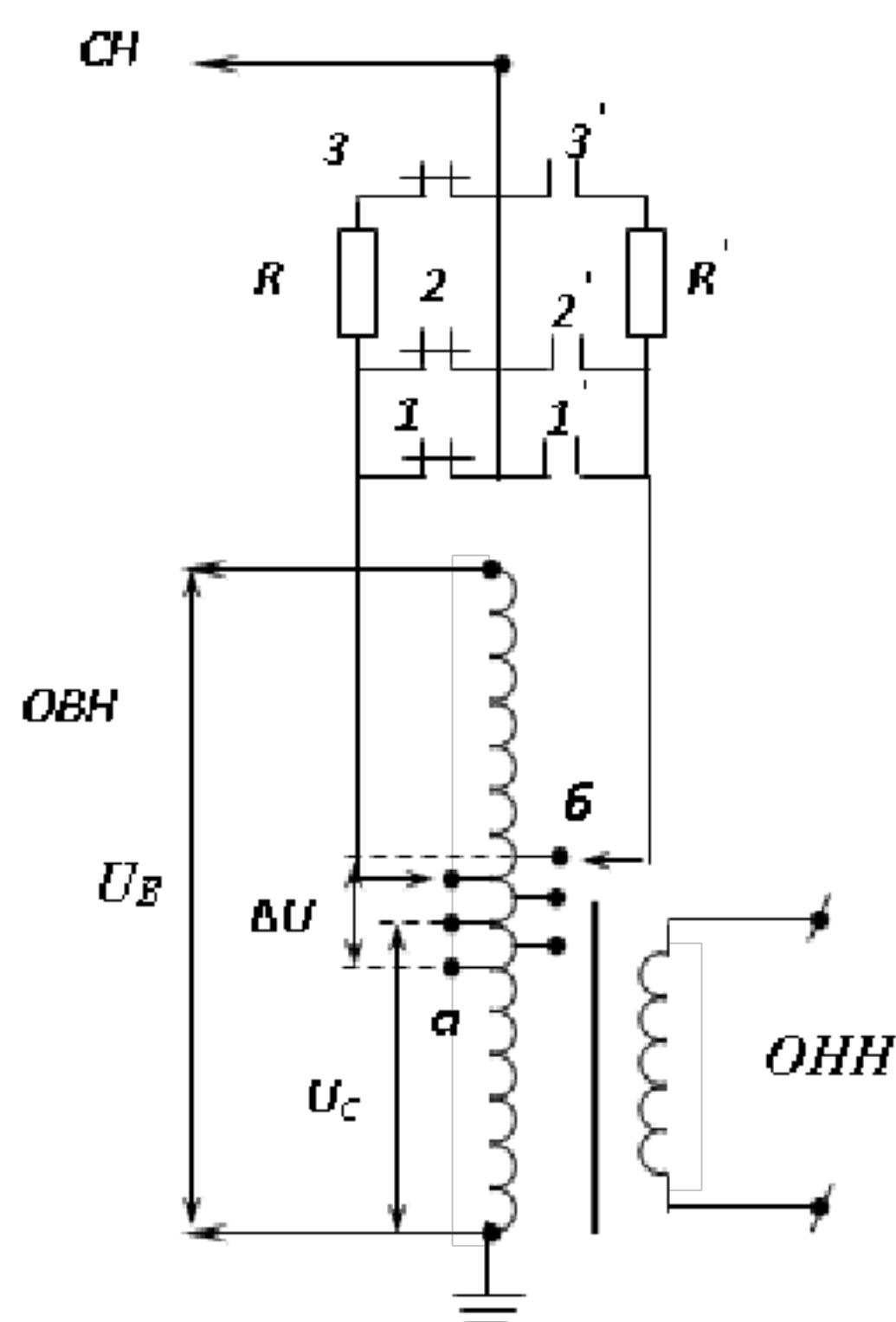


Рисунок 7.2 – Схема РПН на активных сопротивлениях

Замыкается дугогасительный контакт 3'. Образуется мост – уравни-
тельный ток протекает через оба активных сопротивления R и R' . Размыкает-
ся дугогасительный контакт 3 и переводит ток нагрузки на правое плечо. За-
мыкаются контакты 2' и 1'. Создается новое рабочее положение.

Задание:

Задача №1

На понижающей подстанции установлены два двухобмоточных транс-
форматора типа ТРДН. Информация о номинальных мощностях, номиналь-
ных напряжениях и диапазонах регулирования напряжения представлена в
таблице 22.

По результатам электрических расчетов сети получены значения
напряжения на шинах высшего напряжения подстанции; известны значения
мощностей на шинах низкого напряжения трансформаторов (табл. 7.1).

Требуется выбрать ответвления на обмотках высшего напряжения, если
желаемое напряжение на шинах низкого напряжения.

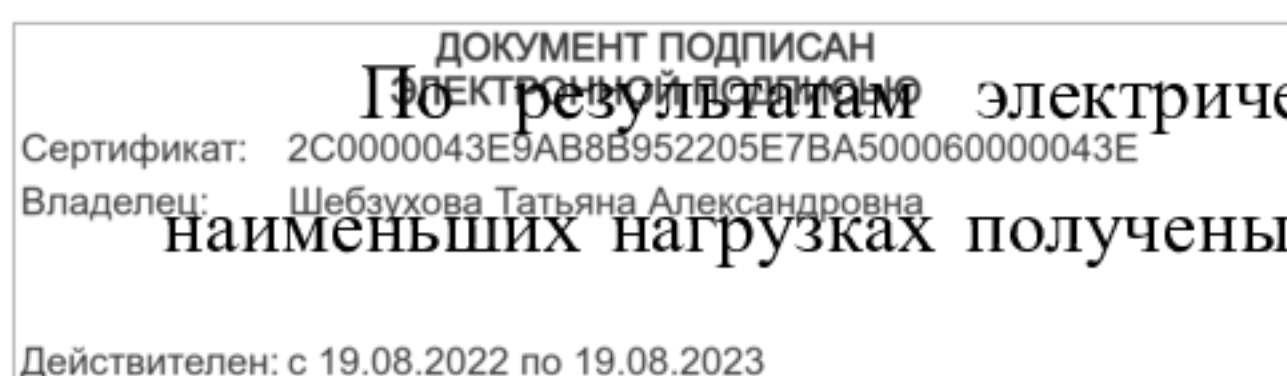
ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000073E9A8B505220E15A93006600043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Таблица 7.1 – Исходные данные о параметрах трансформаторов и параметров режимов

Номер варианта	Информация о трансформаторах	Диапазон регулирования	U_1 , кВ	$\underline{S}_2$, МВ·А
1	ТРДН-25000/115/10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	119	$30 + j15$
2	ТРДН-40000/115/10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	118	$45 + j18$
3	ТРДЦН-63000/115/10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	117	$75 + j40$
4	ТРДЦН-80000/115/10,5/10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	119,5	$90 + j45$
5	ТРДН-40000/230/11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	238	$49 + j13$
6	ТРДЦН-63000/230/11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	237	$80 + j25$
7	ТРДЦН-100000/230/11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	239	$115 + j60$
8	ТРДН-40000/230/11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	235	$47 + j17$
9	ТРДН-63000/230/11/11	$\pm 8 \times 1,5 \%$	238	$78 + j36$
10	ТРДНС-25000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	37	$29 + j14$
11	ТРДНС-32000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	37,5	$32 + j15$
12	ТРДНС-40000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,5	$44 + j20$
13	ТРДНС-63000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	38	$79 + j35$
14	ТРДНС-40000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	37	$49 + j10$
15	ТРДНС-63000/36,75/10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5 \%$	38	$74 + j40$

Задача №2

На понижающей подстанции установлен трехобмоточный трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне высшего напряжения и с ПБВ на стороне среднего напряжения, имеющий номинальные напряжения и диапазоны регулирования $115 \pm (9 \times 1,78) \%$ / $38,5 \pm (2 \times 2,5) \%$ / 11.



По результатам электрических расчетов сети при наибольших и наименьших нагрузках получены значения напряжений на шинах низкого и

среднего напряжений, приведенные к высшему напряжению, U_3^B и U_2^B соответственно (табл. 7.2).

Требуется выбрать ответвления на обмотках высшего и среднего напряжений, если желаемое напряжение на шинах 10 кВ в режиме наибольших нагрузок $U_{3\text{желнб}} = 1,05U_H = 10,5 \text{ кВ}$; в режиме наименьших нагрузок $U_{3\text{желнм}} = 1,0U_H = 10 \text{ кВ}$; на шинах 35 кВ в обоих режимах $U_{2\text{жел}} = 36,5 \text{ кВ}$.

Таблица 7.2 – Исходные данные о напряжениях

Номер варианта	Напряжение, приведенное к высшему напряжению			
	в режиме наибольших нагрузок		в режиме наименьших нагрузок	
	$U_{2\text{нб}}^B, \text{ кВ}$	$U_{3\text{нб}}^B, \text{ кВ}$	$U_{2\text{нм}}^B, \text{ кВ}$	$U_{3\text{нм}}^B, \text{ кВ}$
1	105	103	119	117
2	106	104	112	114
3	109	104	117	119
4	112	107	118	109
5	113	111	114	111
6	109	108	118	112
7	108	104	117	112
8	106	102	114	109
9	108	105	117	115
10	109	105	115	113
11	107	103	114	112
12	103	102	116	112
13	106	102	117	114
14	108	102	117	115

Расчеты выполнить в следующем порядке:

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

1. Для обмоток высшего и среднего напряжения трансформатора подстанции рассчитать напряжения ответвлений, соответствующие каждой ступени регулирования, и составить таблицы в виде табл.7.3.
2. Для двух режимов определить расчетные и выбрать стандартные ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора из условия обеспечения желаемого напряжения на шинах 10 кВ.
3. Определить действительные напряжения в двух режимах на шинах 10 кВ.
4. Используя выбранные ответвления обмотки высшего напряжения для режимов наибольших и наименьших нагрузок, определить расчетное и выбрать стандартное ответвление обмотки среднего напряжения, исходя из желаемого напряжения на шинах 35 кВ.
5. Определить действительные напряжения в двух режимах на шинах 35 кВ.
6. Определить отклонения действительных напряжений от желаемых на шинах 10 и 35 кВ в двух режимах.
7. Сделать анализ и выводы о достаточности диапазонов регулирования трансформаторов.
8. Результаты расчетов представить в виде таблицы 7.4.

Таблица 7.3 – Параметры регулирования трансформатора

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Напряжение ответвления, %

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Таблица 7.4 – Результаты выбора ответвлений трансформатора

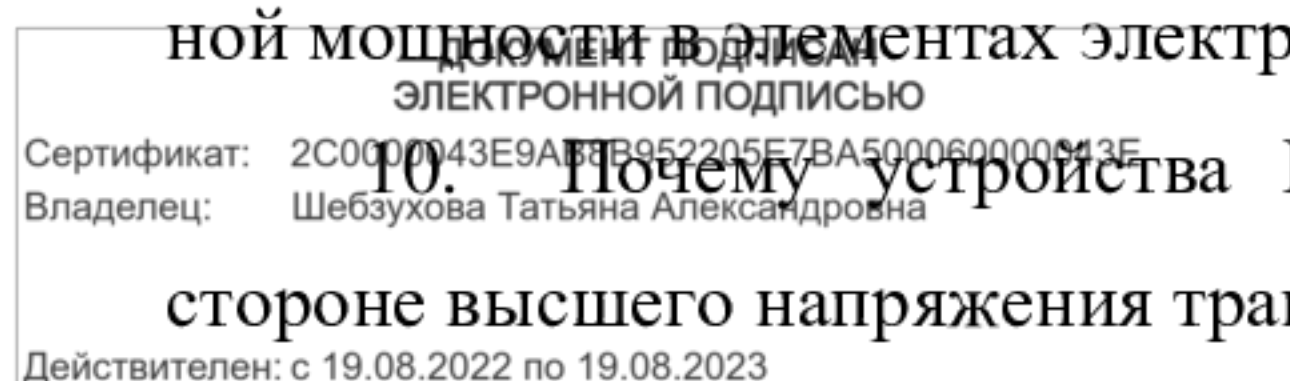
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Шины	Приведенное напряжение, кВ	Расчетное напряжение ответвления, кВ	Стандартное ответвление		Действительное напряжение, кВ	Отклонение действительного напряжения от желаемого, %
			кВ	%		
Режим наибольших нагрузок						
10 кВ						
35 кВ						
Режим наименьших нагрузок						
10 кВ						
35 кВ						

Контрольные вопросы:

1. Какие средства регулирования напряжения используют в распределительных сетях?
2. В чем различие трансформаторов с РПН и без РПН?
3. В чем заключается принцип встречного регулирования напряжения?
4. Какая информация необходима для выбора ответвлений двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов с РПН?
5. Как влияет установка компенсирующих устройств на потери мощности, потери напряжения?
6. Какими путями можно устранить в сети избыток реактивной мощности в сети?
7. Какие компенсирующие устройства могут работать как в режиме выдачи, так и в режиме потребления реактивной мощности?
8. В чем заключаются особенности конструкции устройства регулирования напряжения с РПН по сравнению с устройством без РПН?
9. Какое влияние оказывают режимы напряжений на потери активной мощности в элементах электрической сети?

10. Почему устройства РПН устанавливают преимущественно на стороне высшего напряжения трансформатора?



11. Каковы причины отклонения напряжения от номинального значения?

Практическая работа №8

Выбор и расчет параметров схем замещения линий электропередачи

Цель: научиться рассчитывать параметры линий электропередач

Основы теории:

Выполнение расчетов симметричных установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) трехфазного переменного тока основано на применении однофазной линейной схемы замещения, параметры которой в общем случае являются комплексными величинами. Расчетная схема сети представляет собой последовательное соединение схем замещения линий электропередач и трансформаторов.

В практических расчетах ВЛ длиной до 300 км и КЛ представляются полными П-образными схемами замещения с сосредоточенными параметрами. Рекомендации по выбору схемы замещения в зависимости от типа ЛЭП и ее номинального напряжения представлены в таблице 1.1. Численные значения параметров схемы замещения рассчитываются по следующим выражениям.

Величина активного сопротивления участка сети рассчитывается:

$$R = r_0 \cdot l.$$

Активное сопротивление стальных проводов намного больше омического из-за поверхностного эффекта и наличия дополнительных потерь на гистерезис (перемагничивание) и от вихревых токов в стали:

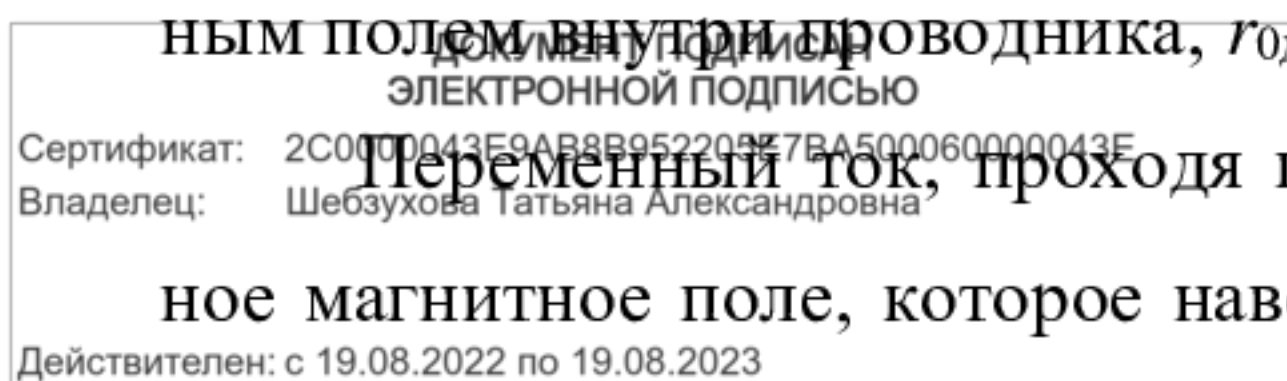
$$r_0 = r_{0\text{пост}} + r_{0\text{доп}},$$

где $r_{0\text{пост}}$ — омическое сопротивление одного километра провода;

$r_{0\text{доп}}$ — активное сопротивление, которое определяется переменным магнит-

ным полем внутри проводника, $r_{0\text{доп}} = r_{0\text{поверх.эф}} + r_{0\text{гистер.}} + r_{0\text{вихр.}}$

Переменный ток, проходя по проводу, образует вокруг него переменное магнитное поле, которое наводит в проводнике ЭДС обратного направ-



ления (ЭДС самоиндукции). Сопротивление току, обусловленное противодействием ЭДС самоиндукции, называется реактивным индуктивным сопротивлением.

Величина реактивного индуктивного сопротивления зависит как от значения тока в собственном проводе, так и от величины токов в соседних проводах. Чем дальше расположены фазные провода линии, тем меньше влияние соседних проводов – поток рассеяния и индуктивное сопротивление увеличиваются.

На величину индуктивного сопротивления оказывает влияние диаметр провода, магнитная проницаемость (μ) и частота переменного тока. Величина погонного индуктивного сопротивления рассчитывается по формуле:

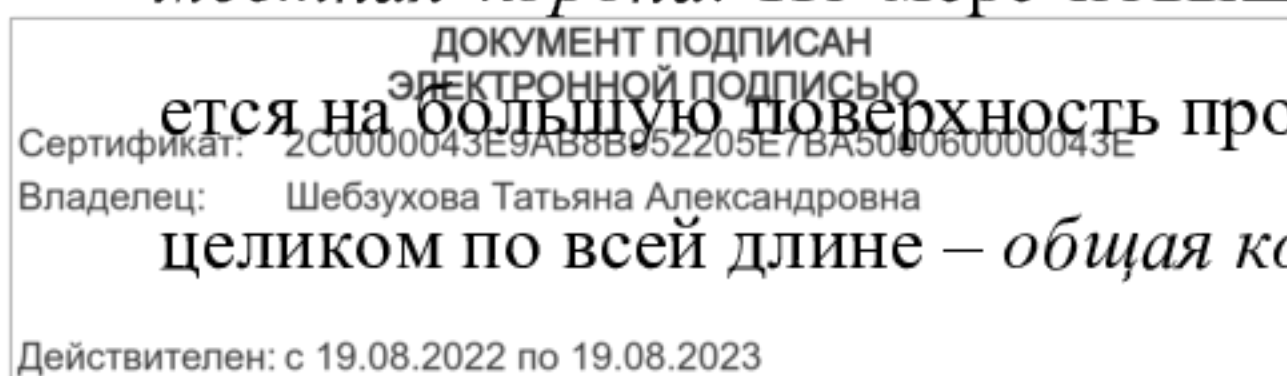
$$x_0 = \omega \cdot (4,61 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x'_0 + x''_0,$$

где ω – угловая частота; μ – магнитная проницаемость; $D_{\text{ср}}$ – средне-геометрическое расстояние между фазами ЛЭП; $R_{\text{пр}}$ – радиус провода.

Активная проводимость (G) обусловлена потерями активной мощности в диэлектриках. Ее величина зависит от:

- тока утечки по изоляторам (малы, можно пренебречь);
- потерь мощности на корону.

Активная проводимость приводит к потерям активной мощности в режиме холостого хода ВЛЭП. Потери мощности на корону ($\Delta P_{\text{кор}}$) обусловлены ионизацией воздуха вокруг проводов. Когда напряжённость электрического поля у провода становится больше электрической прочности воздуха (21,2кВ/см), на поверхности провода образуются электрические разряды. Из-за неровностей поверхности многопроволочных проводов, загрязнений и заусениц разряды появляются вначале только в отдельных точках провода – *местная корона*. По мере повышения напряжённости корона распространяется на большую поверхность провода и в конечном счёте охватывает провод целиком по всей длине – *общая корона*.



Потери мощности на корону зависят от погодных условий. Наибольшие потери мощности на корону происходят при различных атмосферных осадках. Например, на воздушных ЛЭП напряжением 330÷750кВ $\Delta P_{\text{кор}}$ при снеге повышаются на 14%, дожде – на 47%, изморози – на 107% по сравнению с потерями при хорошей погоде. Корона вызывает коррозию проводов, создаёт помехи на линиях связи и радиопомехи.

Величину потерь мощности на корону можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \text{ кВт/км}$$

где δ – коэффициент, учитывающий барометрическое давление; $U_{\text{ф}}$, и $U_{\text{кор ф}}$ – соответственно фазные рабочее напряжение ЛЭП и напряжение, при котором возникает корона.

Начальная напряжённость (в хорошую погоду), при которой возникает общая корона рассчитывается по формуле Пика:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right), \text{ кВ/см}$$

где m – коэффициент негладкости провода; $R_{\text{пр}}$ – радиус провода, см; δ – коэффициент, учитывающий барометрическое давление.

Для гладких цилиндрических проводов значение $m = 1$, для многопроволочных проводов – $m = 0,82 \div 0,92$.

Величина δ рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

где P – давление, мм ртутного столба;

θ – температура воздуха, °С.

При нормальном атмосферном давлении (760 мм рт. ст.) и температуре 20 °С $\delta = 1$.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН	
Задача №1	
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA5000600000043E	
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна	
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023	

Определить удельные параметры воздушной и кабельной линий электропередачи напряжением 10 кВ, а также параметры схемы замещения этих линий при их длине 4 км. Воздушная линия выполнена проводами АС-50/8 при среднегеометрическом расстоянии между ними 2,5 м, кабельная линия – кабелем ААБ 3×50 при среднегеометрическом расстоянии между жилами кабеля 1,5 см. Максимальная мощность, передаваемая по воздушной линии, составляет 1000 кВА, по кабельной – 1600 кВА.

Задача №2.

Определить удельные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС 95/16, расположенными на П-образных деревянных опорах с расстоянием между проводами $D_{ab} = D_{bc} = D = 4.3$ м, и вычислить параметры схемы замещения двухцепной линии длиной 100 км.

Контрольные вопросы:

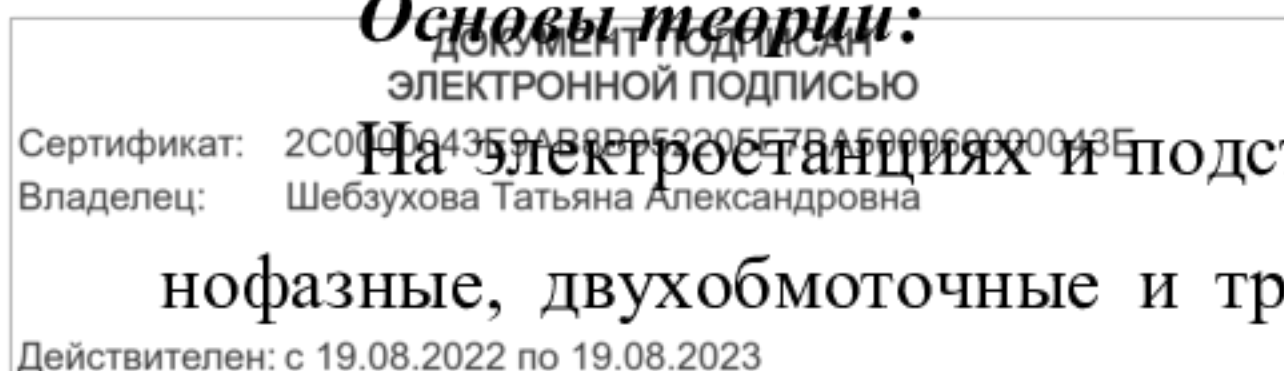
1. Какие схемы замещения применяются для воздушных и кабельных линий?
2. Как изменяется индуктивное сопротивление линии при увеличении расстояния между проводами и уменьшении радиуса проводов?
3. Как снизить потери мощности на корону в линии электропередачи?

Практическая работа №9

Выбор и расчет параметров схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Цель: научиться рассчитывать параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов

Основы теории:



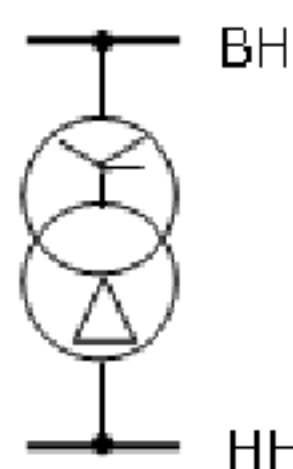
На электростанциях и подстанциях устанавливаются трехфазные и однофазные, двухобмоточные и трехобмоточные силовые трансформаторы и

авто-транс-форматоры, и силовые однофазные и трехфазные трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

В аббревиатуре трансформатора последовательно (слева направо) приводится следующая информация:

- вид устройства (А – автотрансформатор, без обозначения – трансформатор);
- количество фаз (О – однофазный, Т – трехфазный);
- наличие расщепленной обмотки низшего напряжения – Р;
- система охлаждения (М – естественная циркуляция масла и воздуха, Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла, МЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла, ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла и др);
- количество обмоток (без обозначения – двухобмоточный, Т – трехобмоточный);
- наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- исполнение (З – защитное, Г – грозоупорное, У – усовершенствованное, Л – с литой изоляцией);
- специфическая область применения (С – для систем собственных нужд электростанций, Ж – для электрификации железных дорог);
- номинальная мощность в кВ·А,
- класс напряжения обмоток (напряжения сети, к которой подключается трансформатор) в кВ.

На электрических схемах двухобмоточный трансформатор представляется следующим образом:



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Рисунок 9.1 – Условное обозначение двухобмоточного трансформатора
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

В обмотках указывается схемы соединения обмоток (звезда, звезда с нулем, треугольник) и режим работы нейтрали:

- звезда – с изолированной нейтралью;
- звезда с нулем – имеется соединение нейтрали с землей.

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура трансформатора ТДН-10000/110/10 расшифровывается: трансформатор трехфазный, двухобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 10000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 110 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

В практических расчетах двухобмоточный трансформатор чаще всего представляется Г-образной схемой замещения (рис. 9.2).

Активное и реактивное сопротивления трансформатора (продольная ветвь) представляют собой сумму активных и реактивных сопротивлений обмотки высшего напряжения и приведенной к ней обмотки низшего напряжения:

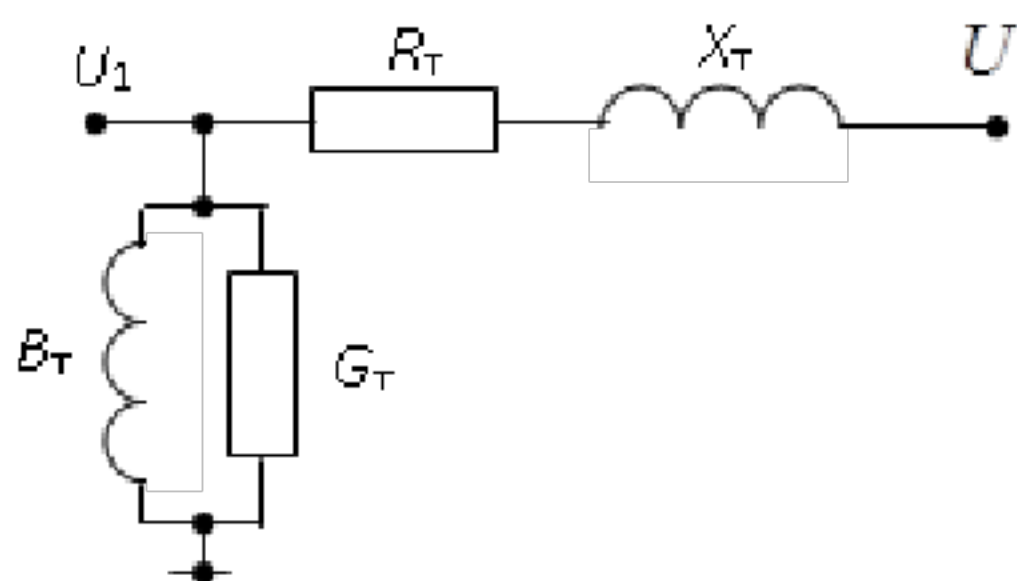


Рисунок 9.2 – Г – образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

$$R_T = R_B + R_H^*;$$

$$X_T = X_B + X_H^*.$$

Поперечная ветвь схемы замещения представлена активной G_T и реактивной B_T проводимостями. Проводимости обычно подключают со стороны

первичной обмотки: для повышающих трансформаторов – со стороны обмотки низшего напряжения, для понижающих – со стороны обмотки высшего напряжения.

В такой схеме замещения отсутствует трансформация, то есть отсутствует идеальный трансформатор. Поэтому в расчетах вторичное напряжение U_2^* оказывается приведенным к напряжению первичной обмотки.

На электрических схемах трехобмоточный трансформатор представляется следующим образом (рис. 9.3):

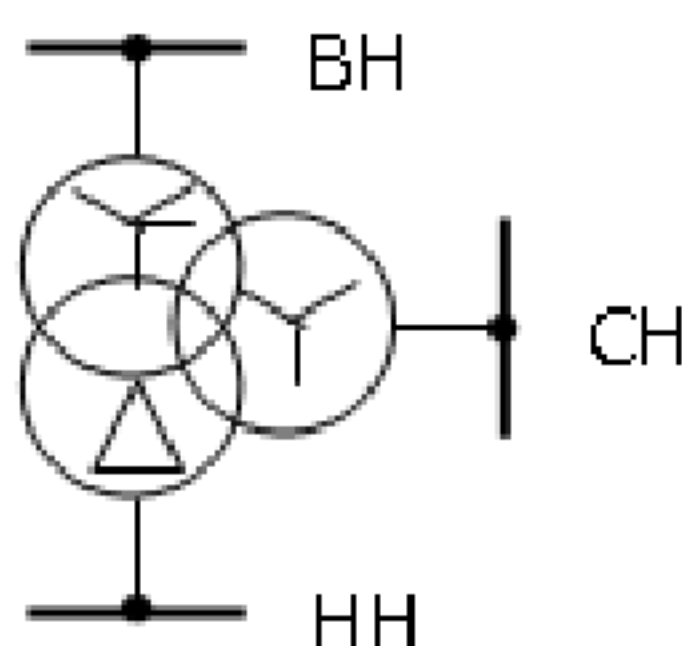
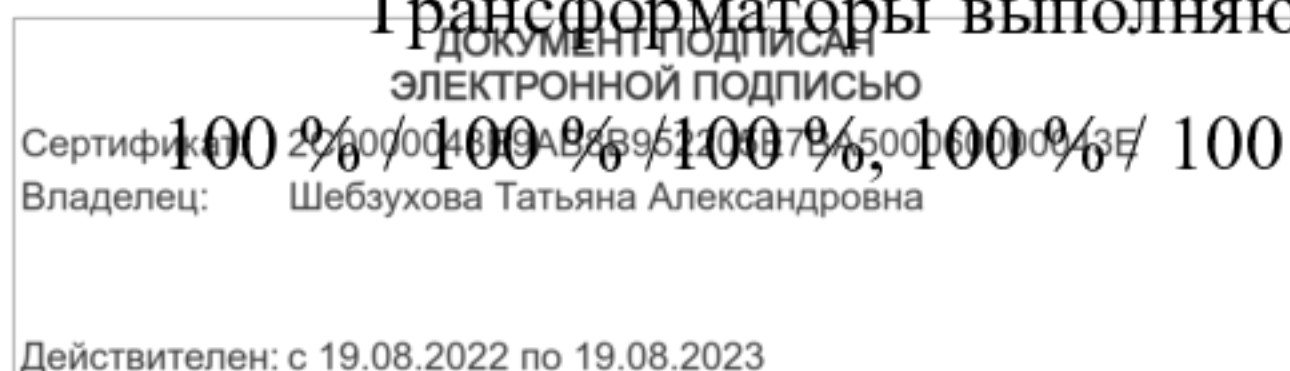


Рисунок 9.3 – Условное обозначение трехобмоточного трансформатора

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 расшифровывается: трансформатор трехфазный, трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 25000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 110 кВ, среднего напряжения – 35 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

Обмотки трехобмоточного трансформатора могут иметь различные мощности. За номинальную мощность трансформатора принимается мощность, равная наибольшей из мощностей его обмоток. На эту мощность трансформатор рассчитывается по условиям нагрева.

Трансформаторы выполняются со следующим исполнением обмоток –



100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % и 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

В расчетах трехобмоточный трансформатор представляется схемой замещения в виде трехлучевой звезды (рис. 9.4).

Все сопротивления в схеме приведены к напряжению высшей обмотки.

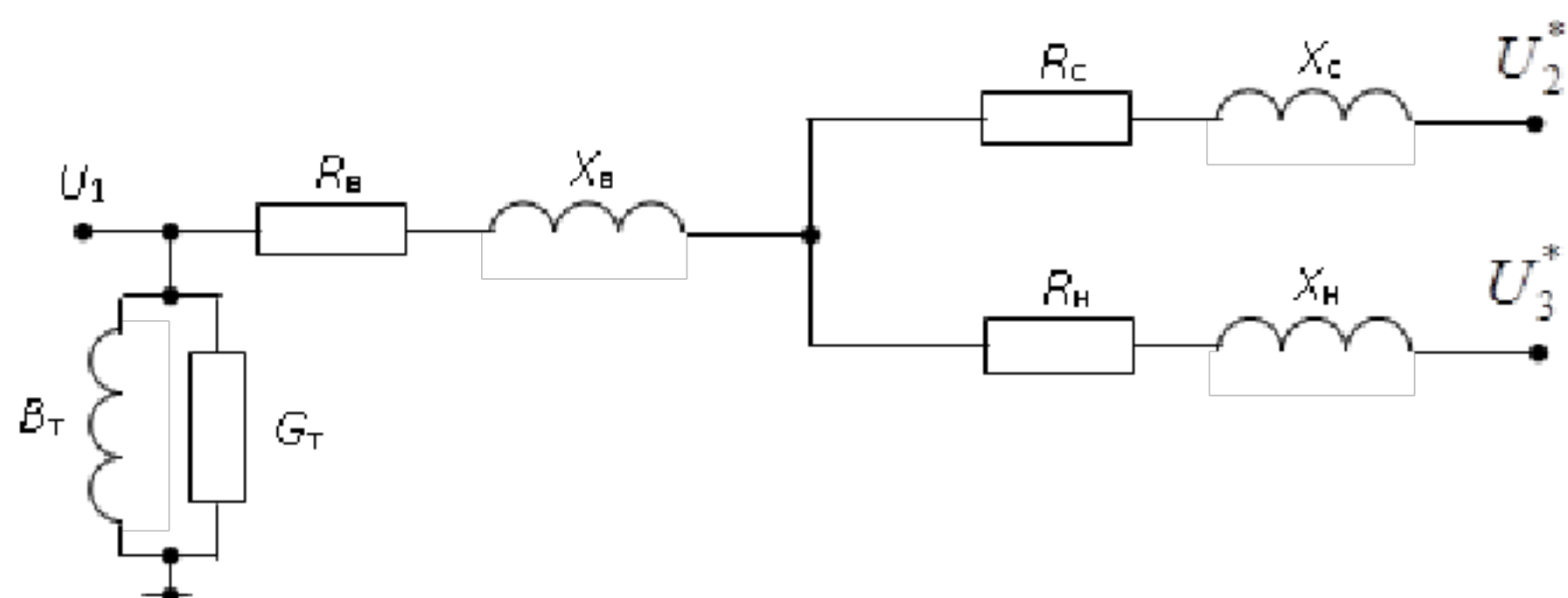


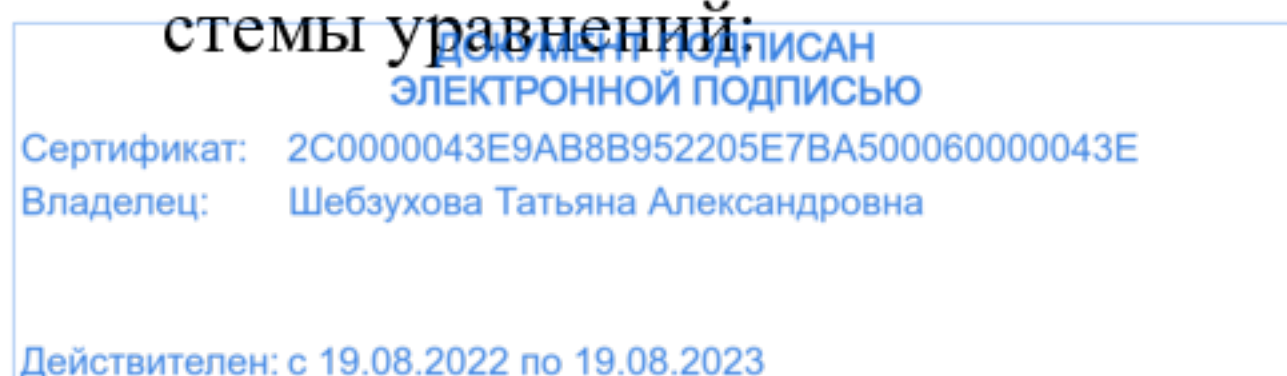
Рисунок 9.4 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Для определения параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора нужно выполнить один опыт холостого хода и три опыта короткого замыкания. Из опыта холостого хода определяются данные для расчета активной и реактивной проводимостей. Они рассчитываются по тем же формулам, что и для двухобмоточного трансформатора.

Опыты короткого замыкания выполняются следующим образом – одна обмотка закорачивается, вторая находится на холостом ходу, а на третью обмотку подается напряжение короткого замыкания. В результате опытов определяют следующие паспортные данные:

- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{к\text{ вн}}, \Delta P_{к\text{ вн}}$;
- при закороченной обмотке низкого напряжения и питании со стороны обмотки среднего напряжения – $U_{к\text{ сн}}, \Delta P_{к\text{ сн}}$;
- при закороченной обмотке среднего напряжения и питании со стороны обмотки высшего напряжения – $U_{к\text{ вс}}, \Delta P_{к\text{ вс}}$.

Учитывая условия проведения опытов, можно записать следующие системы уравнений:



$$\begin{cases} U_{\text{К ВН}} = U_{\text{К В}} + U_{\text{К Н}}; \\ U_{\text{К ВС}} = U_{\text{К В}} + U_{\text{К С}}; \\ U_{\text{К СН}} = U_{\text{К С}} + U_{\text{КНС}}. \end{cases}$$

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{К ВН}} = \Delta P_{\text{К В}} + \Delta P_{\text{К Н}}; \\ \Delta P_{\text{К ВС}} = \Delta P_{\text{К В}} + \Delta P_{\text{К С}}; \\ \Delta P_{\text{К СН}} = \Delta P_{\text{К С}} + \Delta P_{\text{КНС}}. \end{cases}$$

Решая первую систему уравнений, определяем значение напряжения короткого замыкания каждой обмотки:

$$U_{\text{К В}} = 0,5 \cdot (U_{\text{К ВН}} + U_{\text{К ВС}} - U_{\text{К СН}});$$

$$U_{\text{К С}} = 0,5 \cdot (U_{\text{К ВС}} + U_{\text{К СН}} - U_{\text{К ВН}});$$

$$U_{\text{К Н}} = 0,5 \cdot (U_{\text{К ВН}} + U_{\text{К СН}} - U_{\text{К ВС}}).$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$X_{\text{В}} = \frac{U_{\text{К В}} \cdot U_{\text{В НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{С}} = \frac{U_{\text{К С}} \cdot U_{\text{В НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{Н}} = \frac{U_{\text{К Н}} \cdot U_{\text{В НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

Решая первую систему уравнений, определяем значение потери активной мощности в каждой обмотке:

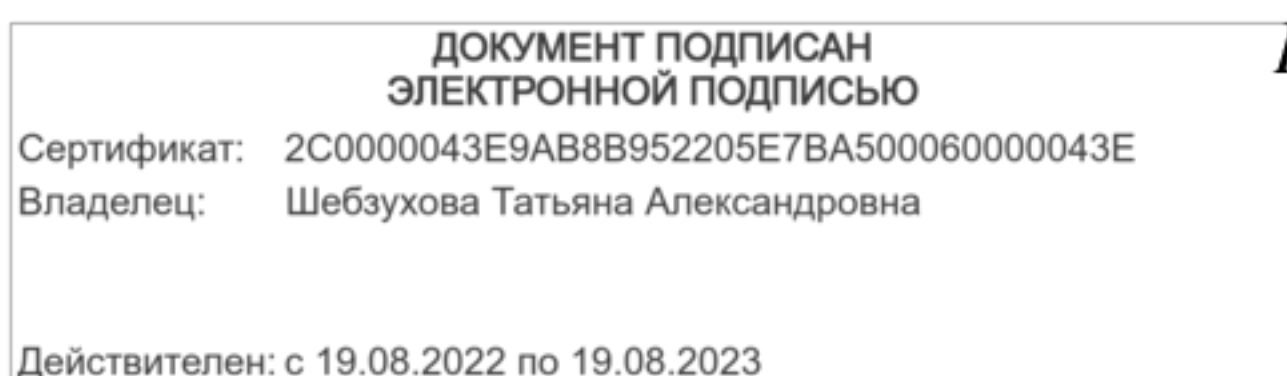
$$\Delta P_{\text{К В}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К ВН}} + \Delta P_{\text{К ВС}} - \Delta P_{\text{К СН}});$$

$$\Delta P_{\text{К С}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К ВС}} + \Delta P_{\text{К СН}} - \Delta P_{\text{К ВН}});$$

$$\Delta P_{\text{К Н}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{К ВН}} + \Delta P_{\text{К СН}} - \Delta P_{\text{К ВС}}).$$

Активные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываются по той же формуле, что и для двухобмоточного трансформатора:

$$R_{\text{В}} = \frac{\Delta P_{\text{К В}} \cdot U_{\text{В НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2};$$



$$R_c = \frac{\Delta P_{\text{к с}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2};$$

$$R_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к н}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

На электрических схемах автотрансформатор изображается следующим образом (рис. 9.5).

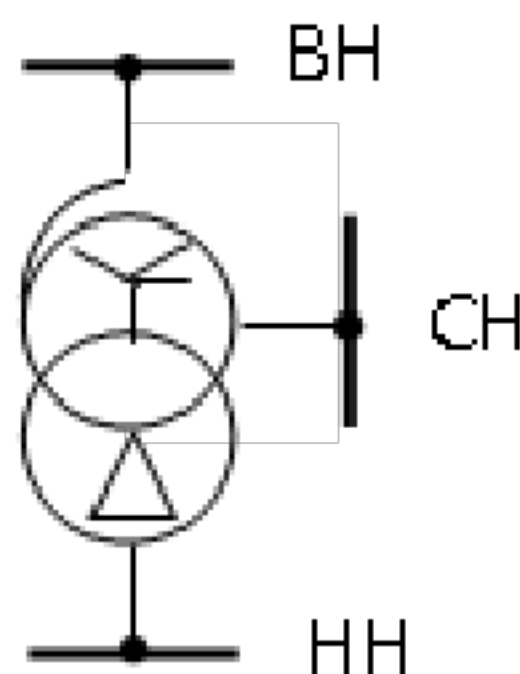


Рисунок 9.5 – Условное обозначение автотрансформатора

В соответствии с принятой системой обозначений аббревиатура автотрансформатора АТДЦТН-125000/ 220/110/10 расшифровывается: автотрансформатор трехфазный, трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой. Номинальная мощность – 25000 кВ·А, класс напряжения обмотки высшего напряжения – 220 кВ, среднего напряжения – 110 кВ, низшего напряжения – 10 кВ.

Автотрансформатор отличается от трехобмоточного трансформатора тем, что его обмотки высшего и среднего напряжений, кроме магнитной связи имеют еще электрическую связь (рис. 9.6). Обмотка среднего напряжения является частью обмотки высшего напряжения.

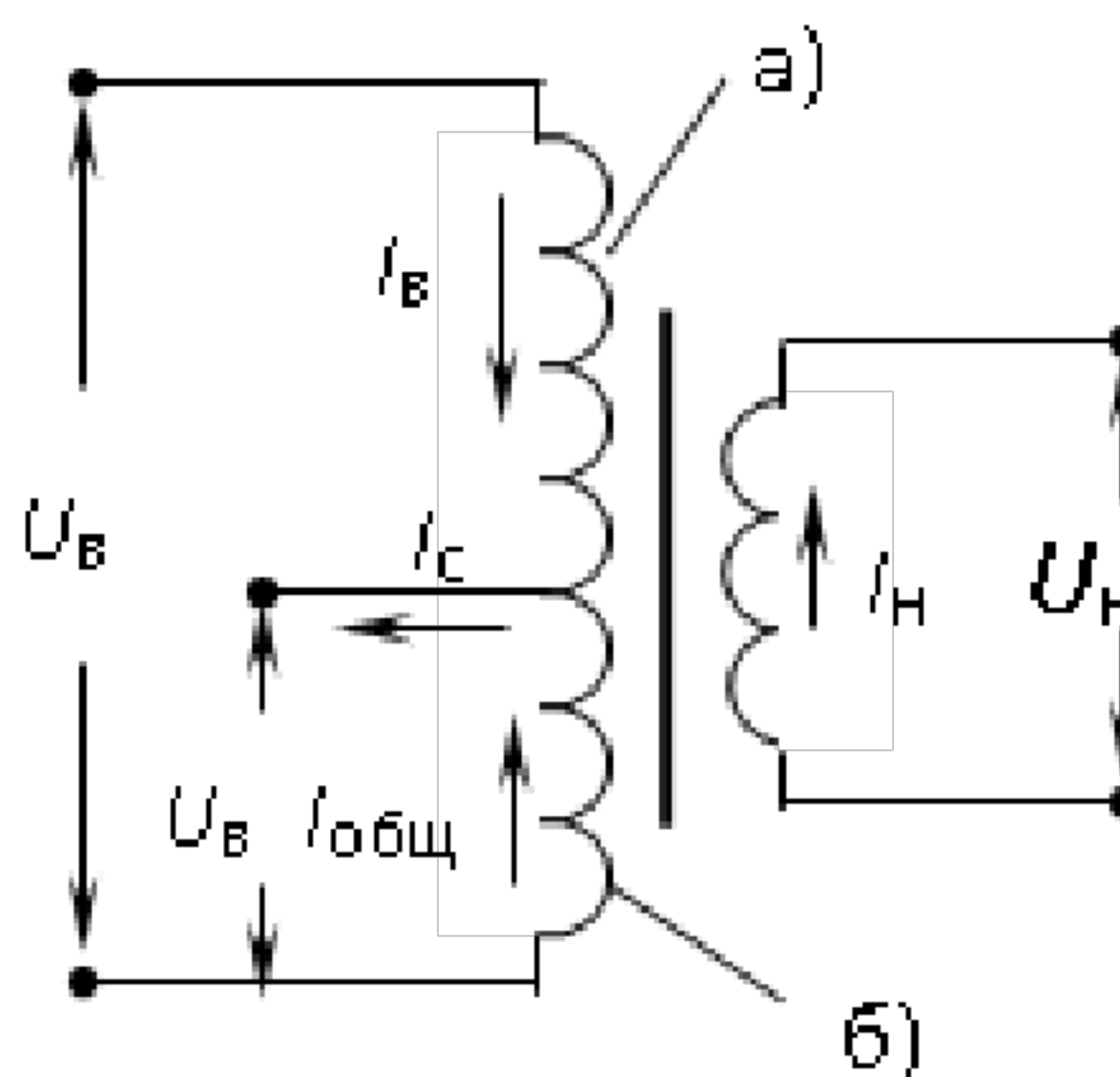


Рисунок 9.6 – Схема соединения обмоток автотрансформатора

Обмотка высшего напряжения состоит из двух частей – последовательной обмотки и общей обмотки.

Полная мощность, которая передается из обмотки высшего напряжения в обмотку среднего напряжения, называется номинальной мощностью автотрансформатора. Она рассчитывается как

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНОМ}} \cdot I_{\text{ВНОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СНОМ}} \cdot I_{\text{СНОМ}}.$$

Это выражение можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} S_{\text{НОМ}} &= \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНОМ}} \cdot I_{\text{ВНОМ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}) = \\ &= \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}})}_{\text{ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ МАГНИТНЫМ ПУТЕМ ИЗ ОБМОТКИ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКУ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ. НАЗЫВАЕТСЯ ТИПОВОЙ МОЩНОСТЬЮ. РАЗМЕРЫ МАГНИТОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЭТОЙ МОЩНОСТЬЮ.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot U_{\text{СНОМ}}}_{\text{ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СВЯЗИ ОБМОТОК. ЭТА МОЩНОСТЬ НЕ НАГРУЖАЕТ ОБЩУЮ ОБМОТКУ.}} \end{aligned}$$

Типовая мощность меньше номинальной мощности. Выясним во сколько раз. Для этого возьмем отношение типовой мощности к номинальной:

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 2C0000043E94B8B952205E7BA5000650000043E

Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

$$\frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = 1 - \frac{U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = \alpha$$

Коэффициент α называется коэффициентом выгодности. Выгодность автотрансформатора определяется по отношению к трехобмоточному трансформатору той же мощности.

Обмотка низшего напряжения имеет с обмотками высшего и среднего напряжений только магнитную связь. Мощность этой обмотки не может быть больше типовой мощности автотрансформатора. Иначе размеры магнитопровода автотрансформатора будут определяться мощностью обмотки низшего напряжения.

Учитывая изложенное, можно записать соотношение номинальных мощностей обмоток автотрансформатора:

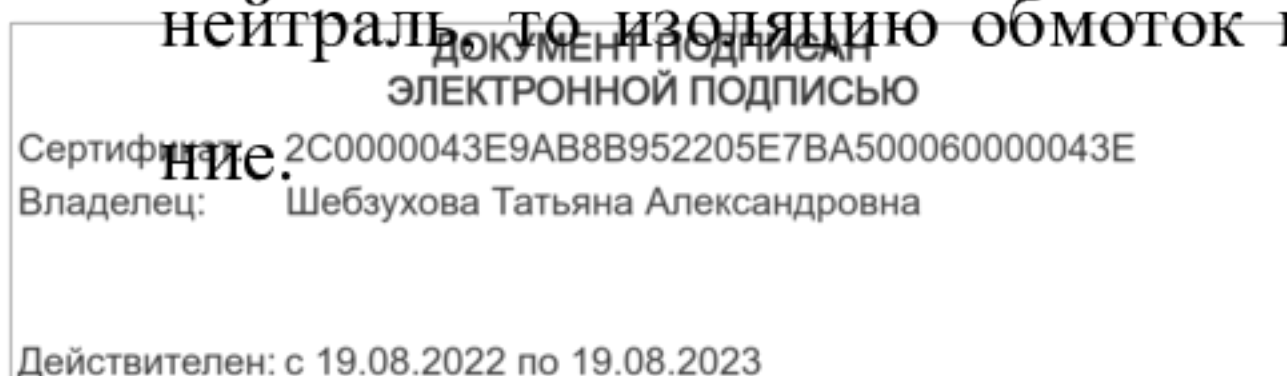
$$100 \% / 100 \% / \alpha \ \%.$$

Преимущества автотрансформатора по сравнению с трехобмоточным трансформатором:

- меньший расход материалов (меди, стали, изоляции);
- меньшие габариты;
- меньшие потери активной мощности в режимах холостого хода и короткого замыкания;
- больший коэффициент полезного действия;
- более легкие условия охлаждения.

Недостатки:

- сложность выполнения независимого регулирования напряжения;
- опасность перехода атмосферных перенапряжений из обмотки высшего напряжения в обмотку среднего напряжения и обратно из-за электрической связи обмоток;
- необходимость обязательного глухого заземления нейтрали. Это приводит к тому, что ток однофазного короткого замыкания может быть больше тока трехфазного короткого замыкания. Если же разземлить нейтраль, то изоляцию обмоток нужно рассчитывать на линейное напряже-



Автотрансформатор имеет такую же схему замещения, что и трехобмоточный трансформатор. Параметры схемы замещения рассчитываются аналогично. При этом следует учитывать, что часть паспортных данных может быть приведена не к номинальной мощности, а к типовой. Обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность. Поэтому при коротком замыкании обмотки низшего напряжения напряжение поднимается до значения, определяющего ток в этой обмотке. В этом случае параметры $\Delta P_{к\text{ вн}}$, $\Delta P_{к\text{ сн}}$, $U_{к\text{ вн}}$ и $U_{к\text{ сн}}$ оказываются приведенными к типовой мощности автотрансформатора.

Если в паспортных данных отмечается эта особенность, то указанные параметры следует привести к номинальной мощности по формулам:

$$\Delta P_{к\text{ вн}} = \frac{\Delta P_{к\text{ вн}}^*}{\alpha^2};$$

$$\Delta P_{к\text{ сн}} = \frac{\Delta P_{к\text{ сн}}^*}{\alpha^2};$$

$$U_{к\text{ вн}} = \frac{U_{к\text{ вн}}^*}{\alpha}$$

$$U_{к\text{ сн}} = \frac{U_{к\text{ сн}}^*}{\alpha}$$

Задание:

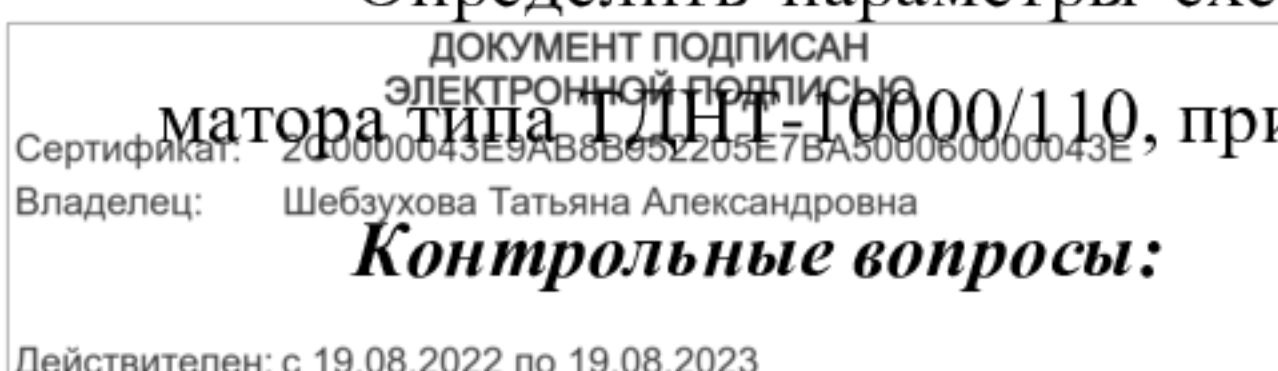
Задача №1.

Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТМ-40/6, приведенные к номинальным напряжениям первичной и вторичной обмоток.

Задача №2.

Определить параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора типа Т/ДНТ-10000/110, приведенные к стороне высшего напряжения.

Контрольные вопросы:



1. Какие схемы замещения применяются для трансформаторов и автотрансформаторов?
2. Как изменяются сопротивления трансформаторов и потери мощности в них с ростом номинального напряжения?
3. Как вычисляются потери мощности в трансформаторах?

Практическая работа №10

Расчетные нагрузки подстанций

Цель: научиться определить расчетные нагрузки подстанций

Основы теории:

На рисунке 10.1, а приведена схема электрической сети, состоящей из трех линий и трех трансформаторных подстанций. На рисунке 10.1, б приведена схема замещения этой же сети.

Для упрощения расчетов используются расчетные нагрузки подстанций. Расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией. Расчетная нагрузка, например, для подстанции 2 определяется следующим выражением:

$$S_{p2} = S_{2H} + \Delta S_{\Gamma 2} + \Delta S_{x2} - jQ_{C23}^H - jQ_{C12}^K$$

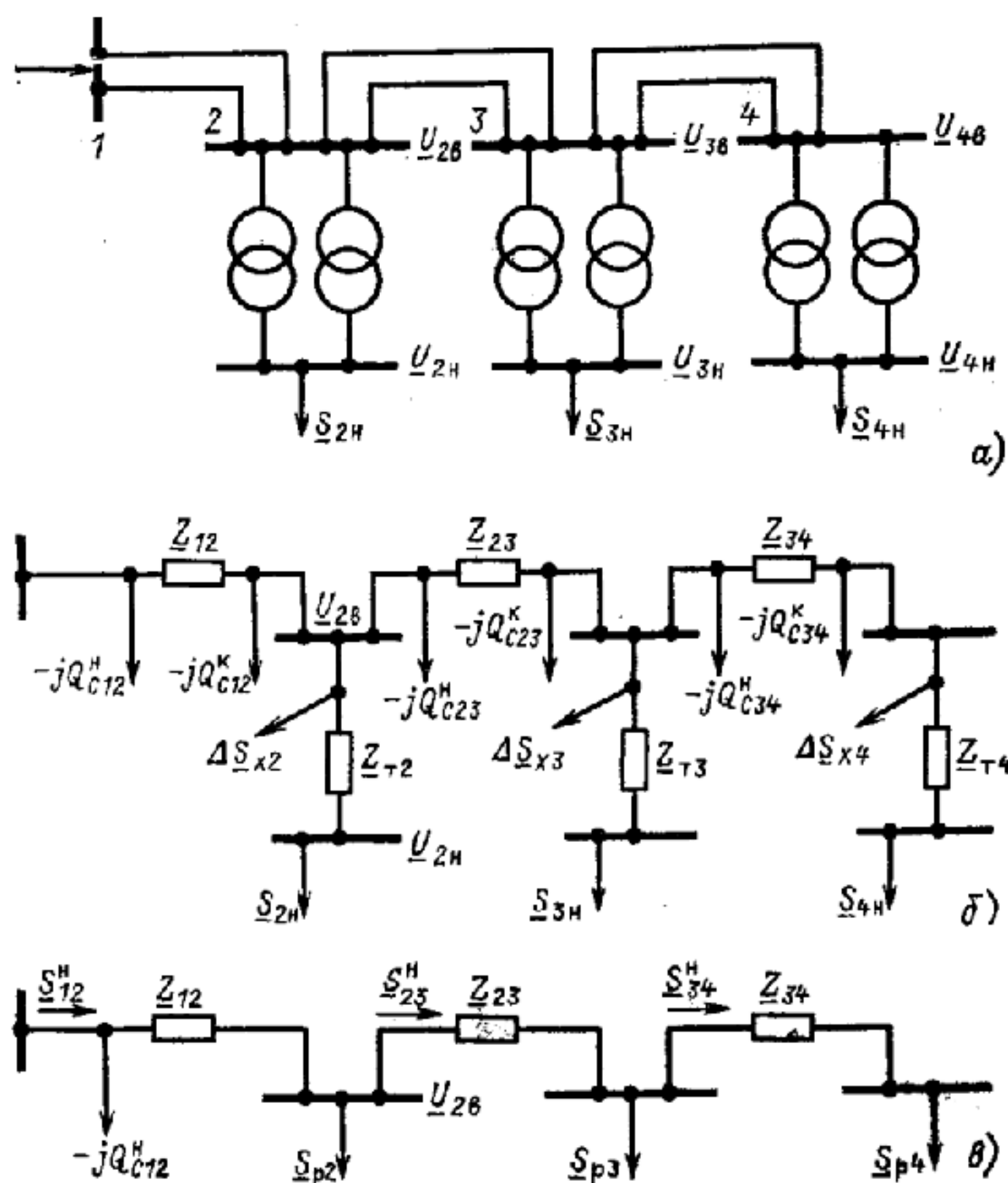


Рисунок 10.1 – Расчет режима радиальной сети с трансформаторами:
а – схема сети; б – схема замещения; в – упрощенная схема замещения
с расчетными нагрузками подстанций

В этом выражении S_{2H} – нагрузка второй подстанции; $\Delta S_{Г2}$ – потери в меди трансформатора 2; ΔS_{x2} – потери в стали трансформатора 2; Q_{C23}^H и Q_{C12}^K – реактивные мощности, генерируемые в конце линии 12 и начале линии 23. Таким образом, расчетная нагрузка подстанции включает кроме мощности нагрузки потери в стали и меди трансформаторов подстанции, реактивную мощность, генерируемую в половине емкости линий, соединенных с данной подстанцией.

Использование расчетных нагрузок подстанции существенно упрощает схему замещения и соответственно расчет, однако приводит к определенной погрешности расчета: расчетные нагрузки подстанций вычисляются до того, как выполнен электрический расчет, и напряжения НН и ВН подстанций не-

известны.

Задание:

Задача №1.

Определить расчетные нагрузки подстанций, 2, 3, 4 (рисунок 4.2). Активные мощности нагрузок $P_{2н}=22$ МВт, $P_{3н}=17$ МВт, $P_{4н}=30$ МВт, коэффициенты мощности всех нагрузок $\cos \phi = 0,86$. Длины участков и марки использованных проводов 110 кВ указаны на рисунке 10.2, а. На подстанциях 2–4 установлены по два трансформатора следующих типов: подстанция 2 – ТРДН-25000/110; подстанция 3 – ТДН-16000/110, подстанция 4 – ТРДН-40000/110.

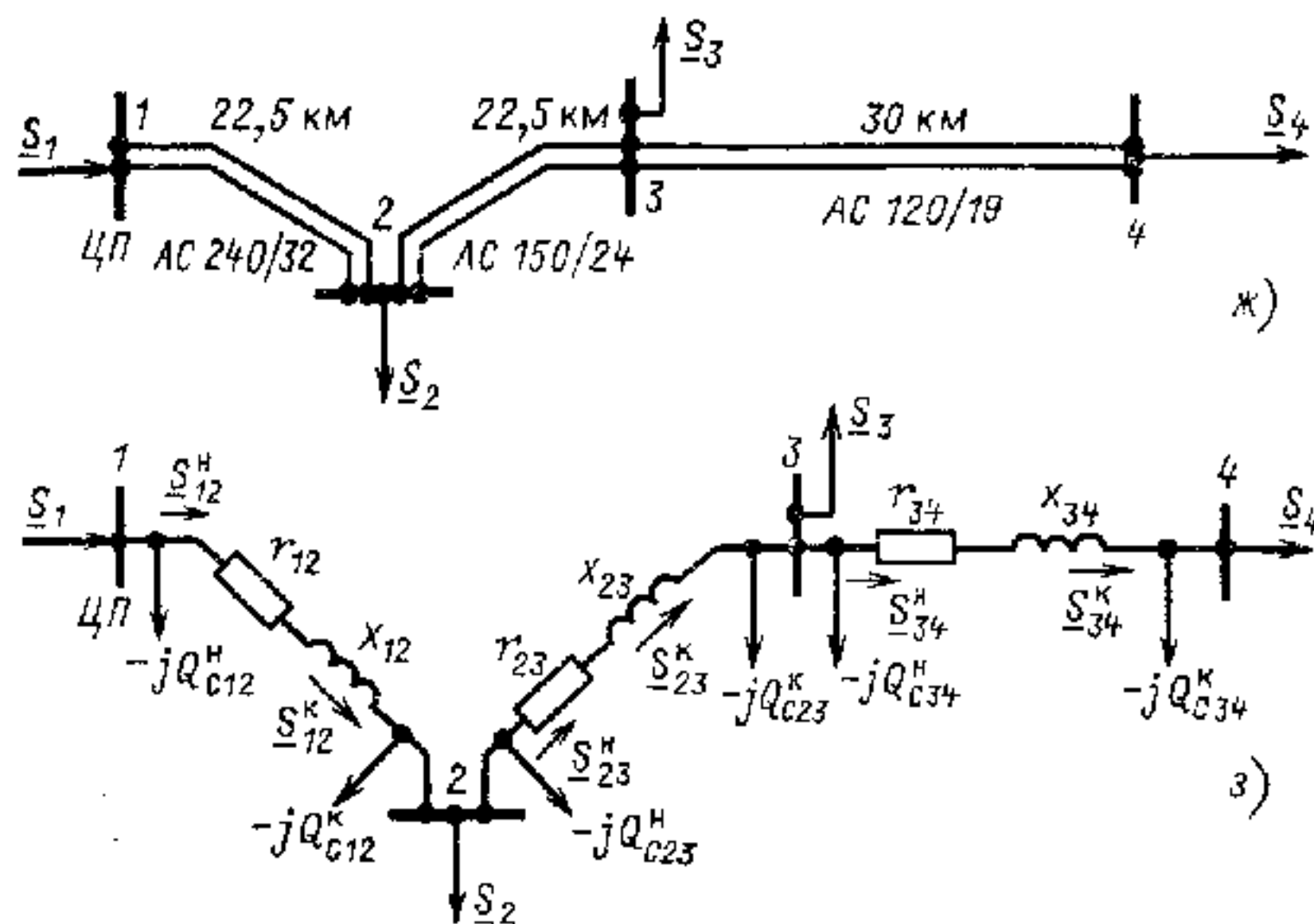


Рисунок 10.2 – Расчет режима разомкнутой питающей сети:

а – схема сети из трех линий; б – схема замещения сети из трех линий

Контрольные вопросы:

1. Для чего в схему сети вводят расчетные нагрузки?
2. Как определить расчетные нагрузки подстанций?
3. Какие данные о нагрузке и сети необходимы для определения расчетных нагрузок?

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат:	2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец:	Шебуркова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.05.2020 по 19.05.2021	

Практическая работа №11

Расчет разомкнутой сети 110 кВ с тремя подстанциями

Цель: научиться проводить электрический расчет разомкнутой сети

Основы теории:

Известны (рисунок 11.1) мощности нагрузок S_k ($k=2,3$), сопротивления и проводимости линий $Z_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$ и b_{kj} ($kj=12, 23$), напряжение источника питания U_1 –напряжение в начале линии 12. Надо определить неизвестные напряжения в узлах U_k ($k=2, 3$), потоки и потери мощности в линиях $S_{kj}^K, S_{kj}^H, \Delta S_{kj}$ ($kj= 12, 23$), а также мощность источника питания S_1 .

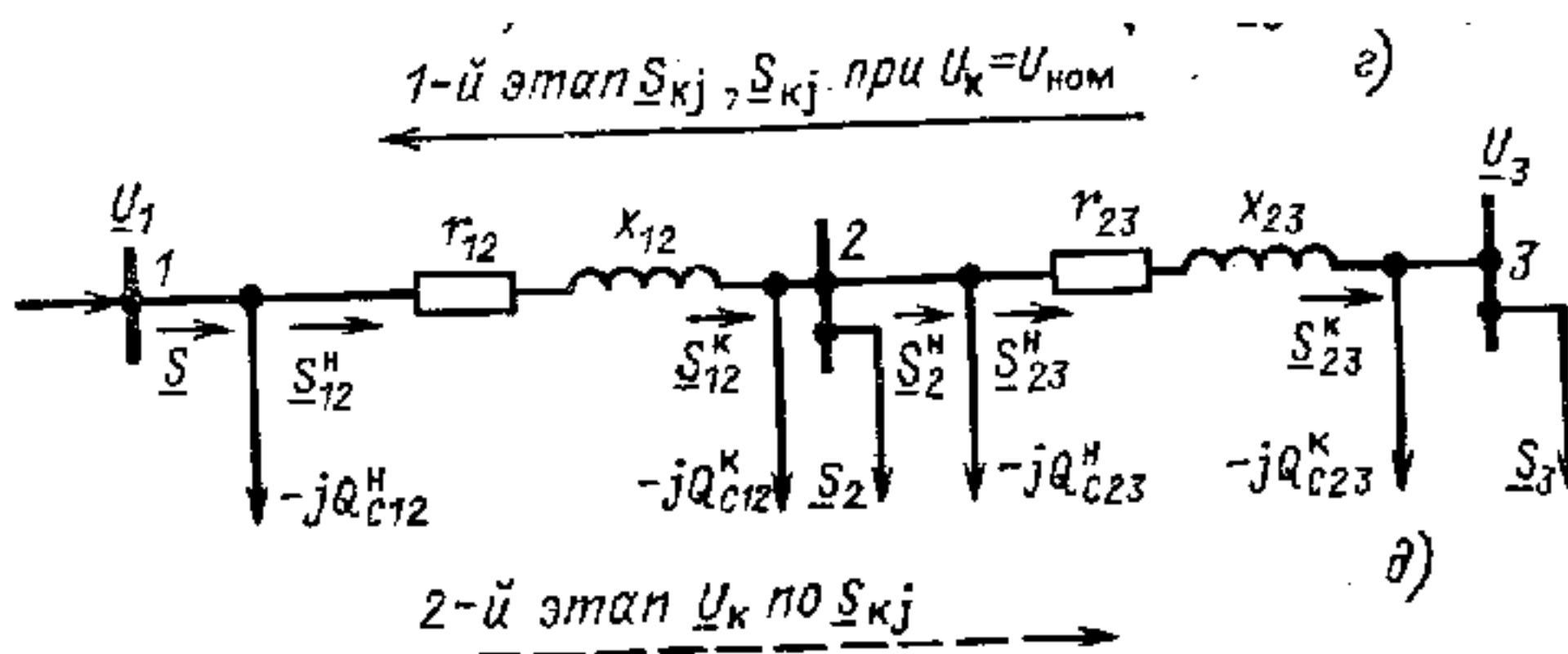


Рисунок 11.1 – Расчет режима разомкнутой питающей сети

$$S_{p2} = S_{2H} + \Delta S_{\Gamma2} + \Delta S_{x2} - jQ_{C23}^H - jQ_{C12}^K$$

Расчет осуществляется методом итераций или последовательных приближений, он состоит из двух этапов.

1-й этап. Принимаем все напряжения в узлах равными $U_{ном}$ и определяем потоки и потери мощности в линиях по первому закону Кирхгофа от последней нагрузки к источнику питания при

$$U_k=U_{HOM}, k=2,3.$$

Определим $-jQ_{C23}^K, S_{23}^K, \Delta S_{23}, S_{23}^H$, далее аналогично определим потоки и потери мощности в линии $l2$: $-jQ_{C12}^K, S_{12}^K, \Delta S_{12}, S_{12}^H$. Запись первого закона Кирхгофа для узла 2 имеет следующий вид:

$$S_{12}^K = S_2 + S_2^H - jQ_{C12}^K$$

где S_2^H – мощность, текущая от узла 2 в линию 23.

2-й этап. Определяем напряжение U_2 по известному напряжению U_1 и потоку мощности S_{12} , определенному на 1-м этапе. Аналогично определяем U_3 .

Задание:

Задача №1

Рассчитать рабочие режимы линий питающей сети, схема которой изображена на рисунке 10.2, а. Мощности нагрузок на стороне ВН трансформаторов. $S_2=22,117+j14,787$ МВА; $S_3=17,103+j11,592$ МВА; $S_4=30,136+j19,917$ МВА

Контрольные вопросы:

1. Каковы допущения при расчете сети в 2 этапа?
2. На какие параметры режима сети оказывают наибольшее влияние принимаемые допущения?
3. Возможно ли провести расчет в 2 этапа без определения расчетных нагрузок?

Практическая работа №12

Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях без учета потерь мощности

Цель: изучить распределение потоков мощности и напряжений простых замкнутых сетей без учета потерь мощности

Основы теории:

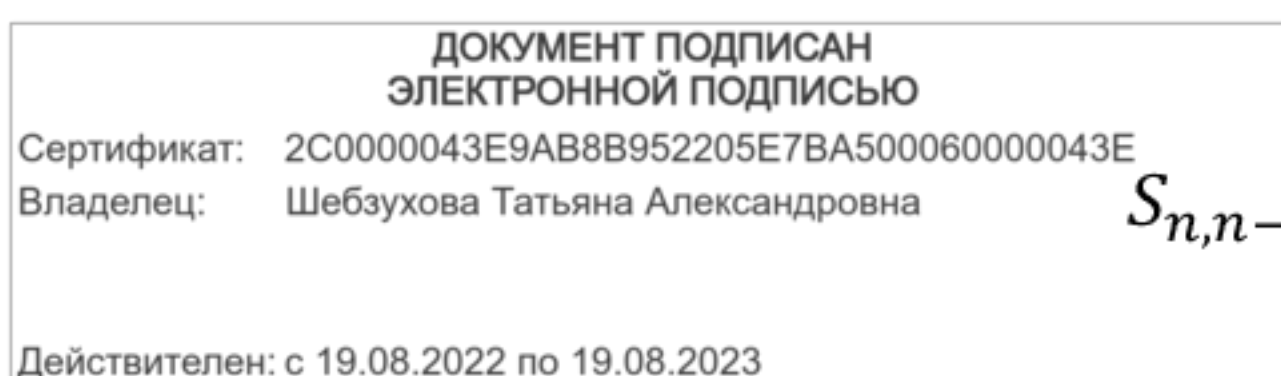
Рассмотрим линию с двухсторонним питанием, к которой преобразуется простая замкнутая сеть (рисунок 12.1, а).

Используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

При определении потоков S_{12} , S_{23} , S_{43} пренебрежем потерями мощности. Следовательно, потоки мощности на головных участках определяется так:

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{kn}}{Z_{1n}}$$

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{1k}}{Z_{1n}}$$



Значение потока мощности $S_{k,k+1}$ можно легко найти на основании первого закона Кирхгофа.

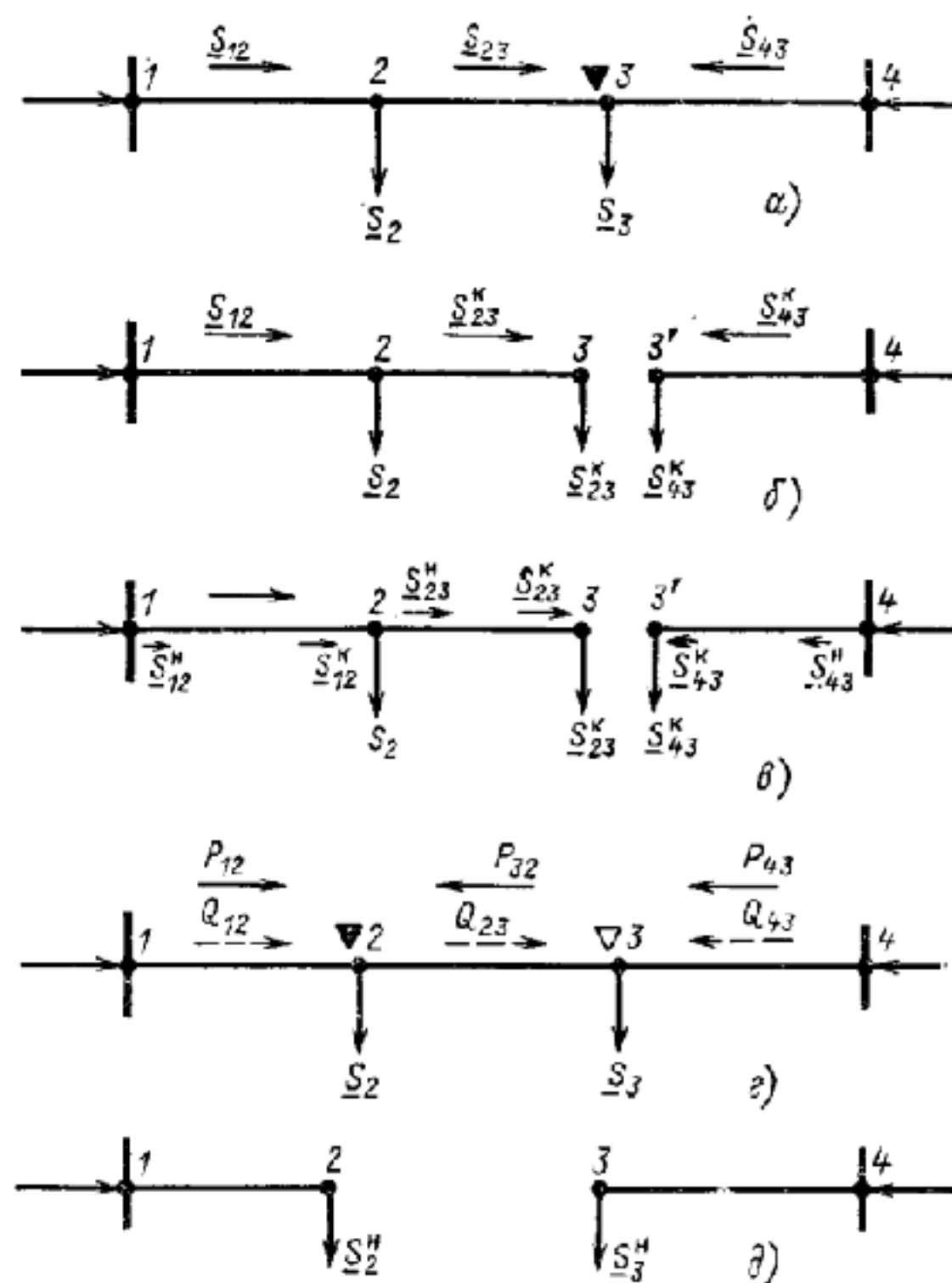


Рисунок 12.1 – Распределение потоков мощности в замкнутой сети
а – исходная сеть; б – представление исходной сети в виде двух линий;
в – условные обозначения для расчета потоков в линиях с учетом потерь мощности; г – направление потоков

Задание:

Задача №1.

Кольцевая сеть (рисунок 12.2, а) напряжением 110 кВ связывает электростанцию 1 с понижающими подстанциями 2, 3, имеющими расчетные нагрузки $S_2 = 28 + j23$ МВА и $S_3 = 39,2 + j32,89$ МВА. Марки проводов, длины линий указаны на рисунке. Сопротивления их равны: $Z_{12} = 3,6 + j12,15$ Ом; $Z_{23} = 5 + j6$ Ом; $Z_{13} = 8,1 + j20,65$ Ом. Напряжение на шинах электростанции равно 113 кВ. Определить мощность, которая поступает с шин электростанции. Расчет провести без учета потерь мощности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

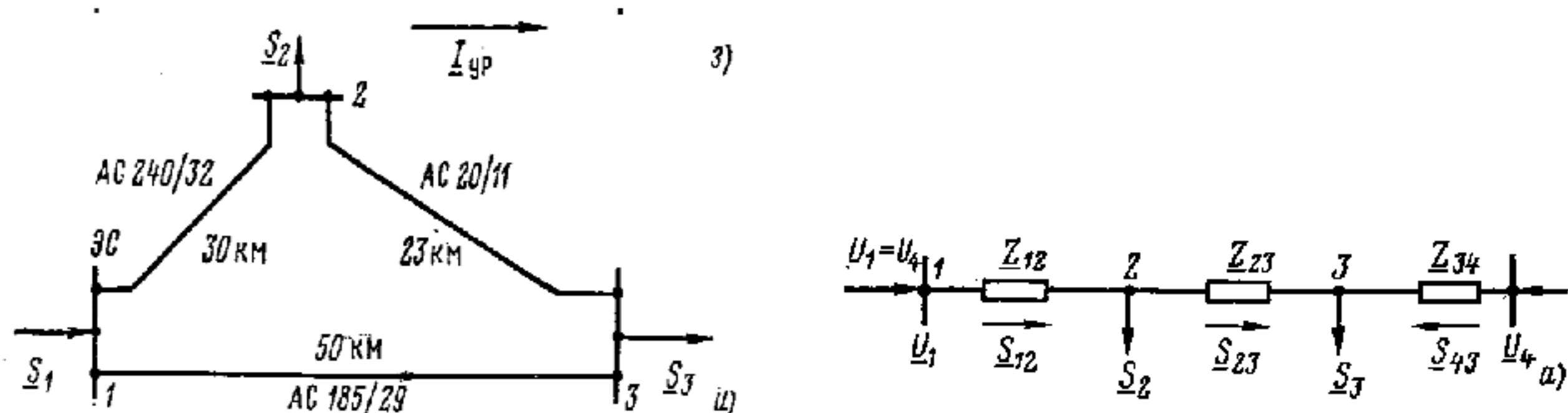


Рисунок 12.2 – Распределение потоков мощности в линии с двухсторонним питанием

а – схема кольцевой сети 110 кВ; б – схема замещения линии с четырьмя узлами

Контрольные вопросы:

1. Как определить точку потокораздела в простой замкнутой сети?
2. Возможно ли провести расчет замкнутой сети без определения расчетных нагрузок?
3. Всегда ли точки потокораздела активной и реактивной мощности совпадают в однородной сети?

Практическая работа №13

Определение нагрузок, баланс реактивной мощности, расстановка компенсирующих устройств

Цель: изучить балансы активной и реактивной мощности в электроэнергетических системах

Основы теории:

Передача электроэнергии по ЛЭП электромагнитными волнами осуществляется со скоростью, близкой к скорости света, т.е. практически мгновенно. Это приводит к тому, что производство, распределение и потребление электроэнергии происходит одновременно. Поэтому в любой момент време-

ни установленный режим системы должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей и потерям мощности в элементах системы. Дру-

гими словами, в энергосистеме должен иметь баланс выдаваемой и потребляемой мощности:

$$\begin{aligned}\sum P_{\Gamma} &= \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum \Delta P; \\ \sum Q_{\Gamma} &= \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q\end{aligned}$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – активная мощность, которая вырабатывается генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций;

$\sum P_{\Pi}$ – суммарная потребляемая активная мощность, которая складывается из мощности нагрузок $\sum P_{\text{н}}$ и потерь мощности $\sum \Delta P$;

$\sum Q_{\Gamma}$ – реактивная мощность, которая вырабатывается генераторами электростанций за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды электростанций, а также реактивная мощность дополнительных источников реактивной мощности;

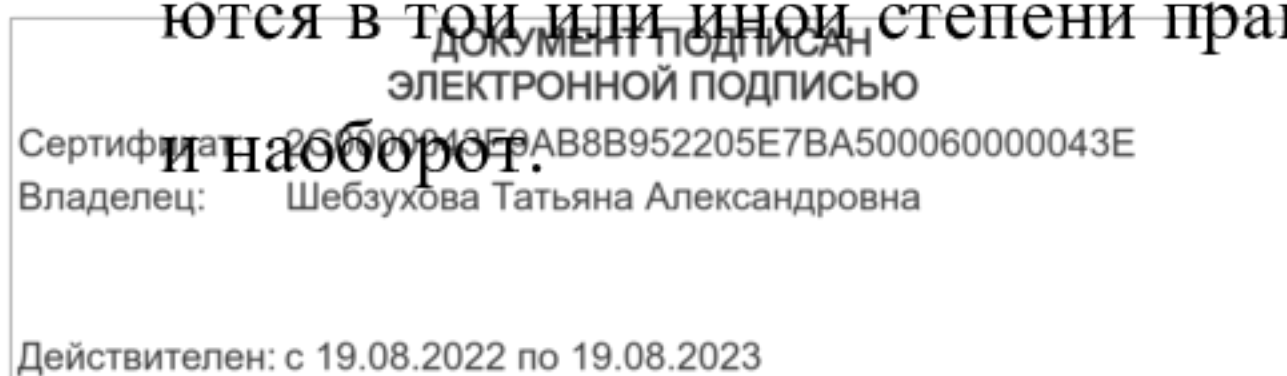
$\sum Q_{\Pi}$ – суммарная потребляемая реактивная мощность, которая складывается из мощности нагрузок $\sum Q_{\text{н}}$ и потерь мощности $\sum \Delta Q$.

Потери активной мощности включают в себя потери мощности в воздушных и кабельных ЛЭП, электромагнитных аппаратов и устройств управления режимами системы.

Суммарные потери реактивной мощности – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП, трансформаторах, мощности намагничивания и рассеяния электромагнитных аппаратов.

При неизменном составе нагрузок активная и реактивная мощность, потребляемая системой, является функцией частоты и напряжения на шинах потребителей. Баланс мощности в системе отвечает некоторым определенным значениям частоты и напряжения. При изменении их значений изменяются в той или иной степени правая и левая части уравнения баланса (100.1)

и наоборот.



Количественную оценку изменения величин, входящих в уравнение баланса, можно выполнить по статическим характеристикам нагрузки (потребителей) P_{Π} и Q_{Π} .

Статические характеристики представляют собой зависимости потребляемой активной и реактивной мощностей от частоты и напряжения ($P_{\Pi} = F(U)$, $P_{\Pi} = F(f)$, $Q_{\Pi} = F(U)$ и $Q_{\Pi} = F(f)$) при таких малых их изменениях, что каждый новый режим может считаться установившимся. Они приведены на рис. 13.1.

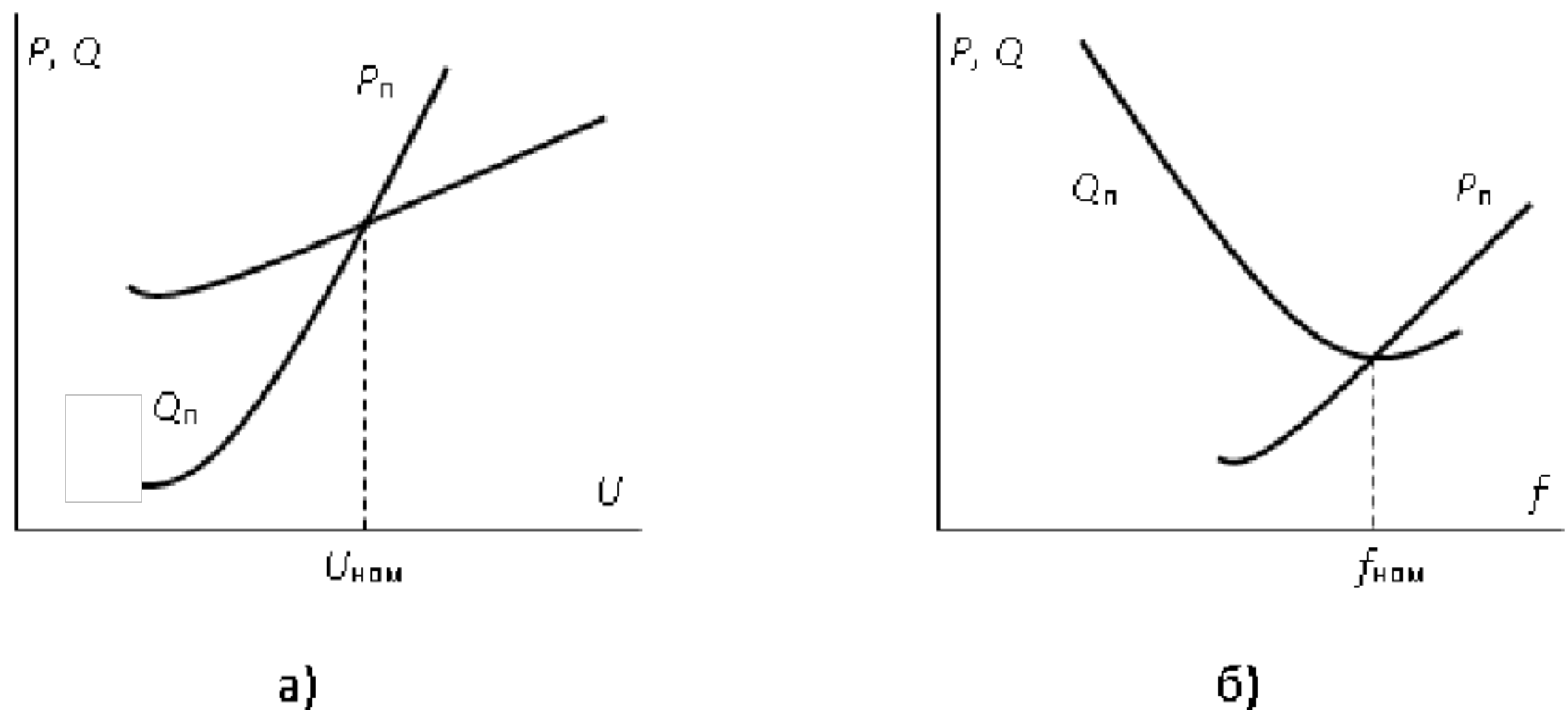


Рисунок 13.1 – Статические характеристики мощности
а – по напряжению; б – по частоте

Проанализируем величины производных $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ и $\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ при незначительных изменениях напряжения и частоты в окрестностях точки $(U_{ном}, f_{ном})$:

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0;$$

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0;$$

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} > 0$$

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} < 0.$$

Исходя из вида статических характеристик, можно записать:

$$\left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right|$$

$$\left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right|.$$

Предположим, что в первоначальном режиме уравнение баланса выполняется при значениях напряжения и частоты равных U_0 и f_0 :

$$P_{\Pi}(U_0, f_0) = P_{\Gamma}(U_0, f_0);$$

$$Q_{\Pi}(U_0, f_0) = Q_{\Gamma}(U_0, f_0).$$

При незначительном изменении мощности источников на величину $\Delta S_{\Gamma} = \Delta P_{\Gamma} + j\Delta Q_{\Gamma}$ изменятся и уравнения баланса.

При разложении в ряд Тейлора функций $P_{\Pi}(U, f)$ и $Q_{\Pi}(U, f)$ в окрестностях точки (U_0, f_0) при учете только производных первого порядка, получим:

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta P_{\Gamma};$$

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta Q_{\Gamma}.$$

Запишем в матричной форме систему

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \Delta P_{\Gamma} \\ \Delta Q_{\Gamma} \end{vmatrix}.$$

Решаем уравнение (14.6) относительно приращений $\Delta U, \Delta f$:

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\Gamma} - \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\Gamma} \right);$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(-\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\Gamma} + \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\Gamma} \right),$$

где определитель матрицы равен

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

$$\Delta = \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} - \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U}.$$

Задание:

Задача №1

На рисунке 13.2 показана схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии. Нагрузки подстанций равны $P_2=36$ МВт, $P_3=39$ МВт, $P_4=22$ МВт, $P_5=17$ МВт, $P_6=41$ МВт. Определить мощности нагрузок, рассчитать баланс активной мощности в сети и расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

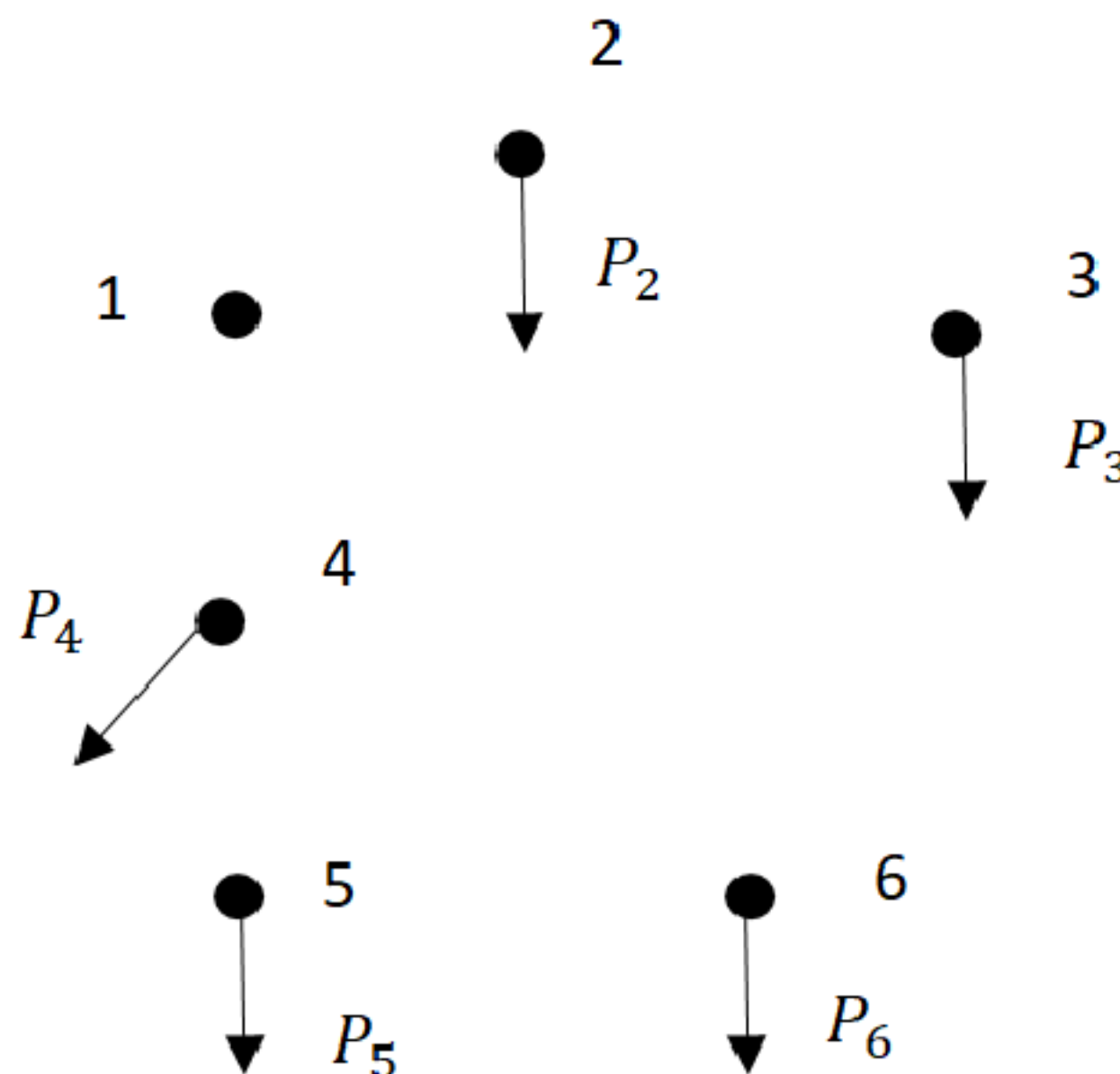
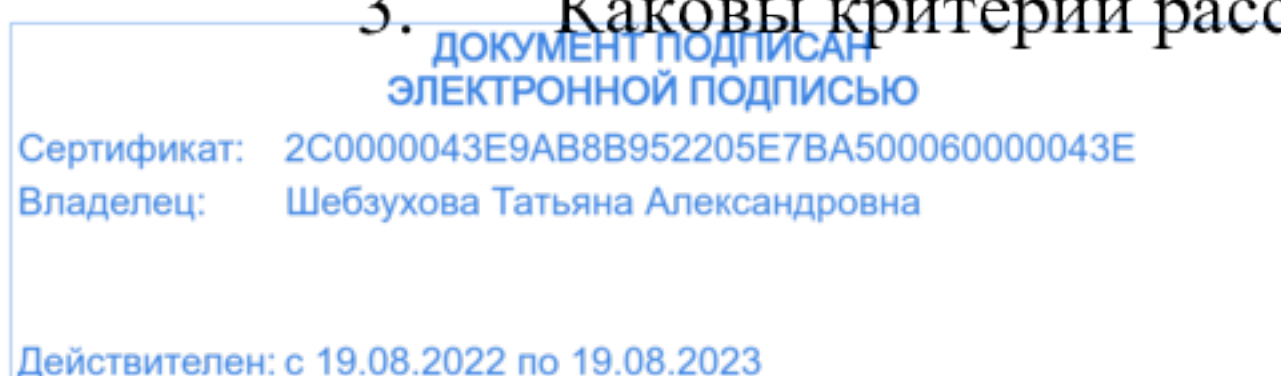


Рисунок 13.2 – Схема географического расположения

Контрольные вопросы:

1. Какова связь между балансом активной мощности и регулированием частоты?
2. Каково назначение батарей конденсаторов и синхронных компенсаторов в электрических сетях?
3. Каковы критерии расстановки КУ?



Расчет потоков распределения активной мощности, выбор номинального напряжения сети

Основы теории:

Diagram of a beam with three supports and a central hinge. The beam has segments of 30, 70, and 55 units. Supports are at points 2, 3, and 1. A hinge is at the center. Forces S_{H2} , S_{H3} , and S_{H1} act downwards at the supports. Internal forces S_{3-2} , $S_{ЦП-3}$, and $S_{ЦП-1}$ are shown at the supports and hinge.

$$S_{III-3} = S_{H3} + S_{H2}.$$

Diagram of a 1D lattice with three sites labeled 1, 2, and 3. Site 1 is occupied by a red dot. Site 2 is occupied by a blue dot. Site 3 is occupied by a green dot. The lattice is bounded by vertical lines labeled A and B. Arrows indicate hopping processes: S_{A1} (red dot to left), S_{12} (red dot to right), S_{23} (blue dot to right), and S_{B3} (green dot to left). Below the lattice, there are four boxes labeled S_{H1} , S_{H2} , S_{H3} , and an empty box.

Рисунок 14.2 – Представление принципиальной схемы сети кольцевого типа с двухсторонним питанием

72

Мощность, протекающая по головному участку А1, составляет:

$$S_{A1} = \sum_{i=1}^3 P_i L_{iB} / L_{AB} + j \sum_{i=1}^3 Q_i L_{iB} / L_{AB}$$

Мощности остальных участков электрической сети найдем по первому закону Кирхгофа, предварительно задавшись направлениями мощностей (рис. 14.1)

$$S_{12} = S_{A1} - S_{H1}; S_{23} = S_{12} - S_{H2}; S_{B3} = S_{23} + S_{H3}.$$

Для выбора напряжения электрической сети воспользуемся формулой Залесского, Стилла и Илларионова Напряжение участка сети А1 составляет:

– формула Залесского

$$U_{цп-1} = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot L}$$

– формула Стилла

$$U_{ном A1} = 4,34 \sqrt{L + 0,016P}$$

– формула Илларионова

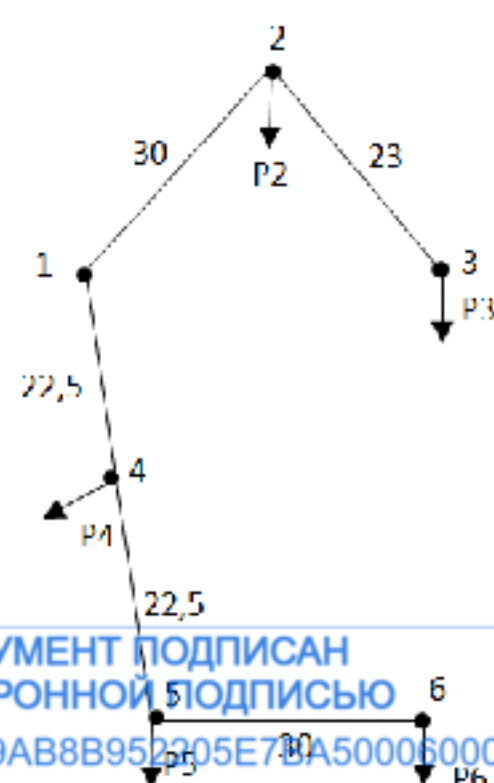
$$U_{цп-1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}.$$

Задание:

Задание №1

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 1 рисунок 14.3.

Вариант -1



Вариант -2

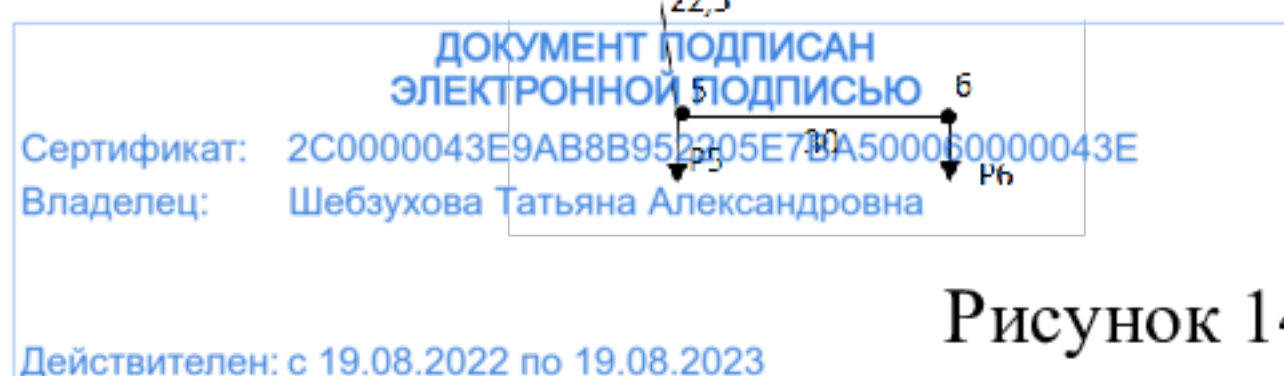
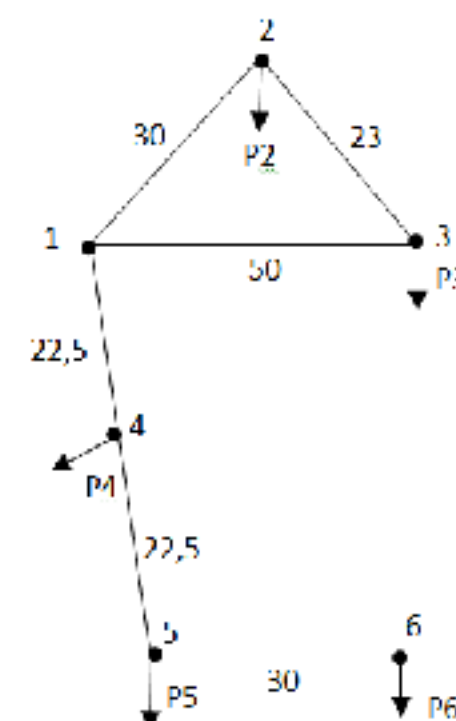


Рисунок 14.3 – Варианты схемы сети

Задание №2

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 2 рисунок 14.1.

Контрольные вопросы:

1. От каких факторов зависит экономически целесообразное номинальное напряжение проектируемой сети?
2. Каковы преимущества применения более высокого номинального напряжения?
3. Каковы недостатки применения более высокого номинального напряжения?

Практическая работа №15

Баланс реактивной мощности. Расчет потокораспределения реактивной мощности

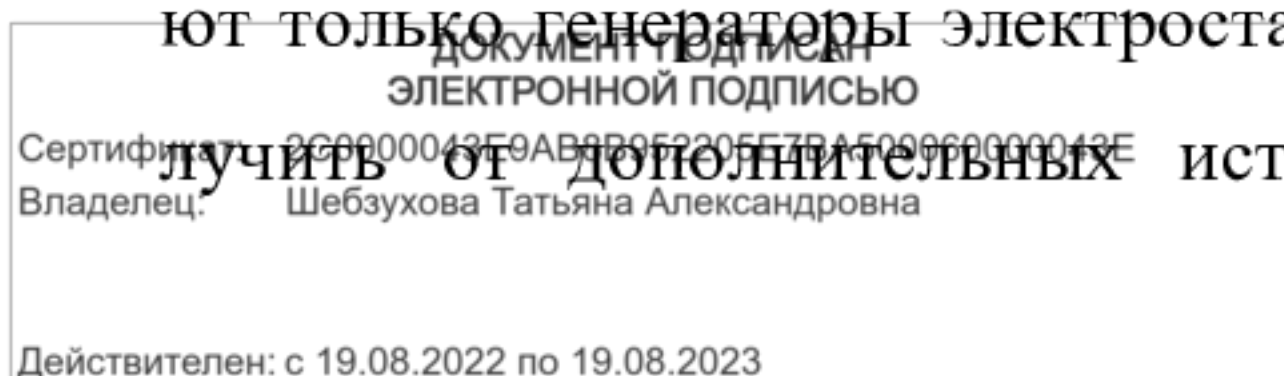
Цель: изучить устройства компенсации реактивной мощности

Основы теории:

Из баланса реактивной мощности в энергосистеме следует, что в случае, когда генерация реактивной мощности превышает ее потребление, напряжение в сети возрастает. При дефиците реактивной мощности – напряжение уменьшается. Этот вывод мы уже получали, когда рассматривали векторную диаграмму линии электропередачи напряжением 110 кВ. Емкостный ток ЛЭП, работающей на холостом ходу, или, другими словами, мощность, генерируемая ЛЭП, повышает напряжение в конце ЛЭП.

В отличие от баланса активной мощности, баланс реактивной мощности не может в полной мере определить требования, которые предъявляются к источникам реактивной мощности. Если активную мощность вырабатывают только генераторы электростанций, то реактивную мощность можно по-

лучить от дополнительных источников, которые могут устанавливаться



вблизи потребителей. Эти дополнительные источники называются компенсирующими установками.

При проектировании электрической сети нужно проверять баланс реактивной мощности как в целом по энергосистеме, так и в отдельных ее частях. При этом следует учитывать и необходимость резерва реактивной мощности.

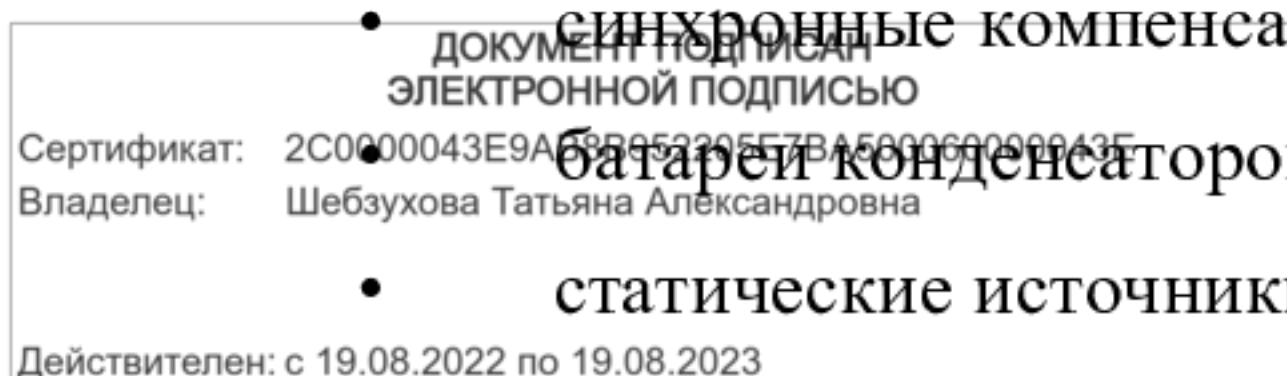
Баланс реактивной мощности следует предусматривать отдельно для каждого режима сети. Характерными режимами в системе являются:

- режим наибольшей реактивной нагрузки. Для режима характерно наибольшее потребление реактивной мощности и наибольшая мощность компенсирующих устройств;
- режим наибольшей активной нагрузки. Режим связан с наибольшей загрузкой генераторов активной мощности при наименьшей выработке реактивной мощности;
- режим наименьшей активной нагрузки. В этом режиме часть генераторов отключают. Выработка реактивной мощности генераторами электростанций уменьшается;
- послеаварийные и ремонтные режимы. В этих режимах наибольшие ограничения по передаче реактивной мощности.

Если в энергосистеме наблюдается дефицит активной мощности, то он покрывается за счет избытка активной мощности в других системах. Для покрытия недостатка реактивной мощности ее экономичнее генерировать компенсирующими устройствами, которые устанавливаются в данной энергосистеме, а не передавать из соседних систем.

В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами электростанций, но и устройствами, которые называются компенсирующими (КУ). Эти устройства располагают в непосредственной близости от потребителей. К ним относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи конденсаторов (БК);
- статические источники реактивной мощности (СТК или ИРМ).



Опыт эксплуатации показывает, что при номинальной нагрузке генераторы ЭС вырабатывают около 60 % требуемой реактивной мощности, 20 % генерируется линиями электропередач высокого напряжения, 20 % вырабатывают компенсирующие устройства.

Выработка 1 кВар реактивной мощности на ЭС стоит в несколько раз дешевле, чем ее выработка с помощью КУ. Но технико-экономические расчеты показывают, что большая часть реактивной мощности должна вырабатываться КУ. Это объясняется внедрением мощных генераторов с относительно высоким $\cos \varphi$, ростом протяженности и напряжения передачи. Поэтому снижается экономичность выработки реактивной мощности генераторами ЭС.

Компенсация реактивной мощности применяется для следующих целей:

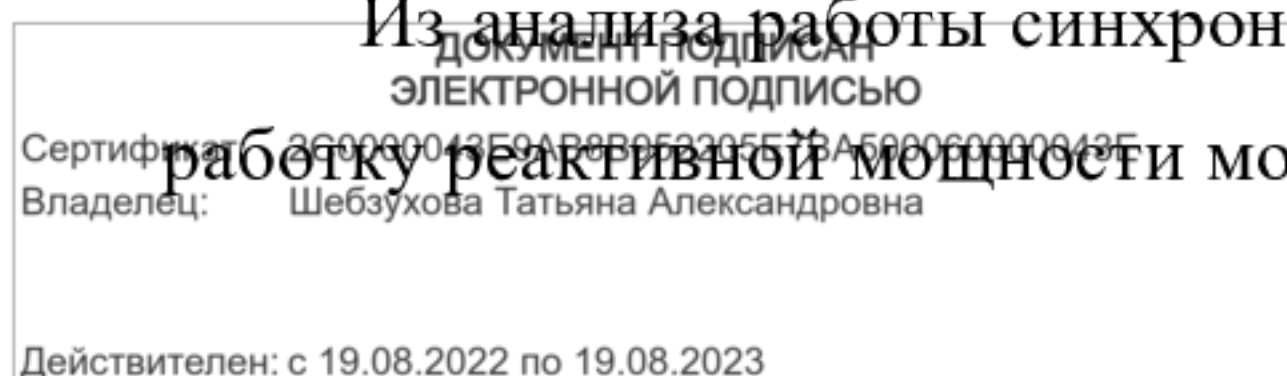
- для выполнения баланса реактивной мощности;
- для снижения потерь мощности и электроэнергии;
- для регулирования напряжения.

При использовании КУ необходимо учитывать ограничения их мощности по техническим и режимным требованиям. Мощность КУ должна удовлетворять:

- необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- располагаемой реактивной мощности на ЭС;
- отклонению напряжения на шинах потребителей;
- пропускной способности ЛЕП.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам КУ должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом элементы сети разгружаются по реактивной мощности. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения.

Из анализа работы синхронного генератора следует, что увеличить выработку реактивной мощности можно только за счет снижения выработки ак-



тивной мощности. Этот принцип реализован в синхронном компенсаторе (СК).

Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, который работает в режиме холостого хода, то есть практически без активной нагрузки на валу. Таким образом, СК загружен только реактивным током.

Схема замещения СК приведена на рис. 15.1.

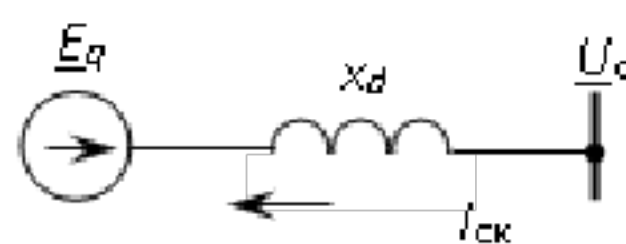


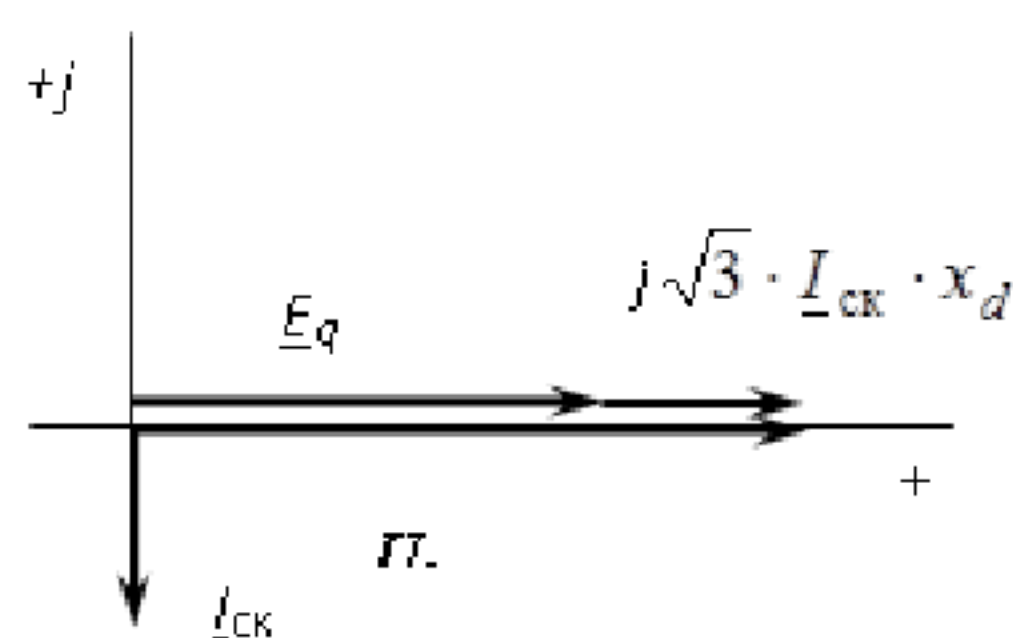
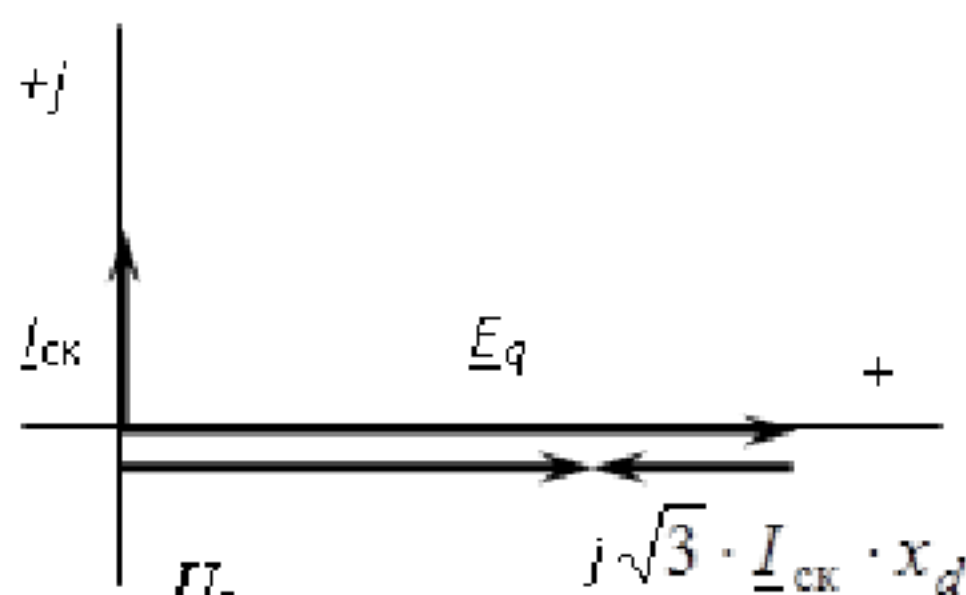
Рисунок 15.1 – Схема замещения СК

Как и синхронный двигатель, СК может работать в двух режимах: перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении ЭДС СК больше напряжения в точке его подключения

$$\underline{E}_q > \underline{U}_c.$$

Синхронный компенсатор генерирует в сеть реактивную мощность. Ток СК опережает напряжение на 90° . Векторная диаграмма режима перевозбуждения СК приведена на рис. 15.2 а.

Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения. В этом режиме ЭДС СК меньше напряжения в точке его подключения $\underline{E}_q < \underline{U}_c$ и ток СК отстает от напряжения на 90° . Векторная диаграмма режима недовозбуждения СК приведена на рис. 15.2 б. В этом режиме СК потребляет реактивную мощность, получая ее из сети.



а)

б)

Рисунок 15.2 – Векторные диаграммы СК

а – в режиме перевозбуждения;

б – в режиме недовозбуждения

Номинальная мощность СК указывается для режима перевозбуждения.

В режиме недовозбуждения

$$Q_{\text{СК}}^{\text{нед}} = 0,5 \cdot Q_{\text{СК ном}}.$$

Это связано, во-первых, с нагревом в лобовых частях СК – в режиме недовозбуждения потоки складываются (рис. 15.2 б). Во-вторых, из-за нарушения устойчивой работы СК нельзя значительно снижать ток возбуждения.

Достоинства СК:

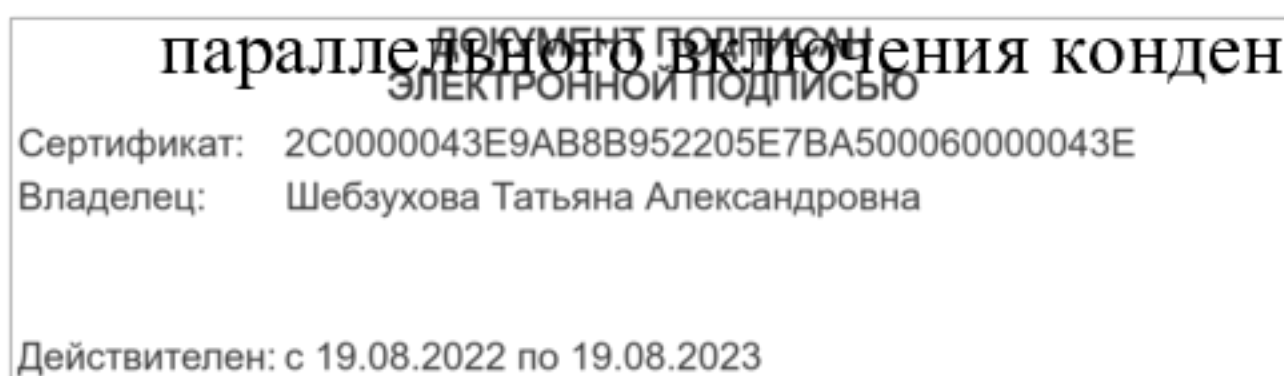
- возможность увеличения генерируемой мощности при снижении напряжения в сети за счет регулирования тока возбуждения;
- возможность плавного и автоматического регулирования реактивной мощности.

Батареи конденсаторов применяются:

- для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечная компенсация. Батареи конденсаторов называют шунтовыми (ШБК);
- для уменьшения индуктивного сопротивления ЛЭП – продольная компенсация. Батареи конденсаторов называют устройствами продольной компенсации (УПК).

Шунтовые БК включают на шины ПС параллельно нагрузке, УПК включают в рассечку ЛЭП.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, которые соединяются последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальное напряжение от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов изменяется от 10 до 125 кВар. Увеличение напряжения достигается за счет увеличения числа последовательно включенных конденсаторов, увеличение мощности – за счет параллельного включения конденсаторов (рис. 15.3).



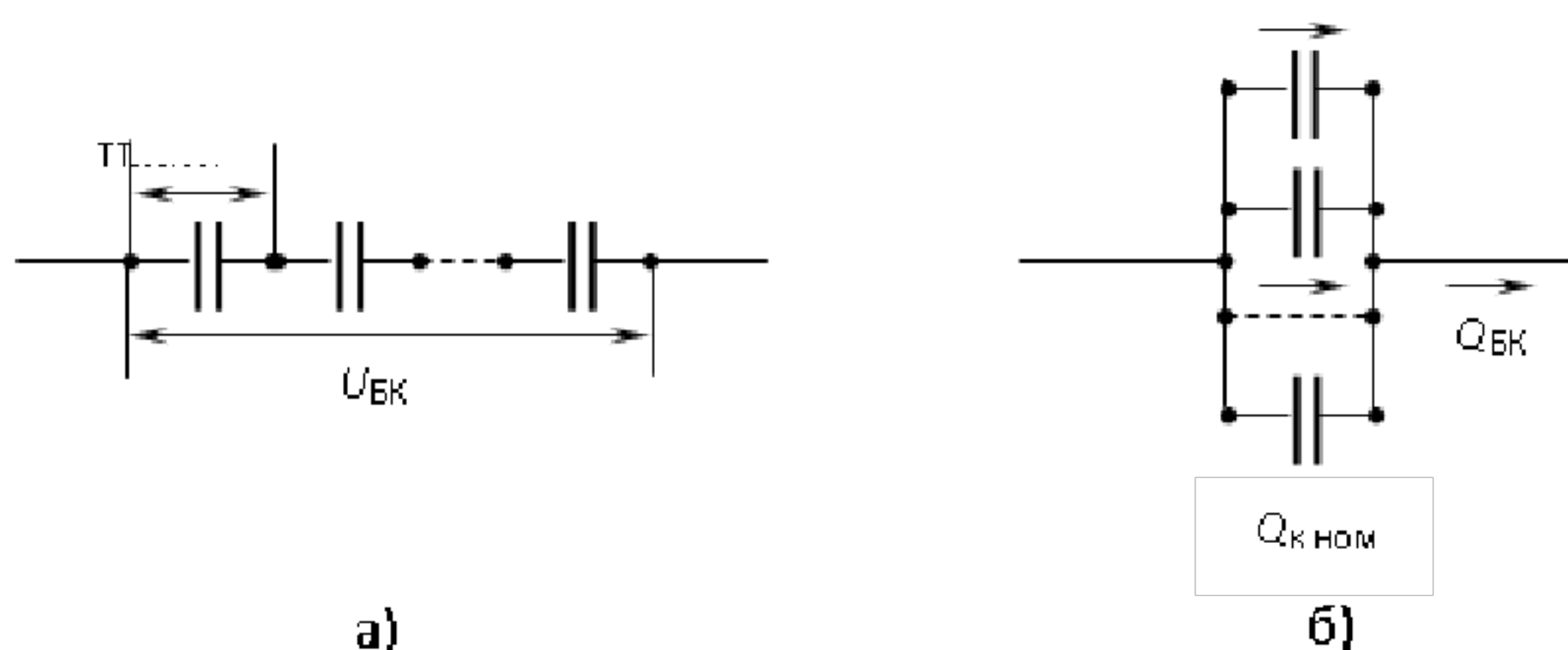


Рисунок 15.3 – Соединение конденсаторов
а – последовательное; б – параллельное

Число последовательно включенных конденсаторов определяется по формуле:

$$n = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к ном}} \cdot k_p},$$

Число последовательно включенных конденсаторов равно:

$$n = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{к ном}}},$$

При соединении конденсаторов звездой мощность батареи равна

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c} = 3 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{ном}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{x_c}$$

При соединении в треугольник при использовании таких же конденсаторов мощность БК будет

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c/3} = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C$$

Преимущества:

- простота устройства и его обслуживания;
- отсутствие вращающихся частей дает безопасность обслуживания;

ния;

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна

• малые потери активной мощности - 0,003 МВт/Мвар.

Недостатки:

Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

- зависимость мощности БК от напряжения;
- ступенчатое регулирование мощности БК и ее напряжения;
- чувствительность к искажению кривой формы напряжения;
- недостаточная электрическая прочность конденсаторов и малый срок их эксплуатации.

Задание:

Задача №1

Оценить баланс реактивной мощности для сети варианта 1 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}=0,9$

Задача №2

Оценить баланс реактивной мощности для сети варианта 2 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен $\cos\varphi_{ЭС}=0,9$

Контрольные вопросы:

1. Какова связь между балансом реактивной мощности и регулированием напряжения?
2. При каком условии в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности?
3. В электрических сетях двух номинальных напряжений (например, 220/110 кВ) следует в первую очередь устанавливать компенсирующие устройства на шинах 10 кВ подстанций сети более низкого номинального напряжения (110 кВ) или более высокого (220 кВ)?

Практическая работа №16

Выбор сечений и марок проводов воздушных линий. Проверка

сечений проводов по условиям технических ограничений

документ подписан	
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат:	2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец:	Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023	

Цель: научиться выбирать сечение и марку проводов воздушных линий.

Основы теории:

Сечение проводов и кабелей определяют, исходя из допустимого нагрева с учетом нормального и аварийного режимов, а также неравномерного распределения токов между отдельными линиями, поскольку, нагрев изменяет физические свойства проводника, повышает его сопротивление, увеличивает бесполезный расход электрической энергии на нагрев токопроводящих частей и сокращает срок службы изоляции. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции и контактных соединений и может привести к пожару и взрыву.

Электрической воздушной линией электропередачи называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений. Главные элементы воздушной ЛЭП:

- провода, которые служат для передачи электроэнергии;
- грозозащитные тросы для защиты от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Они монтируются в верхней части опор;
- опоры, поддерживающие провода и тросы на определенной высоте над поверхностью;
- изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- арматура, при помощи которой провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опоре.

По типу опоры ВЛЭП делятся на промежуточные и анкерные. Промежуточные и анкерные различаются способом подвески проводов. На промежуточной опоре провод подвешивается с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На анкерных опорах провода закреплены жестко и натянуты до заданного натяжения при помощи натяжной гирлянды изоляторов (см.

рис. 16.1).

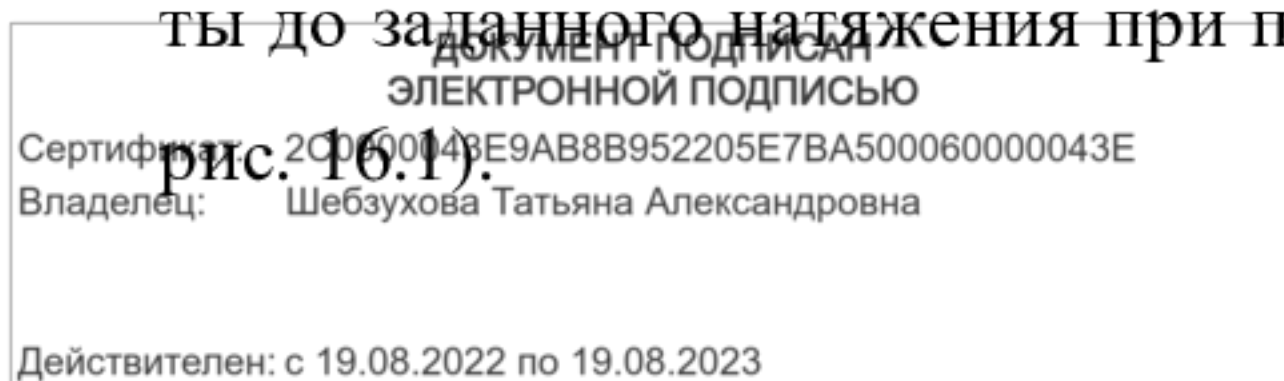




Рисунок 16.1 – Крепление проводов в фазе на промежуточной (а) и анкерной (б) опорах:

1 – траверса; 2 – гирлянда изоляторов; 3 – зажим.

По назначению различают опоры угловые, концевые, специального назначения.

По материалу опор различают деревянные (до 220 кВ), железобетонные (35 – 330 кВ) и металлические (35 кВ и выше).

На ВЛЕП применяют голые провода и тросы. Находясь на открытом воздухе, они подвергаются атмосферным воздействиям. Поэтому материал проводов, кроме хорошей проводимости, должен быть устойчивым к коррозии, обладать механической прочностью. Для проводов применяют следующие материалы:

- медь;
- алюминий;
- сталь;
- сплавы алюминия и меди с другими металлами (железом, магнием, кремнием).

Медь имеет удельную проводимость $\text{См} \cdot \text{км} / \text{мм}^2$. Отличается механической прочностью. Пленка окиси защищает ее от коррозии и химических воздействий. Обладает устойчивостью контакта.

Алюминий имеет удельную проводимость $\text{См} \cdot \text{км} / \text{мм}^2$. Механическая прочность хуже, чем у меди. Следовательно, чаще следует ставить опоры.

Пленка окиси защищает ее от коррозии. Плохо противостоит химическим воздействиям. Не обладает устойчивостью контакта.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 2C0000043E9AB8B952205E7BA500060000043E
Владелец: Шебзухова Татьяна Александровна
Действителен: с 19.08.2022 по 19.08.2023

Стальные провода имеют плохую проводимость. Отличаются большой механической прочностью. Не обладают устойчивостью к коррозии. Активное сопротивление зависит от протекающего тока.

Выполняют провода и из двух металлов – стали и алюминия. Сталь находится внутри провода и служит для увеличения механической прочности. Алюминий находится снаружи и является токопроводящей частью.

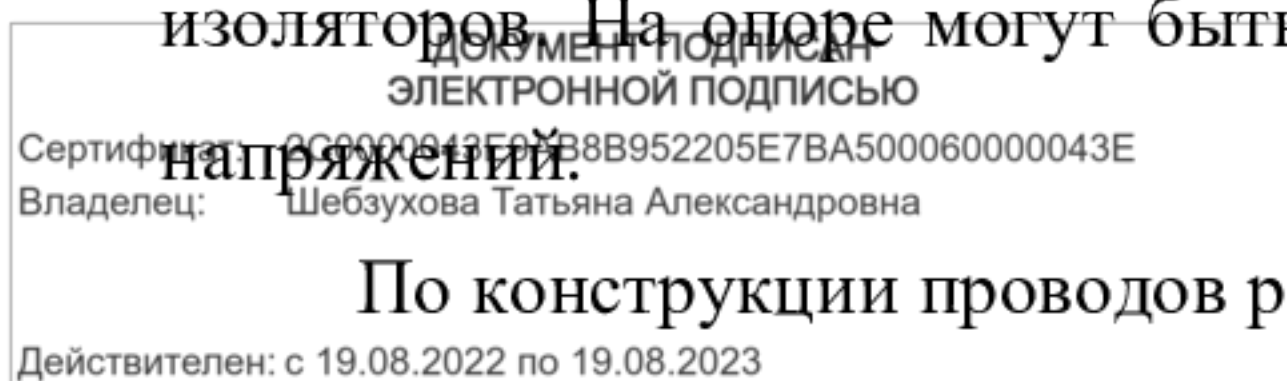
В маркировке проводов сначала указывается материал, а затем сечение в мм². Медные провода маркируют буквой М, алюминиевые провода – буквой А, стальные провода – буквами ПС и ПСО и сталеалюминиевые – буквами АС. В маркировке сталеалюминиевых проводов сначала указывают сечение алюминия, а затем стали. Например, АС-120/19. Провода марки АС выпускаются с различным отношением сечений алюминия и стали при одном и том же сечении алюминия. В зависимости от этого отношения различают провода облегченной конструкции, средней, усиленной и особо усиленной прочности.

Для защиты проводов марки АС от коррозии и химических воздействий используют специальные защитные средства. Тип защиты отражается в маркировке провода:

- марки АСКС, АСКП – провод сталеалюминиевый коррозионно-стойкий с заполнением стального сердечника (С) или всего провода (П) смазкой;
- марка АСК – как и АСКС, стальной сердечник изолирован полиэтиленовой пленкой.

За рубежом применяются изолирующие самонесущие провода. Представляют собой систему изолированных жил, скрученных вокруг несущего троса. Скрутка выполняется таким образом, что вся механическая нагрузка воспринимается только несущим тросом. Такие провода прокладываются без изоляторов. На опоре могут быть смонтированы несколько ЛЭП различных напряжений.

По конструкции проводов различают:



- однопроволочные, состоящие из одной проволоки сплошного сечения;
- многопроволочные из одного металла, состоящие в зависимости от сечения провода из нечетного количества проволок (от 7 до 61);
- многопроволочные из двух металлов. Количество проводов стального сердечника – нечетное (1, 7 или 19). Количество проволок токопроводящей части – четное.

Провода ВЛЭП располагают на опоре различными способами:

- на одноцепных опорах – треугольником или горизонтально (рис. 16.2, а, б);
- на двухцепных опорах – обратной елкой или шестиугольником в виде “бочки” (рис. 16.2, в, г).

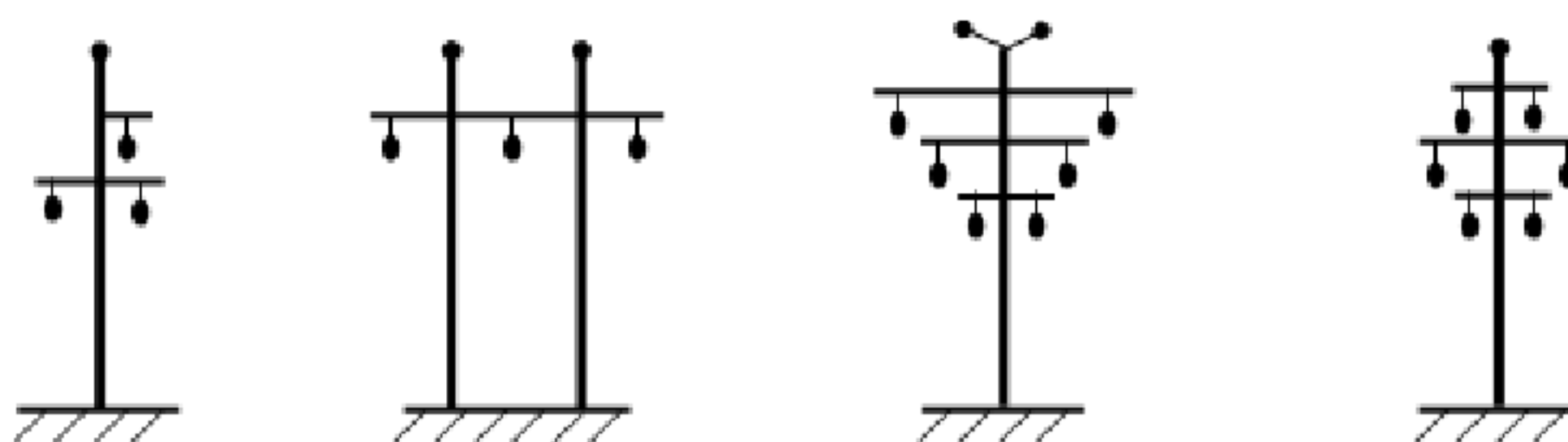


Рисунок 16.2 – Расположение проводов на опорах

Горизонтальное расположение провода – наилучшее по условиям эксплуатации, т.к. позволяет применять более низкие опоры и исключает схлестывание проводов при сбрасывании гололеда или пляске проводов. Пляска проводов – это колебания проводов с малой частотой и большой амплитудой).



Рисунок 16.3 – Транспозиция на ВЛЭП

Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 1, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{наб}=3800$ ч. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам выполнения задачи 1 практической работы №15.

Задача №2

Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 1, принимая для всех подстанций одно и то же время наибольшей нагрузки $T_{наб}=3800$ ч. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам выполнения задачи 2 практической работы №15.

Задача №3

Произвести проверку выбранных сечений в задаче №1: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.

Задача №4

Произвести проверку выбранных сечений в задаче №2: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.

Контрольные вопросы:

1. От каких факторов зависит расчетная токовая нагрузка?
2. В чем сущность метода экономической плотности тока для определения сечений проводов?
3. Каковы условия проверки выбранных проводов?
4. Чем обусловлена допустимая температура для кабелей и проводов?

