

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ВОЛОГОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра электроснабжения

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

**МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

**АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

*Лабораторный практикум*

Факультет электроэнергетический

Направления 13.03.02, 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Профили: Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,  
организаций и учреждений;  
Электроснабжение;  
Электропривод и автоматика

Магистерские программы Режимы работы электрических источников питания,  
подстанций, сетей и систем;  
Электроснабжение  
Автоматизированные электромеханические комплексы  
и системы

Вологда  
2014

**Анализ установившихся режимов электроэнергетических систем: лабораторный практикум.** – Вологда: ВоГУ, 2014. – 60 с.

В лабораторном практикуме рассматриваются методы моделирования и анализа установившихся режимов электроэнергетических систем методами, реализуемыми на ЭВМ. Приведены методики анализа эксплуатационных режимов и управления ими. В приложениях даны справочные материалы, необходимые для выполнения лабораторных работ.

Для студентов электроэнергетического факультета, обучающихся по направлениям 13.03.02, 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника», выполняющих работы по дисциплинам «Математические задачи электроэнергетики» и «Математическое моделирование электроэнергетических систем».

Утверждено редакционно-издательским советом ВоГУ

Составители: А.Н. Алюнов, канд. техн. наук, доцент  
В.А. Бабарушкин, канд. техн. наук, доцент  
О.С. Вяткина, канд. техн. наук, доцент  
Рецензент В.В. Реутов, канд. техн. наук, доцент

---

Подписано в печать 06.03.2014. Усл. печ. л. 3,75. Тираж      экз.  
Печать офсетная. Бумага офисная. Заказ № \_\_\_\_\_

---

Отпечатано: РИО ВоГУ, г. Вологда, ул. Ленина, 15

**Лабораторная работа № 1.**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

**1.1. Цель и содержание работы**

Целью работы является изучение математической модели и алгоритма расчета установившегося режима в схеме электроэнергетической системы произвольной конфигурации. В процессе выполнения лабораторной работы определяются напряжение в узлах, токи, потери мощности в элементах схемы, а также мощность балансирующего узла. При выполнении работы параметры установившегося режима определяются в системе именованных единиц.

**1.2. Уравнения установившегося режима электроэнергетической системы**

Для расчета установившегося режима в схеме произвольной конфигурации целесообразно применить уравнения узловых напряжений. Для заданной расчетной схемы электроэнергетической системы составляется схема замещения. Линии и трансформаторы представляются пассивными ветвями с комплексными сопротивлениями, с учетом зарядных мощностей линий и потерь холостого хода силовых трансформаторов. Источники питания и нагрузки потребителей – постоянными комплексными мощностями.

Состояние электрической цепи описывается уравнениями законов Ома и Кирхгофа. Число независимых уравнений определяется количеством узлов и ветвей схемы замещения. Процедура формирования уравнений состояния для сложных схем произвольной конфигурации формализуется на основе аналитического представления конфигурации схемы замещения с помощью графов и матриц. Параметры режима электроэнергетической системы представляются матрицами – столбцами, а параметры схемы замещения – квадратными матрицами. Применение матриц требует нумерации ветвей и узлов схемы замещения, а также расположения элементов матриц в порядке возрастания их индексов. Направленный граф схемы можно описать аналитически матрицей соединений в узлах и матрицей соединений в независимые контуры.

С помощью матриц соединения в узлах и в контуры уравнения состояния электрической цепи записываются в обобщенной форме, справедливой для схемы любой конфигурации. Из законов Ома и Кирхгофа вытекает метод формирования математических моделей установившегося режима – метод узловых напряжений, который является основным методом, используемым для составления системы уравнений установившегося режима. Чтобы получить эту систему, достаточно для каждого из узлов электроэнергетической системы записать уравнения первого закона Кирхгофа, а затем токи ветвей заменить с помощью напряжения прилежащих узлов, воспользовавшись для этого законом Ома.

Уравнения узловых напряжений в матричной форме имеют вид:

$$Y_y \dot{U} = \dot{J} + Y_y \dot{U}_0, \quad (1.1)$$

где  $Y_y$  – матрица узловых проводимостей;  $\dot{U}$  – матрица напряжений независимых узлов;  $\dot{U}_0$  – матрица - столбец, каждый элемент которой равен напряжению балансирующего узла;  $\dot{J}$  – матрица задающих токов, каждый элемент которой определяется по формуле:

$$\dot{J}_i = \frac{S_i^*}{\sqrt{3} U_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3} U_i}, \quad (1.2)$$

где  $S_i^*$  – сопряженный комплекс трехфазной мощности  $i$ -го узла, МВ·А;  $P_i$  – активная мощность  $i$ -го узла, МВт;  $Q_i$  – реактивная мощность  $i$ -го узла, МВар;  $U_i$  – сопряженный комплекс линейного напряжения  $i$ -го узла, кВ;  $\dot{J}_i$  – задающий ток  $i$ -го узла, зависящий от напряжения, кА.

Формирование узловых уравнений сводится к определению матрицы узловых проводимостей, матрицы задающих токов и выполнению действий над матрицами в правой части выражения (1.1).

После определения напряжения узлов могут быть найдены токи в ветвях схемы по выражению

$$\dot{I} = Y_B M_t (\dot{U} - \dot{U}_0), \quad (1.3)$$

где  $Y_B$  – матрица проводимостей ветвей;  $M_t$  – транспонированная матрица соединений в независимых узлах, которая составляется по направленному графу схемы замещения.

Чтобы определить мощность потерь и мощность балансирующего узла, целесообразно сформировать матрицу полной мощности в ветвях схемы

$$\dot{S}_B = \sqrt{3} \dot{U}_{\Sigma} M_{\Sigma} \dot{I}_D, \quad (1.4)$$

где знаком  $\Sigma$  обозначены полные матрицы, включая балансирующий узел;  $\dot{U}_{\Sigma}$  – диагональная матрица напряжений узлов;  $\dot{I}_D$  – диагональная матрица сопряженных комплексов тока ветвей.

Матрица  $\dot{S}_B$  прямоугольная с числом строк, соответствующих количеству узлов, и числом столбцов, равных количеству ветвей схемы. Матрица содержит значения полной мощности в начале и конце каждой ветви. При этом положительной получается мощность передачи к узлу, а отрицательной – от узла. Сумма значений, расположенных в каждой строке  $i$  матрицы, дает полную мощность, обусловленную задающим током в узле  $i$ . Мощность балансирующего узла определяется как сумма элементов последней строки. Сумма

значений, расположенных в каждом столбце  $j$  матрицы, дает полную мощность потерь в ветви  $j$ .

Следует иметь в виду, что суммарная мощность нагрузки потребителей плюс суммарные потери мощности должны равняться мощности балансирующего узла.

Данный подход реализован в учебной программе расчета нормального установившегося режима (программа *urs*).

### 1.3. Задание на подготовительную работу

1. Для заданного варианта расчетной схемы выбрать трансформаторы T1 и T2 и параметры линий. Подготовить каталожные данные элементов системы, необходимые для определения параметров схемы замещения системы.
2. Составить схему замещения электроэнергетической системы.
3. Ознакомиться с расчетными выражениями для определения параметров схемы замещения элементов системы в именованных единицах.
4. Определить параметры схемы замещения электроэнергетической системы.
5. Ответить на контрольные вопросы, содержащиеся в описании работы.

### 1.4. Порядок выполнения лабораторной работы

1. Создать файл исходных данных для расчета нормального установившегося режима, используя программу *vurs*.
2. Выполнить расчет нормального установившегося режима, используя программу *urs*.
3. Вывести на печать таблицы результатов расчета.
4. Определить значения действительных напряжений в узлах схемы.
5. Определить отклонения напряжений в узлах от номинальных значений.
6. Определить загрузку линий и трансформаторов.
7. Дать анализ полученных результатов.

### 1.5. Методические указания

Пример варианта схемы электроэнергетической системы дан в приложении 1 (рис.1.1). Тип генератора, длины линий и мощности нагрузки приведены в приложении 3.

Задание выполняется в следующей последовательности. В начале выбираются трансформаторы T1 и T2 по приложениям 5 и 6, а параметры линий – по приложению 11.

Номинальные мощности трансформаторов T1 и T2 выбираются из условий:

$$S_{\text{НОМ.Т1}} \geq S_{\text{НОМ.Г}} ; \quad (1.5)$$

$$S_{\text{НОМ.Т2}} \geq S_{\text{Н}}, \quad (1.6)$$

где  $S_{\text{НОМ.Т1}}$ ,  $S_{\text{НОМ.Т2}}$  – номинальные мощности трансформаторов;  $S_{\text{НОМ.Г}}$  – номинальная полная мощность генератора;  $S_{\text{Н}}$  – полная мощность нагрузки.

Номинальное низшее напряжение трансформатора Т1 следует согласовать с номинальным напряжением генератора. Номинальные высшие напряжения трансформаторов Т1 и Т2 должны находиться в одном классе напряжений.

Далее составляется схема замещения электроэнергетической системы (см. приложение 1, рис.1.2) и определяются ее параметры по формулам приложения 4.

В схеме замещения электроэнергетической системы должны быть представлены все элементы расчетной схемы. Характеристикой генератора, потребителя электрической энергии и компенсирующего устройства является вырабатываемая или потребляемая ими активная и реактивная мощность. Значение номинальной мощности генераторов, а также мощности компенсирующих устройств приведены в приложениях 7-10. В данной работе генераторы, обобщенные нагрузки узлов и компенсирующие устройства следует представить неизменной комплексной мощностью

$$\dot{S} = P + jQ = \text{const.} \quad (1.7)$$

Линии в схему замещения вводятся сопротивлениями проводов. Влияние емкостной проводимости линий учитывается в виде зарядной мощности (см. приложение 4).

Схему замещения трансформатора представляют активным и индуктивным сопротивлением обмоток. Активное и индуктивное сопротивления трансформатора включают сопротивления его обмоток и определяются на основании формул приложения 4 и каталожных данных, приведенных приложениях 5, 6. При определении сопротивления трансформатора следует использовать напряжение короткого замыкания  $U_{\text{КЗР}}$ , соответствующее среднему положению устройства регулирования напряжения трансформатора.

Процессы, происходящие в магнитопроводе, учитываются в виде отбора активной и реактивной мощности холостого хода (приложение 4). Потери активной мощности холостого хода являются каталожной характеристикой трансформатора. Потери реактивной мощности холостого хода (намагничивающая мощность)  $Q_{\text{Х}}$  определяются через ток холостого хода  $I_{\text{Х}}$  (приложение 4). Ток холостого хода является каталожной характеристикой трансформатора и задается в процентах.

Трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы и трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также реакторы должны быть представлены своими схемами замещения (см. приложение 4).

Один из узлов схемы замещения системы следует принять в качестве базисного по напряжению и балансирующего по току. Обычно таким узлом выбирают узел, к которому подключена система или крупная станция. Напряжение этого узла по умолчанию принимается согласно принятому в нашей стране ряду средних номинальных напряжений: 0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ.

Для каждого узла, исключая балансирующий узел, определяется результирующая нагрузка, соответствующая расчетной схеме. Результирующая нагрузка узла включает нагрузку генераторов и потребителей, подключенных к узлу, а также зарядную мощность линий и потерю холостого хода трансформаторов, связанных с узлом. При алгебраическом суммировании нагрузок, зарядной мощности и потерь холостого хода генерируемую мощность следует задавать со знаком «плюс», а потребляемую – со знаком «минус».

Сопrotивления ветвей схемы замещения и электродвижущая сила (ЭДС) балансирующего узла приводятся к одной ступени напряжения, принятой за основную ступень. Целесообразно за основную принимать ту ступень напряжения, на которой расположено наибольшее число элементов электрооборудования. Для схемы на рис. 1.1 (см. приложение 1) это ступень напряжения, на которой находятся линии. Приведенные значения ЭДС системы и сопротивлений различных элементов схемы следует определять по формулам

$$\overset{\circ}{E}_{\text{сист}} = E_{\text{сист}} \cdot n_1 n_2 \dots n_m, \quad (1.8)$$

$$\overset{\circ}{Z} = Z \cdot n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2, \quad (1.9)$$

где  $E_{\text{сист}}$  и  $Z$  – действительные значения ЭДС системы и сопротивления какого-либо элемента исходной расчетной схемы;  $\overset{\circ}{E}_{\text{сист}}$  и  $\overset{\circ}{Z}$  – их приведенные значения;  $n_1, n_2, \dots, n_m$  – коэффициенты трансформации трансформаторов или автотрансформаторов, включенных каскадом между ступенью напряжения сети, где находятся элементы с подлежащими приведению ЭДС  $E$  и сопротивлением  $Z$ , и основной ступенью напряжения.

Здесь и далее под коэффициентом трансформации трансформатора (автотрансформатора) понимается отношение номинального напряжения его обмотки, обращенной в сторону выбранной основной ступени напряжения сети, к номинальному напряжению другой обмотки.

Формулы приложения 4 справедливы для расчета параметров элементов, расположенных на основной ступени напряжения. Если элементы находятся не на основной ступени напряжения, то при использовании этих формул следует учитывать коэффициенты трансформации трансформаторов в соответствии с соотношениями (1.8)–(1.9).

Ветви схемы замещения системы обозначаются номерами  $j=1, 2, \dots, m$ . Узлы на схеме замещения системы обозначаются номерами  $i=1, 2, \dots, n$  (включая номера средних точек схем замещения трехобмоточного трансформатора, автотрансформатора или сдвоенного реактора). Балансирующему узлу присваивается последний номер (Приложение 1, рис. 1.3).

Программа формирования файла данных вызывается командой `vurs`. Для работы программы необходимо ввести следующую информацию об энергетической системе: количество независимых узлов и количество ветвей схемы замещения; номера узлов начала и конца каждой ветви, действительную и мнимую части ее комплексного сопротивления; действительные и мнимые

части узловых мощностей. После выполнения программы данные помещаются в файл durs.

Программа расчета нормального установившегося режима вызывается командой urs. После выполнения программы данные помещаются в файл gurs, который после проверки может быть выведен на печать.

Результаты расчетов напряжений в узлах следует оформить, соответственно, в виде таблицы 1.1.

Таблица 1.1

**Результаты расчета напряжений в узлах схемы**

Номер узла	Результаты расчета		Номинальное напряжение $U_{НОМi}$ , кВ	Отклонение напряжения $\delta U_i$ , %
	Приведенное напряжение $\dot{U}_i$ , кВ	Действительное напряжение $U_i$ , кВ		
1				
2				
⋮				
N				

Графа приведенных значений напряжений в табл. 1.1 заполняется переносом соответствующих значений из результатов программного расчета.

Действительные значения напряжений определяются по формуле

$$U_i = \frac{\dot{U}_i}{n_1 n_2 \dots n_m}, \quad (1.10)$$

где  $U_i$  – действительное значение напряжения в узле;  $\dot{U}_i$  – приведенное значение напряжения в узле;  $i$  – номер узла.

Значения номинальных напряжений  $U_{НОМi}$  в узлах схемы заносятся в табл. 1.1 из шкалы стандартных номинальных напряжений электрических сетей с учетом каталожных данных установленного электрооборудования [1]-[3].

Отклонение напряжения в узлах сети определяется по формуле

$$\delta U_i = \frac{U_i - U_{НОМi}}{U_{НОМi}} \cdot 100\%, \quad (1.11)$$

где  $\delta U_i$  – отклонение напряжения в узлах сети от номинального, %.

Сравнить расчетные токи линий с их допустимыми значениями. Расчетные токи линий представлены в таблице результатов расчета. Допустимые значения токов линий различных сечений приведены в приложении 11.

Сравнить мощность нагрузки силовых трансформаторов с их номинальными мощностями. Расчетная мощность определяется по известным расчетным значениям токов и напряжений трансформатора. Номинальные мощности трансформаторов приведены в приложениях 5, 6.

Анализ полученных результатов должен содержать выводы о допустимости отклонений напряжения в узлах схемы от номинального напряжения с учетом положений [1]-[4], выводы о допустимости загрузки силовых трансформаторов и линий электропередачи. Следует перечислить элементы с наибольшими потерями мощности и определить долю потерь в процентах при передаче электроэнергии от источников к потребителям, выделив составляющие постоянных и переменных потерь.

### 1.6. Контрольные вопросы

1. Какие факторы влияют на величину активного сопротивления линии электропередачи?
2. От чего зависит индуктивное сопротивление линии электропередачи?
3. Какие схемы замещения применяются для моделирования линий электропередачи?
4. Какие схемы замещения применяются для моделирования двухобмоточного трансформатора?
5. На какую мощность рассчитывается обмотка низшего напряжения автотрансформатора?
6. Какие токи в схеме замещения линии электропередачи называются зарядными?
7. В чем различие между понятиями «падение напряжения» и «потеря напряжения»?
8. Какие ограничения установлены на максимальное превышение рабочего напряжения в линиях электропередачи по условиям работы изоляции?
9. Из каких элементов состоит граф электрической сети?
10. Какие матрицы используются для моделирования топологии схем электрических сетей?
11. Запишите первый закон Кирхгофа в матричной форме.
12. Запишите закон Ома в матричной форме?
13. Как составить матрицу узловых проводимостей?
14. Какой узел в схеме сети называют балансирующим?
15. Какой узел в схеме сети называют базисным по напряжению?
16. В чем состоит отличие схем замещения воздушных и кабельных линий напряжением 35 и 110 кВ?

## **Лабораторная работа № 2.**

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

#### **2.1. Цель и содержание работы**

Целью работы является изучение технических средств регулирования напряжения и их математического моделирования в схеме электроэнергетической системы. В процессе выполнения лабораторной работы изучаются методы и средства регулирования напряжения, методика учета средств регулирования при моделировании установившегося режима электроэнергетической системы, определяются параметры режима с учетом мероприятий по регулированию напряжения и отклонения напряжения в узлах сети от номинальных значений.

#### **2.2. Методы регулирования напряжения в электроэнергетической системе**

Потребление электрической мощности в электроэнергетической системе изменяется в течение времени. Различным режимам работы приемников электроэнергии соответствуют разные потоки мощности, передаваемые по сети, и, следовательно, разные уровни напряжения в узлах.

Отклонение напряжения в  $i$ -м узле сети определяется в процентах относительно номинального значения:

$$\delta U_i = \frac{U_i - U_{\text{НОМ}i}}{U_{\text{НОМ}i}}, \quad (2.1)$$

где  $U_i$  - напряжение узла;  $U_{\text{НОМ}i}$  - номинальное напряжение узла;  $i$  – номер узла.

Работа электроприемников с наилучшими технико-экономическими показателями возможна при небольших отклонениях напряжения на их выводах. Источник [4] определяет нормальные и предельно допустимые отклонения напряжения у электроприемников, а в [2] установлены наибольшие рабочие напряжения для оборудования электроэнергетических систем. Дополнительно для трансформаторов электрической сети устанавливается превышение напряжения не более чем на 5% относительно напряжения рабочего ответвления регулирующего устройства. Это связано с недопустимостью перехода на нелинейную часть кривой намагничивания трансформатора.

Нижний уровень напряжения в электроэнергетической системе определяется условиями регулирования напряжения в распределительных сетях и статической устойчивостью работы системы. Для обеспечения устойчивости нагрузки вводится запас статической устойчивости по напряжению.

Для определения запаса по напряжению какого-либо узла нагрузки в данном режиме напряжение  $U$  в этом режиме сравнивается с критическим напряжением в том же узле  $U_{кр}$ . Коэффициент запаса по напряжению  $K_U$  рассчитывается по формуле

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}. \quad (2.2)$$

При определении коэффициента запаса по напряжению можно принять, что критическое напряжение в узлах нагрузки при номинальных напряжениях до 220 кВ составляет  $0,7U_{номi}$  в узле  $i$ .

Требования к отклонению напряжения в электрической сети и на выводах электроприемников обуславливают необходимость регулирования напряжения во всех видах электрических сетей.

Различают централизованное и локальное регулирование напряжения. При централизованном регулировании напряжение изменяют в центре питания. Центром питания могут быть шины электростанции, а также шины среднего напряжения (СН) или низшего напряжения (НН) понижающей подстанции. Локальное регулирование используют в питающих и распределительных сетях для отдельных групп потребителей или электроприемников (групповое регулирование). Иногда регулирование выполняют для отдельного электроприемника (индивидуальное регулирование).

К методам регулирования напряжения относят: регулирование напряжения на электростанциях, с помощью трансформаторов на понижающих подстанциях и регулирование путем изменения падений напряжения в электрической сети.

К средствам регулирования напряжения относятся регуляторы возбуждения генераторов на электростанциях, регулирующие устройства на понижающих трансформаторах, компенсирующие устройства. К средствам регулирования напряжения можно отнести также системы отключения (включения) части параллельно работающих элементов электрической сети.

Регулирование напряжения на шинах электрической станции производится автоматически с помощью автоматического регулятора возбуждения синхронного генератора. Изменение напряжения на электростанции может одновременно изменить напряжение во всех узлах передающей сети. Это связано с перераспределением реактивной мощности между электростанциями. Напряжение на генераторах электростанций может изменяться в пределах от  $0,95 U_{ном}$  до  $1,05 U_{ном}$ .

Эффективным средством регулирования напряжения в электроэнергетической системе являются трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Они способны обеспечить любой принцип регулирования, включая встречное регулирование. Встречное регулирование означает поддержание повышенного напряжения на шинах понижающих подстанций в часы наибольших нагрузок и его снижение до номинального значения в часы наименьших нагрузок

$$U_{\text{HH}}^{\text{HM}} = U_{\text{НОМ.НН}}, \quad (2.3)$$

$$U_{\text{HH}}^{\text{HB}} = (1,05 \dots 1,1) U_{\text{НОМ.НН}}, \quad (2.4)$$

где  $U_{\text{HH}}^{\text{HM}}$  - напряжение на шинах низшего напряжения в режиме наименьших нагрузок;  $U_{\text{HH}}^{\text{HB}}$  - напряжение на шинах низшего напряжения в режиме наибольших нагрузок;  $U_{\text{НОМ.НН}}$  - номинальное напряжение в сети низшего напряжения.

Для регулирования напряжения на двухобмоточных трансформаторах понижающих подстанций устанавливают устройство, представляющее собой регулятор, меняющий рабочее ответвление витков обмотки трансформатора и, следовательно, коэффициент трансформации трансформатора. Устройство регулирования устанавливают в трансформаторах с высшим напряжением 35 кВ и выше и размещают в нейтрали обмотки высшего напряжения (ВН). На стороне высшего напряжения трансформатора последовательно соединяются нерегулируемая и регулируемая обмотки. Регулируемая обмотка может иметь 12, 16 или 18 ступеней регулирования по 1,5 или 1,78%. Диапазон регулирования составляет  $\pm 9$ ,  $\pm 12$  или  $\pm 16\%$  от  $U_{\text{НОМ}}$ .

Двухобмоточные трансформаторы городских и сельских электрических сетей напряжением с высшим напряжением ниже 35 кВ имеют устройства переключения без возбуждения (ПБВ). Переключение ответвлений в них возможно только при отключенном трансформаторе. Такие трансформаторы имеют основное ответвление с номинальным напряжением и четыре ступени регулирования по 2,5%. Дополнительные ответвления позволяют изменять напряжение относительно его номинального значения на +5; +2,5; -2,5; -5%. Ответвления этих трансформаторов переключаются либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от сезонных максимальных нагрузок к минимальным нагрузкам и наоборот.

Изменение коэффициента трансформации одного из понижающих трансформаторов влияет на напряжение шин низшего напряжения только этого трансформатора и на напряжение сети, которая питается от шин.

Трехобмоточные трансформаторы с высшим напряжением 110 и 220 кВ изготавливают с РПН в обмотке высшего напряжения, а обмотка среднего напряжения имеет ответвления с ПБВ. Изменение числа витков на стороне высшего напряжения приводит к изменению коэффициента трансформации как между обмотками высшего и среднего напряжения, так и между обмотками высшего и низшего напряжения. Такое регулирование называют связанным. Регулирование на одних шинах, например, низшего напряжения, вынужденно меняет напряжение и на шинах среднего напряжения.

На подстанциях с номинальным напряжением 220 кВ и выше устанавливают автотрансформаторы. Устройство регулирования напряжения у автотрансформаторов встраивается преимущественно в линейный вывод обмотки

среднего напряжения, что обеспечивает изменение коэффициент трансформации только между обмотками высшего и среднего напряжения.

Изменить значения напряжения в узлах электрической сети можно, если установить на понижающей подстанции компенсирующие устройства или выполнить переключения части параллельных элементов сети, например, отключить или включить одну цепь двухцепной линии электропередачи. Это приведет к изменению потоков реактивной мощности и потерь напряжения в сопротивлениях элементов электрической сети.

В качестве компенсирующих реактивную мощность устройств могут применяться батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы, а также генераторы местных электростанций, синхронные электродвигатели и фильтры высших гармоник. Часть из указанных компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность (конденсаторные батареи), некоторые - только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее эффективными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие свойствами как генерировать, так и потреблять реактивную мощность (синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, синхронные генераторы и статические тиристорные компенсаторы).

### **2.3. Задание на подготовительную работу**

1. Для заданного варианта схемы электроэнергетической системы выполнить расчеты установившихся режимов при заданных максимальных и минимальных нагрузках генераторов и потребителей электрической энергии.
2. Установить допустимые отклонения напряжения в узлах заданной схемы согласно требованиям [1]-[4] и условиям устойчивости параллельной работы электроэнергетической системы.
3. Ознакомиться с методами и средствами регулирования напряжения в электроэнергетической системе по [5]-[8].
4. Ответить на контрольные вопросы, содержащиеся в описании работы.

### **2.4. Порядок выполнения лабораторной работы**

1. Определить отклонения напряжения в узлах схемы в максимальном и минимальном режиме.
2. Сопоставить полученные значения отклонений напряжения с их допустимыми значениями.
3. Предложить средства для регулирования напряжения для обеспечения желаемых напряжений в режимах максимальных и минимальных нагрузок.
4. Внести необходимые изменения в файл данных durs.

5. Выполнить расчеты режимов максимальных и минимальных нагрузок с учетом управляющих воздействий по регулированию напряжения, используя программу urs.
6. Вывести на печать таблицы результатов расчета.
7. Определить действительные значения напряжений.
8. Дать анализ полученных результатов.

## 2.5. Методические указания

По расчетной схеме электроэнергетической системы составляется схема замещения (Приложение 1).

В схеме замещения электроэнергетической системы должны быть представлены все элементы расчетной схемы. Генераторы, синхронные компенсаторы, электродвигатели и обобщенные нагрузки узлов должны быть введены в схему замещения активными и реактивными мощностями. Все остальные элементы исходной расчетной схемы (трансформаторы и автотрансформаторы, линии, реакторы) должны быть представлены своими схемами замещения. Эти схемы, а также расчетные выражения для определения их параметров приведены в приложении 4. Каталожные данные силовых трансформаторов приведены в приложениях 5, 6. Следует учесть потери мощности в магнитопроводах трансформаторов и зарядные мощности линий.

Сопротивления ветвей и ЭДС балансирующего узла приводятся к одной ступени напряжения, принятой за основную ступень.

При определении параметров элементов схемы замещения в именованных единицах приведенные значения напряжения и сопротивления элементов схемы следует определять по формулам:

$$\overset{\circ}{E} = E n_1 n_2 \dots n_m, \quad (2.5)$$

$$\overset{\circ}{Z} = Z n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2, \quad (2.6)$$

где  $E$  и  $Z$  – действительные значения ЭДС источника энергии и сопротивления какого-либо элемента исходной расчетной схемы;  $\overset{\circ}{E}$  и  $\overset{\circ}{Z}$  – их приведенные значения;  $n_1, n_2, \dots, n_m$  – коэффициенты трансформации трансформаторов или автотрансформаторов, включенных каскадом между ступенью напряжения сети, где находятся элементы с подлежащими приведению параметрами ( $E, Z$ ) и основной ступенью напряжения.

Если сопротивление какого-либо элемента расчетной схемы выражено в относительных единицах при номинальных условиях, то значения сопротивления, приведенные к основной ступени напряжения сети, следует определять по формуле:

$$\overset{\circ}{Z} = Z \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^* (\text{H})} n_1^2 n_2^2 \dots n_m^2, \quad (2.7)$$

где  $Z_{*(H)}$  – значение сопротивления элемента расчетной схемы в относительных единицах при номинальных условиях.

Здесь и далее под коэффициентом трансформации трансформатора (автотрансформатора) понимается отношение номинального напряжения его обмотки, обращенной в сторону выбранной основной ступени напряжения сети, к номинальному напряжению другой обмотки.

Ветви схемы замещения системы обозначаются номерами  $j=1, 2, \dots, m$ . Узлы схемы замещения системы обозначаются номерами  $i=1, 2, \dots, n$  (включая номера средних точек схем замещения трехобмоточного трансформатора, автотрансформатора или сдвоенного реактора). Балансирующему узлу присваивается последний номер. Для каждого узла схемы, за исключением балансирующего, определяется результирующая мощность. Результирующая мощность узла включает нагрузку генераторов и потребителей, подключенных к узлу, а также зарядную мощность линий и потери холостого хода трансформаторов. При алгебраическом суммировании нагрузок, зарядной мощности и потерь холостого хода генерируемую мощность следует брать со знаком «плюс», а потребляемую – со знаком «минус».

В приложении 1 на рис. 1.1, 1.2 приведены расчетная схема и схема замещения электроэнергетической системы.

Программа формирования файла данных вызывается командой `vurs`. Для работы программы необходимо ввести следующую информацию об электроэнергетической системе: количество независимых узлов и количество ветвей схемы замещения; номера узлов начала и конца каждой ветви, действительную и мнимую части ее комплексного сопротивления. После выполнения программы данные помещаются в файл `durs`.

Программа расчета установившегося режима вызывается командой `urs`. После выполнения программы данные помещаются в файл `rurs`, который после проверки может быть выведен на печать.

Сначала необходимо выполнить расчет режимов наибольших и наименьших нагрузок и определить отклонения напряжения в узлах схемы в соответствии с формулой (2.1). Результаты следует внести в две таблицы по форме, приведенной в лабораторной работе №1 (см. табл. 1.1).

В случае, если отклонения напряжения превышают допустимые значения, то необходимо применить средства регулирования напряжения.

Вначале проверяют возможность регулирования напряжения с помощью РПН или ПБВ установленных понижающих трансформаторов. Для этого определяют номер или напряжение ответвления, необходимого для достижения желаемого напряжения на шинах НН подстанции. В этом случае, как правило, регулирование осуществляется в соответствии с принципом встречного регулирования напряжения.

Рассмотрим порядок выбора регулировочных ответвлений в разных трансформаторах.

При выборе ответвления двухобмоточного трансформатора необходимо определить напряжение на выводах обмотки НН, приведенное к напряжению ВН. Действительное напряжение на шинах НН вычисляется по формуле

$$U_{\text{НН}} = \overset{\circ}{U}_{\text{НН}} \frac{1}{n} = \overset{\circ}{U}_{\text{НН}} \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{ОТВ}}}, \quad (2.8)$$

где  $\overset{\circ}{U}_{\text{НН}}$  – напряжение на выводах НН подстанции, приведенное к высшему напряжению;  $n$  – коэффициент трансформации, подлежащий определению;  $U_{\text{ОТВ}}$  – искомое напряжения ответвления;  $U_{\text{НОМ.НН}}$  – номинальное низшее напряжение трансформатора.

Из последней формулы найдем напряжение ответвления обмотки ВН  $U_{\text{ОТВ.ВН}}$  при условии, что напряжение на шинах НН равно желаемому напряжению  $U_{\text{ЖЕЛ.НН}}$ :

$$U_{\text{ОТВ.ВН}} = \overset{\circ}{U}_{\text{НН}} \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{ЖЕЛ.НН}}}, \quad (2.9)$$

Вычисленное напряжение ответвления следует использовать для определения напряжения ближайшего стандартного ответвления. Ряд стандартных напряжений ответвлений  $U_{\text{ОТВ.ВН.СТ}}$  может быть получен по формуле

$$U_{\text{ОТВ.ВН.СТ}} = U_{\text{НОМ.ВН}} \pm m\Delta U_{\text{ОТВ}}, \quad (2.10)$$

где  $m$ -номер ответвления в сторону увеличения (знак «плюс») или уменьшения (знак «минус») коэффициента трансформации ( $m=0,1,2,\dots,m_{\text{max}}$ );  $m_{\text{max}}$  – максимально возможное количество ответвлений трансформатора в сторону увеличения коэффициента трансформации или в сторону уменьшения;  $\Delta U_{\text{ОТВ}}$  – шаг изменения напряжения при переходе на соседнее ответвление в киловольтах.

Значение  $\Delta U_{\text{ОТВ}}$  определяют по формуле

$$\Delta U_{\text{ОТВ}} = \frac{\Delta U_{\text{ОТВ}} \%}{100} U_{\text{НОМ.ВН}}, \quad (2.11)$$

где  $\Delta U_{\text{ОТВ}} \%$  – шаг изменения напряжения при переходе на соседнее ответвление в процентах;  $U_{\text{НОМ.ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН.

Действительное напряжение на шинах НН с учетом выбранного ответвления

$$U_{\text{НН}} = \overset{\circ}{U}_{\text{НН}} \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{U_{\text{ОТВ.ВН.СТ}}}. \quad (2.12)$$

Расчеты по формулам (2.8)-(2.12) выполняются дважды. Вначале определяют напряжения ответвлений и действительные напряжения на шинах НН для режима максимальных нагрузок, а затем для режима минимальных нагрузок.

При выборе ответвления двухобмоточного трансформатора с ПБВ следует учитывать, что переключение регулировочных ответвлений в таких транс-

форматорах производится редко. Поэтому в режимах наибольших и наименьших нагрузок трансформатор работает на одном ответвлении. Для таких трансформаторов требуемое регулировочное ответвление  $U_{\text{отв}}$  находится по формуле

$$U_{\text{отв}} = \frac{U_{\text{нн}}^{\circ \text{НМ}} + U_{\text{нн}}^{\circ \text{НБ}}}{2U_{\text{жел.нн}}} \cdot U_{\text{ном.нн}}, \quad (2.13)$$

где  $U_{\text{нн}}^{\circ \text{НМ}}$  – напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения в режиме наименьших нагрузок;  $U_{\text{нн}}^{\circ \text{НБ}}$  – напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к стороне высшего напряжения в режиме наибольших нагрузок;  $U_{\text{жел.нн}}$  – желаемое напряжение на шинах низшего напряжения;  $U_{\text{ном.нн}}$  – номинальное напряжение на шинах низшего напряжения. Полученное значение напряжения округляется до ближайшего стандартного значения.

Выбор ответвлений РПН трехобмоточного трансформатора выполняется точно так же, как и для двухобмоточного трансформатора. Только сначала необходимо определиться, на какой из двух обмоток (среднего или низшего напряжения) будет регулироваться напряжение. В зависимости от этого используется одна из формул, по которой рассчитывают напряжение ответвления со стороны высшего напряжения.

$$U_{\text{отв.вн}} = \dot{U}_{\text{сн}} \frac{U_{\text{ном.сн}}}{U_{\text{жел.сн}}} \quad \text{или} \quad U_{\text{отв.вн}} = \dot{U}_{\text{нн}} \frac{U_{\text{ном.нн}}}{U_{\text{жел.нн}}}, \quad (2.14)$$

где  $\dot{U}_{\text{сн}}$  – напряжение на выводах СН трансформатора, приведенное к высшему напряжению;  $U_{\text{ном.сн}}$  – номинальное среднее напряжение трансформатора;  $U_{\text{жел.сн}}$  – желаемое напряжение обмотки среднего напряжения;  $U_{\text{жел.нн}}$  – желаемое напряжение обмотки низшего напряжения.

Далее, определенные по (2.14) напряжения ответвлений для режимов максимальных и минимальных нагрузок округляют до ближайших стандартных ответвлений и находят действительные напряжения на шинах НН трехобмоточного трансформатора по формуле (2.12), на шинах СН по формуле

$$U_{\text{сн}} = \dot{U}_{\text{сн}} \frac{U_{\text{ном.сн}}}{U_{\text{отв.вн.ст}}}. \quad (2.15)$$

Если напряжение регулируется на обмотке низшего напряжения, то следует определить напряжение ответвления со стороны обмотки среднего напряжения, которое необходимо для обеспечения на шинах СН желаемого напряжения.

$$U_{\text{отв.сн}} = \frac{U_{\text{отв.вн.ст}}^{\circ \text{НБ}} + U_{\text{отв.вн.ст}}^{\circ \text{НМ}}}{U_{\text{сн}} + U_{\text{сн}}^{\circ \text{НМ}}} \cdot U_{\text{жел.сн}} \quad (2.16)$$

Полученное значение  $U_{\text{отв.сн}}$  округляют до ближайшего стандартного  $U_{\text{отв.сн.ст}}$ .

В этом случае действительное напряжение на шинах СН определяют по формуле

$$U_{\text{сн}} = \overset{\circ}{U}_{\text{сн}} \frac{U_{\text{отв.сн.ст}}}{U_{\text{отв.вн.ст}}}. \quad (2.17)$$

Для выбора ответвлений РПН на автотрансформаторе следует вычислить напряжение ответвления обмотки среднего напряжения

$$U_{\text{отв.сн}} = U_{\text{ном.вн}} \frac{U_{\text{жел.сн}}}{\overset{\circ}{U}_{\text{сн}}}, \quad (2.18)$$

где  $U_{\text{жел.сн}}$  – желаемое напряжение на обмотке среднего напряжения;  $\overset{\circ}{U}_{\text{сн}}$  – напряжение на стороне среднего напряжения, приведенное к высшему напряжению.

Полученное значение  $U_{\text{отв.сн}}$  используется для подбора ближайшего стандартного напряжения ответвления  $U_{\text{отв.сн.ст}}$ . Действительно напряжение на шинах СН автотрансформатора определяется по формуле

$$U_{\text{сн}} = \overset{\circ}{U}_{\text{сн}} \frac{U_{\text{отв.сн.ст}}}{U_{\text{ном.вн}}}. \quad (2.19)$$

В автотрансформаторе коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН неизменный, действительное напряжение на шинах НН находится по формуле

$$U_{\text{нн}} = \overset{\circ}{U}_{\text{нн}} \frac{U_{\text{ном.нн}}}{U_{\text{ном.вн}}}. \quad (2.20)$$

Расчет по формулам (2.18)-(2.20) для автотрансформатора выполняется для максимального и минимального режима электроэнергетической системы.

При переключении ответвлений обмотки изменяется сопротивление трансформатора. В приложениях 5 и 6 приведены напряжения короткого замыкания для трансформаторов отечественного производства с устройствами РПН по данным [9]-[10]. Приведенные в приложениях значения напряжения короткого замыкания даны для среднего (СР) и двух крайних (MIN или MAX) ответвлений и отнесены к номинальным значениям напряжения ответвлений и номинальной мощности трансформатора. Для других положений РПН можно приближенно принять напряжение короткого замыкания по приложениям 5 и 6, исходя из линейной интерполяции между значениями при среднем и крайнем ответвлениях. Сопротивление трансформатора в именованных единицах, приведенное к стороне регулирования, определяется по формуле:

$$Z_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к.отв}} \%}{100} \frac{U_{\text{отв.ст}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.21)$$

где  $U_{\text{отв.ст}}$  стандартное напряжение отщепления регулируемой обмотки;  $u_{\text{к.отв}}$  - напряжение короткого замыкания, соответствующее выбранному отщеплению.

Приведение сопротивления трансформатора к напряжению нерегулируемой обмотки осуществляется по формуле:

$$Z_T^{\circ} = \frac{u_{\text{к.отв}} \% U_{\text{ном.нн}}^2}{100 S_{\text{ном}}} \quad (2.22)$$

Идея регулирования напряжения за счет воздействия на потоки реактивной мощности заключается в том, что при изменении реактивной мощности изменяются потери напряжения в сопротивлениях. Реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них компенсирующих устройств, подключенных параллельно нагрузке. Для схемы, изображенной на рис. 2.1, связь между напряжениями  $U_1$  и  $U_2$  можно записать в виде

$$U_2 = U_1 + \Delta U = U_1 - \frac{P_2 R_T + (Q_2 - Q_{\text{св}}) X_T}{U_2}, \quad (2.23)$$

где  $U_1$  и  $U_2$  – напряжения в узлах 1 и 2, соответственно;  $P_2$  – активная мощность нагрузки;  $Q_2$  – реактивная мощность нагрузки;  $R_T$  – активное сопротивление трансформатора;  $X_T$  – индуктивное сопротивление трансформатора;  $Q_{\text{св}}$  – мощность конденсаторной батареи.

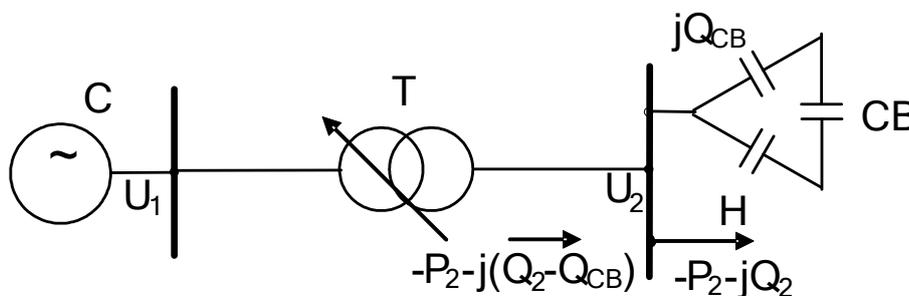


Рис. 2.1. Расчетная схема электроэнергетической системы

Мощность батареи конденсаторов  $Q_{\text{св}}$  зависит от подводимого напряжения. С учетом этого обстоятельства, а также зависимости (2.16) мощность батареи конденсаторов для изменения напряжения  $U_2$  до  $U_{2\text{жел}}$  должна быть равна

$$Q_{\text{св}} = \left[ \frac{(U_{2\text{жел}} - U_2) \cdot U_{2\text{жел}}}{X_T} + \left( 1 - \frac{U_{2\text{жел}}}{U_2} \right) \left( P_2 \frac{R_T}{X_T} + Q_2 \right) \right] \cdot \left( \frac{U_{\text{ном.св}}}{U_{2\text{жел}}} \right)^2, \quad (2.24)$$

где  $U_{2,ЖЕЛ}$  – желаемое напряжение в узле 2;  $U_{НОМ,СВ}$  – номинальное напряжение конденсаторной батареи.

Технические характеристики конденсаторных батарей приведены в приложении 10.

Если в качестве компенсирующего устройства применяется синхронный компенсатор, то его мощность для изменения напряжения  $U_2$  до  $U_{2,ЖЕЛ}$  может быть приближенно определена по формуле

$$Q_{GC} \approx \frac{U_{2,ЖЕЛ} - U_2}{X_T} U_{2,ЖЕЛ} \cdot \quad (2.25)$$

Располагаемая мощность синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения и режиме недовозбуждения приведена в приложении 9.

Напряжения генератора в пределах от  $0,95U_{НОМ}$  до  $1,05U_{НОМ}$  можно изменять, регулируя ток ротора, не изменяя при этом активную мощность. Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на  $\pm 5\%U_{НОМ}$  приводит к необходимости снижения его мощности. Настройка автоматического регулятора возбуждения такова, что напряжение на выводах генератора не зависит от коэффициента мощности, а зависит только от реактивной мощности. При изменении активной мощности реактивная мощность генератора не изменяется, регулирование реактивной мощности производится независимо от регулирования активной мощности.

Гидрогенераторы приспособлены для работы в режиме синхронного компенсатора. Полная мощность гидрогенератора от коэффициента мощности не зависит.

Турбогенераторы проектируются на выдачу реактивной мощности. Потребление реактивной мощности – вынужденный режим.

В основу анализа полученных результатов должны входить пояснения о мероприятиях, принятых для регулирования напряжения в узлах схемы, и эффект от их применения. Отчет по лабораторной работе должен отражать выводы о допустимости отклонений напряжения в узлах схемы от номинального напряжения с учетом положений [2], [4] в условиях максимального и минимального режимов работы энергосистемы.

## 2.6. Контрольные вопросы

1. Какие технические средства применяются для регулирования напряжения?
2. Что понимают под отклонением напряжения? Назовите причины его появления.
3. Как влияет отклонение напряжения на работу электроприемников? Каковы верхние пределы отклонения напряжения в сетях 35-750 кВ?
4. Назовите принципы регулирования напряжения в центрах питания распределительных сетей.

5. В чем идея встречного регулирования напряжения и когда целесообразно его применять?
6. Какие данные необходимы для выбора ответвлений двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов?
7. Какова последовательность выбора ответвлений трансформаторов с ПБВ в распределительной сети 10 кВ?
8. Какова последовательность выбора ответвлений обмотки двухобмоточных трансформаторов с РПН?
9. Какова последовательность выбора ответвлений обмоток трехобмоточных трансформаторов с РПН?
10. Какова последовательность выбора ответвлений обмотки автотрансформаторов с РПН?
11. В чем идея регулирования напряжения изменением потоков реактивной мощности?
12. Применение каких технических средств позволяет изменять потоки реактивной мощности в электрической сети?
13. Как вводятся в схему замещения электроэнергетической системы источники электроэнергии, электродвигатели и обобщенные нагрузки?
14. Как представляются в схеме замещения электроэнергетической системы линии электропередачи, трансформаторы и реакторы?
15. В каких системах единиц могут определяться параметры схемы замещения электроэнергетической системы?
16. Как определяется коэффициент трансформации трансформатора при расчете приведенных значений напряжения и сопротивления к основной ступени?

### **Лабораторная работа № 3.**

#### **МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ РАСЧЕТАХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

##### **3.1. Цель и содержание работы**

Целью работы является изучение способов представления нагрузок в расчетах установившихся режимов электроэнергетических систем. В процессе выполнения лабораторной работы изучаются статические характеристики нагрузки, методика их использования на примере типовых обобщенных статических характеристик по напряжению для сложившегося в отечественных электроэнергетических системах состава нагрузок. Рассматривается влияние вида статических характеристик на результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов.

### 3.2. Характеристика изменения электрических нагрузок от параметров режима электроэнергетической системы

При расчете и анализе режимов электроэнергетических систем и сетей должны быть учтены характеристики электрических нагрузок потребителей. Основной характеристикой нагрузки является величина ее активной и реактивной мощности. Мощности нагрузок электрической сети изменяются во времени и зависят от параметров электрического режима – величины и частоты напряжения. Поэтому электрические нагрузки индивидуальных электроприемников и групповых нагрузок узлов электрических сетей представляют собой функции вида

$$P = \varphi_p(U, f, t) \text{ и } Q = \varphi_q(U, f, t). \quad (3.1)$$

При проектировании систем электроснабжения сопоставляются технически допустимые варианты, в том числе и по параметрам электрического режима. Поэтому изменение нагрузок учитывается только во времени.

При решении большинства задач проектирования и эксплуатации электроэнергетических систем достаточно вместо четырехмерных зависимостей вида (3.1) применять двумерные зависимости изменения нагрузок во времени  $S=f(t)$  от величины напряжения  $S=f(U)$  и частоты  $S=f(f)$  питающего напряжения. Запись указанных зависимостей непрерывных кривых называют соответственно графиками электрических нагрузок и статическими характеристиками электрических нагрузок по напряжению и частоте.

Основой для определения и изучения статических характеристик являются эксперименты, в которых медленно изменяются частота и напряжение и фиксируются соответствующие изменения активной и реактивной мощности. Измерение мощностей  $P$  и  $Q$  выполняют сразу после изменения условий электропитания и окончания переходного процесса. Полученные при этом характеристики называются естественными, так как они отражают свойственную нагрузкам реакцию на отклонения напряжения и частоты. Для некоторых электропотребителей статические характеристики могут быть получены аналитически. Для большей наглядности анализа естественные статические характеристики рассматривают отдельно в виде зависимостей активной и реактивной мощностей от частоты  $P=f_p(f)$ ,  $Q=f_q(f)$  и напряжения  $P=f_p(U)$ ,  $Q=f_q(U)$ . В нормальных установившихся режимах в электроэнергетической системе активные мощности генераторов и потребителей электроэнергии равны, и значение частоты удерживается в допустимых пределах. В этом случае анализ мгновенных режимов выполняется при учете зависимости электрической нагрузки только от напряжения при постоянной частоте.

Статические характеристики нагрузки различны для разных типов нагрузки. Например, мощность осветительной нагрузки меняется в зависимости от напряжения пропорционально  $U^{1,6}$ , а дуговых печей –  $U^2$ .

Как правило, требуются статические характеристики комплексной нагрузки, которая включает в себя нагрузку различных электроприемников для отдельного цеха, предприятия, городского или сельского района. Вид этих зависимостей определяется составом комплексной нагрузки.

В расчетах установившихся режимов при синхронной частоте нагрузка может быть представлена своими статическими характеристиками по напряжению, аппроксимированными полиномами, например, второй степени.

$$P_i(U) = P_{\text{НОМ},i} (a_p + b_p U_i + c_p U_i^2); \quad (3.2)$$

$$Q_i(U) = Q_{\text{НОМ},i} (a_q + b_q U_i + c_q U_i^2), \quad (3.3)$$

где  $U_i = \frac{U_i}{U_{\text{НОМ},i}}$  - текущее относительное значение напряжения узла схемы сети;  $U_{\text{НОМ},i}$  - номинальное напряжение узла;  $U_i$  - текущее значение напряжения;  $a, b, c$  - постоянные коэффициенты аппроксимирующего полинома;  $P_{\text{НОМ},i}, Q_{\text{НОМ},i}$  - активная и реактивная мощности нагрузки, соответствующие номинальному режиму узла;  $i$  - номер узла.

Значения коэффициентов  $a, b, c$  приведены в табл. 3.1 и для любых статических характеристик нагрузки удовлетворяют условиям  $a_p + b_p + c_p = 1$  и  $a_q + b_q + c_q = 1$ .

Таблица 3.1

### Коэффициенты статических характеристик нагрузки по напряжению

№ характеристики	Вид характеристики	Коэффициенты		
		a	b	c
1	Постоянная проводимость	0	0	1
2	Постоянная величина задающего тока	0	1	0
3	Постоянная мощность	1	0	0
4	Типовая характеристика активной мощности	0,83	-0,3	0,47
4	Типовая характеристика реактивной мощности на стороне (6..10) кВ	4,9	-10,1	6,2
5	Типовая характеристика реактивной мощности на стороне (110..220) кВ	3,7	-7,0	4,3

Областью определения статических характеристик по напряжению являются режимы с напряжениями  $U$  больше критических  $U_{\text{КР}}$ , при которых не нарушается устойчивость двигателей. При значениях  $U < U_{\text{КР}}$  характеристика мощности физического смысла не имеет. Выполнение условия  $U > U_{\text{КР}}$  следует контролировать по результатам расчета режима системы.

Представление нагрузки ее статическими характеристиками необходимо в тех случаях, когда отказ от учета изменения мощности при изменении напря-

жения может привести к качественно неверному результату. Особенно это проявляется при расчете режимов электрических сетей со значительными отклонениями напряжения от номинальных значений, например при расчете послеаварийных режимов сетей, не имеющих средств стабилизации напряжения. Для большинства эксплуатационных и проектных расчетов ограничиваются менее строгим и трудоемким отображением свойств электрической нагрузки.

На рис.3.1 приведены статические характеристики нагрузок по напряжению при различных способах их моделирования.

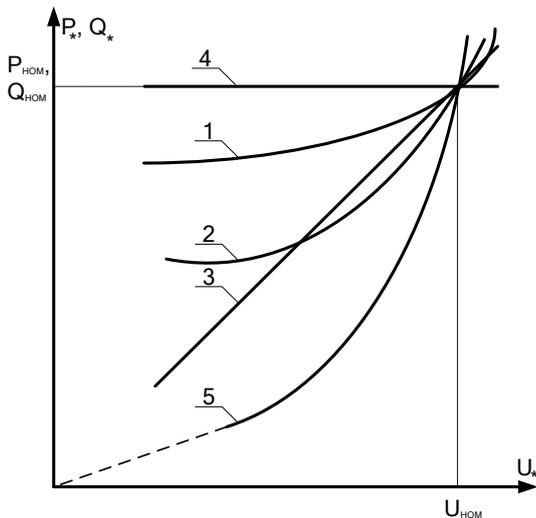


Рис.3.1. Статические характеристики нагрузок по напряжению

- 1 – типовая (обобщенная) характеристика  $P(U)$ ;
- 2 – типовая (обобщенная) характеристика  $Q(U)$ ;
- 3 – заданные нагрузки  $P(U), Q(U)$  при неизменном узловом токе ( $I=\text{const}$ );
- 4 – заданные нагрузки  $P(U), Q(U)$  при неизменной мощности узла ( $S=\text{const}$ );
- 5 – заданные нагрузки  $P(U), Q(U)$  при неизменной проводимости узла ( $Y=\text{const}$ ).

**Задание нагрузки неизменным по модулю и фазе током.** По заданным значениям напряжения и мощности нагрузки ее ток определяется по формуле

$$\dot{I} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\dot{S}}{\dot{U}} = \text{const}, \quad (3.4)$$

где  $\dot{S}, \dot{U}$  – сопряженные комплексы мощности и линейного напряжения.

Изменение напряжения в узле подключения нагрузки при условии (3.4) определяет изменение мощности нагрузки

$$\dot{S} = \sqrt{3} \dot{U} \dot{I}. \quad (3.5)$$

Согласно (3.5) при изменении напряжения в узле подключения нагрузки ее мощность изменяется пропорционально напряжению. Но до расчета режима сети комплексные напряжения в узлах неизвестны – они находятся в результате расчета. Поэтому воспользоваться точным выражением (3.4) для задания нагрузки невозможно. В условиях эксплуатации можно использовать результаты измерений напряжения или принять его номинальное значение. В этом случае токи нагрузки узлов задаются постоянными значениями модуля тока и его фазового угла. Фазовый угол представляется в виде средневзвешенного коэффициента реактивной мощности нагрузки

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{W_P}{W_A}, \quad (3.6)$$

где  $W_A$ ,  $W_P$  – показания счетчиков активной и реактивной энергии за характерные сутки.

Представление нагрузки неизменным по модулю и фазовому углу током принимается в расчетах режимов сетей напряжением  $U_{\text{НОМ}} \leq 35\text{kV}$ .

**Задание нагрузки неизменной активной и реактивной мощностью.**  
**Моделирование электрических нагрузок постоянной мощностью**

$$\dot{S} = P + jQ = \text{const} \quad (3.7)$$

соответствует практике эксплуатации электрических сетей и систем электроснабжения. Одна из причин задания нагрузки постоянной мощностью в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию. В этом случае анализ текущего режима проводится в мощностях, а не в токах. Такой способ задания нагрузок является достаточным для электроэнергетических систем, обеспеченных устройствами регулирования напряжения. В этих условиях напряжение в узлах нагрузки в пределах располагаемого диапазона регулирования поддерживается практически неизменным. Аналогичную модель нагрузки принимают при проектных расчетах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

**Моделирование электрических нагрузок постоянными проводимостями и сопротивлениями.** При расчетах режимов, для которых характерны значительные изменения напряжения в узлах сети, нагрузку удобно представлять параллельно или последовательно соединенными неизменными активными и реактивными сопротивлениями или соответствующими им проводимостями. Представление нагрузок постоянными сопротивлениями или проводимостями, включенными в узлах присоединения нагрузок, соответствует их статическим характеристикам в виде квадратичных парабол

$$P_H = \frac{U^2}{R_H} = G_H U^2; \quad (3.8)$$

$$Q_H = \frac{U^2}{X_H} = B_H U^2, \quad (3.9)$$

но не обеспечивает высокой точности результатов, так как моделирующие сопротивления и проводимости сами зависят от напряжения. Но такой учет нагрузок дает более точные результаты, чем учет в виде неизменных мощностей.

### **3.3. Задание на подготовительную работу**

1. Ознакомиться со способами представления нагрузок при расчетах установившихся режимов электроэнергетической системы [3], [7] или [8].
2. Для заданного варианта схемы электроэнергетической системы подготовить схему замещения для расчета установившегося режима.
3. Ответить на контрольные вопросы, содержащиеся в описании работы.

### **3.4. Порядок выполнения лабораторной работы**

1. Выполнить расчет установившегося режима при задании нагрузок генераторов и потребителей электрической энергии постоянной активной и реактивной мощностью, используя программы vurs и urs.
2. Повторить расчеты при задании нагрузок в узлах постоянной проводимостью, неизменным по модулю и фазовому углу током, внести необходимые изменения в файл данных durs и выполняя расчеты по программе urs.
3. Выполнить расчет установившегося режима при задании нагрузок генератора электрической энергии постоянной активной и реактивной мощностью, нагрузок потребителей – типовыми статическими характеристиками по напряжению. Зарядные мощности линий и потери холостого хода трансформаторов представить постоянной проводимостью.
4. Вывести на печать таблицы результатов расчета.
5. Сравнить приведенные напряжения в узлах и суммарные нагрузочные потери активной мощности, полученные в четырех расчетах.
6. Определить расхождение параметров в процентах по отношению к режиму, в котором нагрузка потребителя представлена типовой статической характеристикой по напряжению.
7. Дать анализ полученных результатов.

### **3.5. Методические указания**

Пример варианта расчетной схемы электроэнергетической системы дан в приложении 1, рис. 1.1. По расчетной схеме составляется схема замещения электроэнергетической системы (приложение 1, рис. 1.2).

Сравнение результатов расчетов целесообразно провести в табличной форме (табл. 3.2).

**Результаты расчета напряжений в узлах схемы  
при различных способах задания характеристик нагрузок**

Номер узла	Способ задания характеристик нагрузок						
	Типовая характеристика	Постоянная мощность		Постоянный ток		Постоянная проводимость	
	Приведенное напряжение $\dot{U}_i$ , кВ	Приведенное напряжение $\dot{U}_i$ , кВ	$\delta U_i$ , %	Приведенное напряжение $\dot{U}_i$ , кВ	$\delta U_i$ , %	Приведенное напряжение $\dot{U}_i$ , кВ	$\delta U_i$ , %
1							
2							
⋮							
N							

### 3.6. Контрольные вопросы

1. От каких параметров зависят электрические нагрузки узлов электрических сетей?
2. Какие зависимости называют статическими характеристиками нагрузки?
3. Изобразите на графике вид статических характеристик нагрузки по напряжению.
4. В каком виде можно представить аналитически статические характеристики нагрузки по напряжению?
5. Как получают статические характеристики нагрузок?
6. Что понимают под регулирующим эффектом нагрузки?
7. Когда достаточно учитывать статические характеристики нагрузки по напряжению?
8. Почему в электрических сетях, оснащенных устройствами регулирования, достаточно представлять нагрузки неизменной мощностью?
9. При анализе режимов каких сетей допустимо моделировать электрические нагрузки постоянным по величине током? Чем обусловлена погрешность такой модели?
10. Как определить значения неизменных по величине сопротивлений и проводимостей, моделирующих электрические нагрузки? Одинаковы ли эти значения при последовательном и параллельном включении сопротивлений?
11. Каким образом учитывается изменение напряжения на величину нагрузки при моделировании их неизменными токами, сопротивлениями, проводимостями?
12. Какие схемы замещения применяют для моделирования нагрузки?

## **Лабораторная работа № 4.**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОСЛЕАВАРИЙНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

#### **4.1. Цель и содержание работы**

Целью работы является определение параметров послеаварийного установившегося режима в схеме электроэнергетической системы произвольной конфигурации. В процессе выполнения лабораторной работы определяются напряжения в узлах, токи и потери мощности в элементах схемы и мощность балансирующего узла. Производится сопоставление отклонений напряжения в узлах с их допустимыми значениями. Предлагаются мероприятия по регулированию режима электроэнергетической системы с целью введения параметров в допустимую область.

Послеаварийный режим может наступить как в режиме наименьших, так и в режиме наибольших нагрузок.

#### **4.2. Характеристика послеаварийного режима электроэнергетической системы**

Послеаварийный установившийся режим наступает после аварийного отключения какого-либо элемента или ряда элементов электроэнергетической системы. В этом режиме система может работать с ухудшенными технико-экономическими показателями. Анализ послеаварийных установившихся режимов производится аналогично расчетам нормального установившегося режима. При послеаварийных режимах может возникнуть так называемый дефицит мощности, когда мощность генераторов в оставшейся в работе части системы меньше мощности потребителей. Параметры послеаварийного режима могут в той или иной степени отличаться от допустимых значений. Если значения этих параметров во всех контрольных точках системы являются допустимыми, то исход аварии считается благополучным. В противном случае исход аварии неблагоприятен и диспетчерская служба системы принимает немедленные меры к тому, чтобы привести параметры послеаварийного режима в соответствие с допустимыми.

#### **4.3. Задание на подготовительную работу**

1. Для заданного варианта схемы электроэнергетической системы составить расчетные схемы возможных послеаварийных режимов.
2. Подготовить каталожные данные элементов системы для определения параметров схемы замещения.
3. Ознакомиться с расчетными выражениями для определения параметров схем замещения в именованных единицах.

4. Определить параметры схемы замещения для заданного варианта электроэнергетической системы.
5. Ответить на контрольные вопросы, содержащиеся в описании работы.

#### **4.4. Порядок выполнения лабораторной работы**

1. Составить схемы замещения для выбранных вариантов расчетных схем послеаварийных режимов.
2. Создать файл исходных данных durs для расчета послеаварийного режима при отключении генератора, используя программу vurs.
3. Выполнить расчет послеаварийного установившегося режима, используя программу urs.
4. Подготовить исходные данные и выполнить расчеты других послеаварийных режимов.
5. Определить значения действительных напряжений в узлах.
6. Определить отклонения напряжений в узлах схемы в послеаварийных режимах.
7. Сопоставить полученные значения отклонений напряжения с их допустимыми отклонениями.
8. При необходимости предложить мероприятия по регулированию напряжения в узлах схемы в послеаварийных режимах.
9. Внести необходимые изменения в файл данных и выполнить расчеты послеаварийных режимов с учетом управляющих воздействий по регулированию напряжения.
10. Определить загрузку линий и трансформаторов.
11. Определить суммарные потери мощности в электрической сети и отдельных ее элементов.
12. Вывести на печать таблицы результатов расчета.
13. Дать анализ полученных результатов.

#### **4.5. Методические указания**

Пример варианта схемы электроэнергетической системы дан в приложении 1 (рис. 1.1). Тип генератора, длины линий и мощности нагрузки приведены в приложении 3.

Задание выполняется в следующей последовательности. Для заданного варианта схемы электроэнергетической системы составляются расчетные схемы возможных послеаварийных режимов (например, при отключении генератора или линии электропередачи). Затем составляются схемы замещения электроэнергетической системы возможных послеаварийных режимов (см. приложение 2) и определяются их параметры в соответствии с методическими указаниями к лабораторной работе №1. В схемах замещения послеаварийных режимов должны быть представлены все оставшиеся в работе элементы электроэнергетической системы.

При моделировании отключения генератора его активная и реактивная мощность принимается равной нулю. Количество ветвей и узлов в схеме замещения остается таким, как при моделировании нормального установившегося режима. Если аварийный режим обусловлен отключением одной из линий электропередачи, то при задании нагрузок в узлах следует учесть изменение зарядной мощности после отключения линии. При этом в схеме замещения изменяется также и количество ветвей. Внести изменения в файл `durs`, удалив данные об отключенной ветви (активное и индуктивное сопротивления ветви, номера узлов начала и конца ветви) и изменив число ветвей в схеме.

Программа формирования файла данных вызывается командой `vurs`. Для работы программы необходимо ввести следующую информацию об электроэнергетической системе: количество узлов и ветвей схемы замещения; номера узлов начала и конца каждой ветви, действительную и мнимую части ее комплексного сопротивления; действительные и мнимые части узловых мощностей. После выполнения программы данные помещаются в файл `durs`.

Программа расчета послеаварийного установившегося режима вызывается командой `urs`. После выполнения программы данные помещаются в файл `gurs`, который после проверки может быть выведен на печать.

Результаты расчетов напряжений в узлах следует представить в виде таблицы 1.1, приведенной в описании лабораторной работы №1.

Если при сопоставлении отклонения напряжений в узлах схемы оказались больше допустимых значений, то следует предложить мероприятия по регулированию напряжения.

Сравнить расчетные токи линий с их допустимыми значениями. Допустимые значения токов линий различных сечений приведены в приложении 11.

Сравнить мощность нагрузки силовых трансформаторов с их номинальными мощностями. Расчетная мощность определяется по известным расчетным значениям токов и напряжений трансформатора. Номинальные мощности трансформаторов приведены в приложениях 5, 6.

Анализ полученных результатов должен содержать выводы о допустимости отклонений напряжения в узлах схемы от номинального напряжения с учетом положений [1]-[4], выводы о допустимости загрузки силовых трансформаторов и линий электропередачи. Следует перечислить элементы с наибольшими потерями мощности и определить долю потерь в процентах при передаче электроэнергии от источников к потребителям, выделив составляющие постоянных и переменных потерь.

#### **4.6. Контрольные вопросы**

1. От чего зависят потери холостого хода трансформаторов?
2. С какой целью на воздушной линии применяют транспозицию проводов?
3. Какие данные необходимы для определения активного сопротивления в схеме замещения трансформатора?
4. В чем принципиальное различие автотрансформатора и трансформатора?

5. Что понимают под типовой мощностью автотрансформатора?
6. Приведите формулу для определения зарядной мощности линии электропередачи.
7. Какие электрические явления отражаются в схеме замещения воздушных и кабельных линий с помощью активной проводимости?
8. С какой целью применяют расщепление фаз воздушной линии электропередачи?
9. С какой целью в электроэнергетических системах осуществляется трансформация напряжения?
10. Как определить задающий ток узла электрической сети при заданной мощности узла?

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., стер. - М.: БХВ-Петербург, 2013. - 608 с.: ил.
2. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.– Введ. 01.07.1978.– М.: ИПК Издательство стандартов, 1997.– 4 с.
3. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети: учеб. пособие по направлению "Электроэнергетика"/ А. В. Лыкин. - М.: Логос : Унив. книга, 2006. - 253 с.: ил.
4. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения .– Введ. 28.08.1998 .– М.: Изд-во стандартов, 1998.– 3 с.
5. Электрические системы. Электрические сети: учебник для вузов по направлению "Энергетика и энергомашиностроение"/ под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1998. - 511 с.
6. Лычев, П. В. Электрические системы и сети : решение практических задач: учеб. пособие для вузов по специальности "Электроэнергетика"/ П. В. Лычев, В. Т. Федин. - Минск: Дизайн ПРО, 1997. - 178 с.: ил.
7. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для вузов по направлению "Электроэнергетика"/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 3-е изд., перераб. - М.: КНОРУС, 2012. - 645 с.
8. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнерг. специальностей/ В. И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.: ил.

9. ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. – Введ. 24.09.1985.– М.: Издательство стандартов, 1985.– 24 с.
10. ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.– Введ. 01.07.1986.– М.: Издательство стандартов, 1985.– 32 с.
11. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ. 01.07.1986.– М.: Издательство стандартов, 1985.– 44 с.
12. Методические рекомендации по оформлению выпускных квалификационных работ, курсовых проектов/работ для очной, очно-заочной (вечерней) и заочной форм обучения/сост. А.Н. Тритенко, В.Н. Бриш, А.В. Прыганова и др. – Вологда: ВоГТУ, 2012. – 57 с.
13. СТО ВоГТУ 2.12 - 2007 Стандарт организации. Иллюстрации: общие требования к оформлению и размещению в текстовой документации/ ГОУ ВПО Вологодский государственный технический университет. - Взамен СТП ВПИ 2.12-89; введ. 18.10.2007. - Вологда: ВоГТУ, 2007. - 15 с.: черт.
14. РММ ВоГТУ 20.02-2008 Руководящие методические материалы организации. Список использованных источников информации: основные правила и порядок заполнения областей описания источников/ ГОУ ВПО ВоГТУ. - Взамен прил. "К" в составе СТО ВоГТУ 2.7-2006; введ. 01-09-2008. - Вологда: ВоГТУ, 2008. - 15 с.

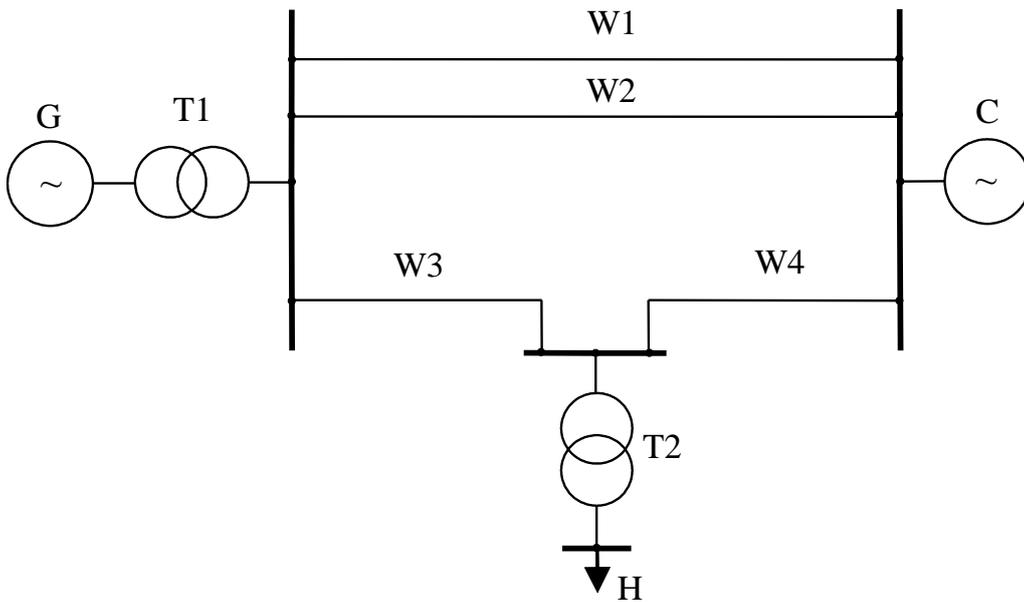


Рис. 1.1. Расчетная схема электроэнергетической системы:  
*G* – генератор; *T1*, *T2* – трансформаторы;  
*W1*, *W2*, *W3*, *W4* – воздушные линии электропередачи;  
*H* – нагрузка потребителей электроэнергии

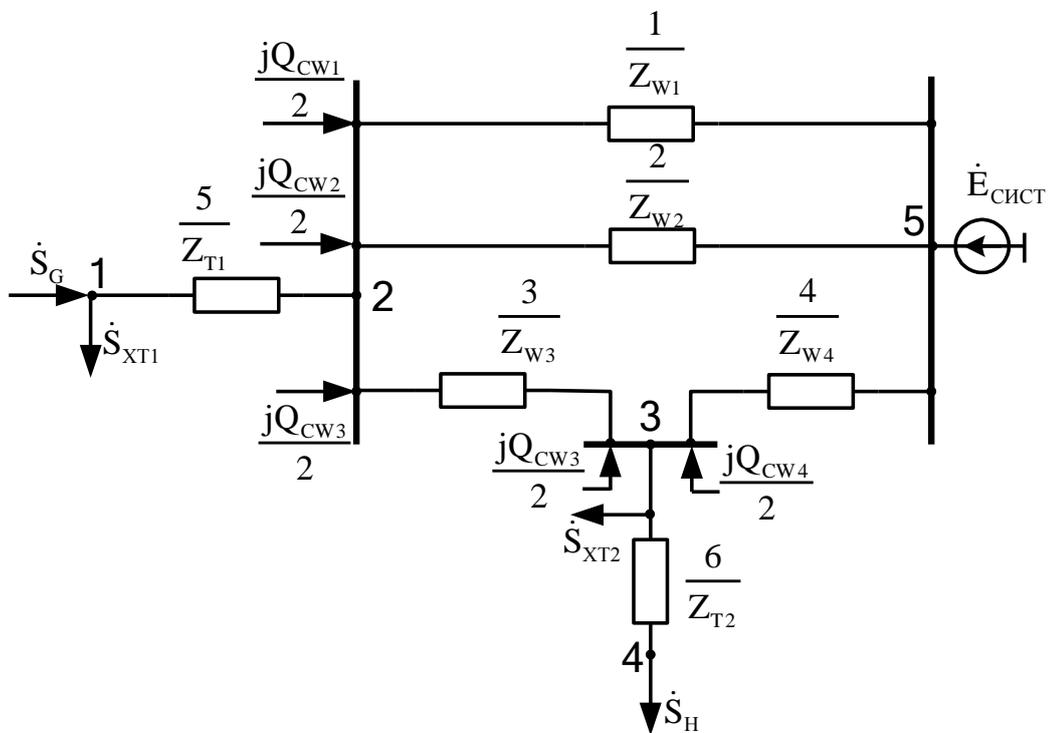


Рис. 1.2. Схема замещения электроэнергетической системы

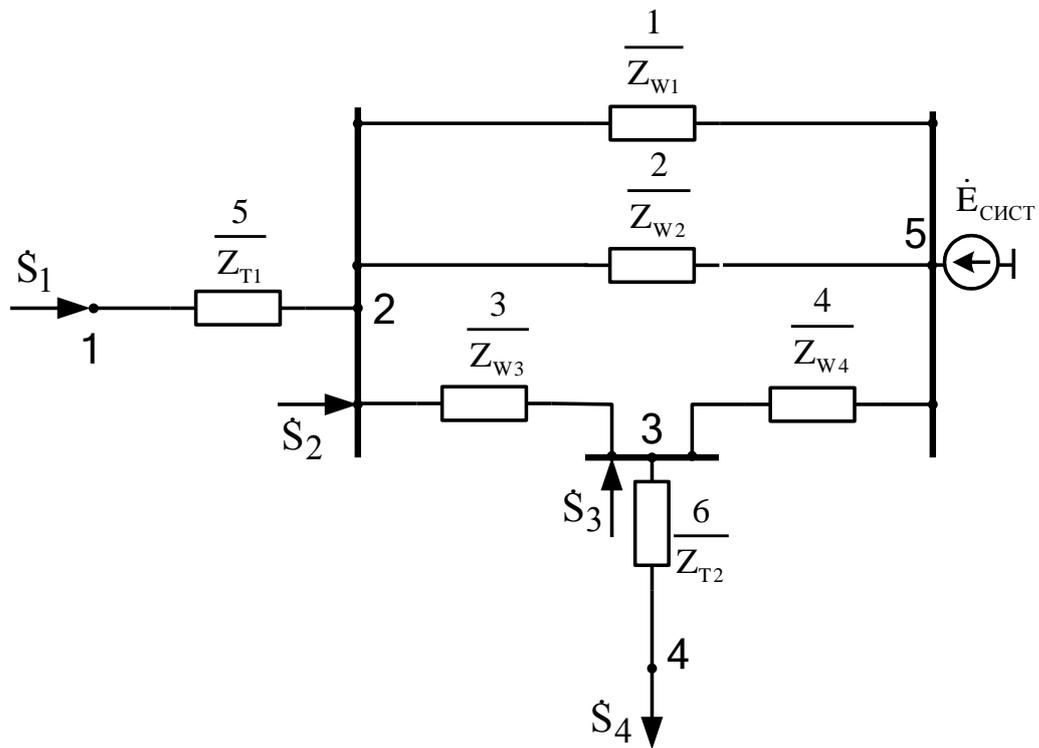


Рис. 1.3. Схема замещения электроэнергетической системы после определения результирующих мощностей в узлах

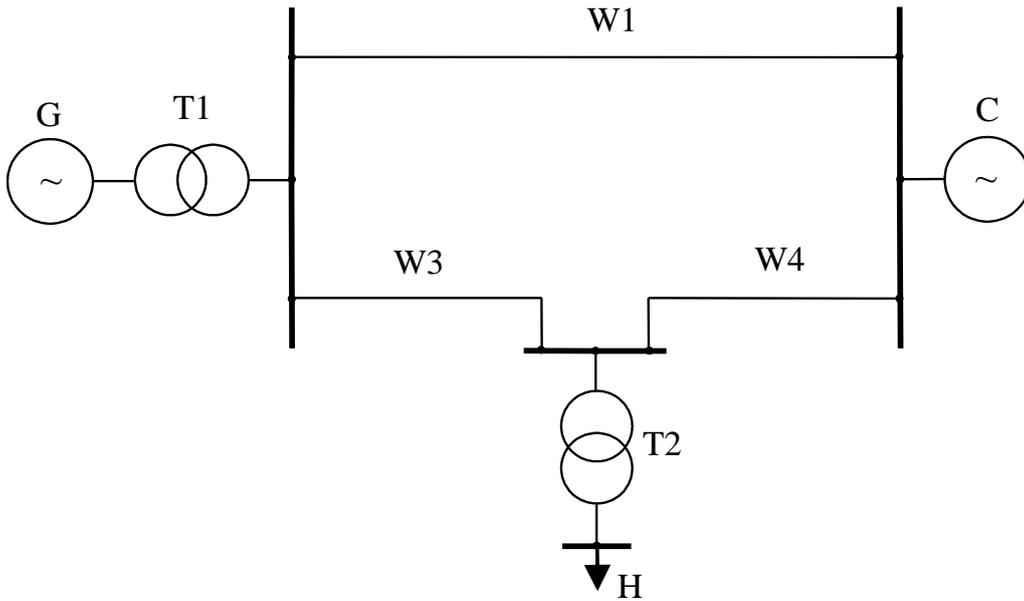


Рис. 2.1. Расчетная схема электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении линии W2):

$G$  – генератор;  $T1, T2$  – трансформаторы;  
 $W1, W3, W4$  – воздушные линии электропередачи;  
 $H$  – нагрузка потребителей электроэнергетики

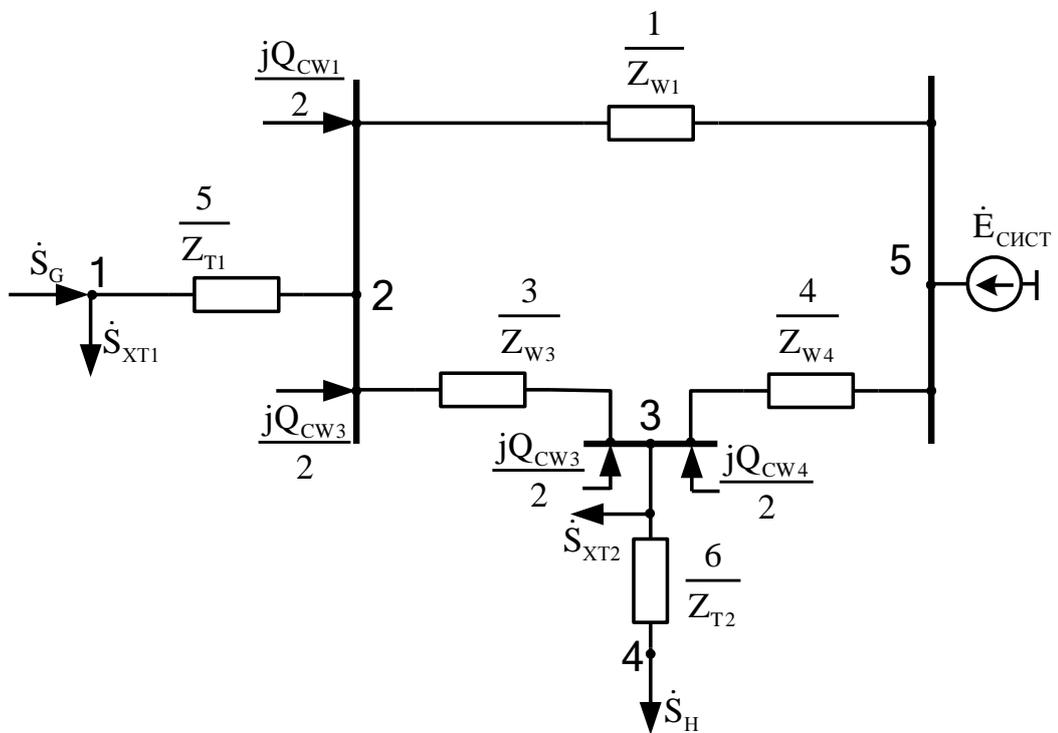


Рис. 2.2. Схема замещения электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении линии W2)

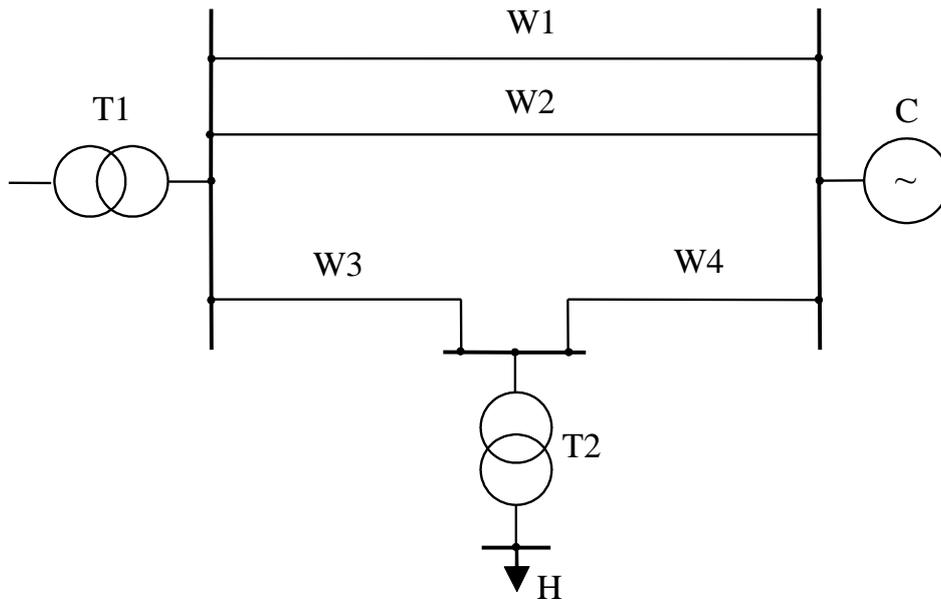


Рис. 2.3. Расчетная схема электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении генератора):

$T1, T2$  – трансформаторы;

$W1, W2, W3, W4$  – воздушные линии электропередачи;

$H$  – нагрузка потребителей электроэнергии

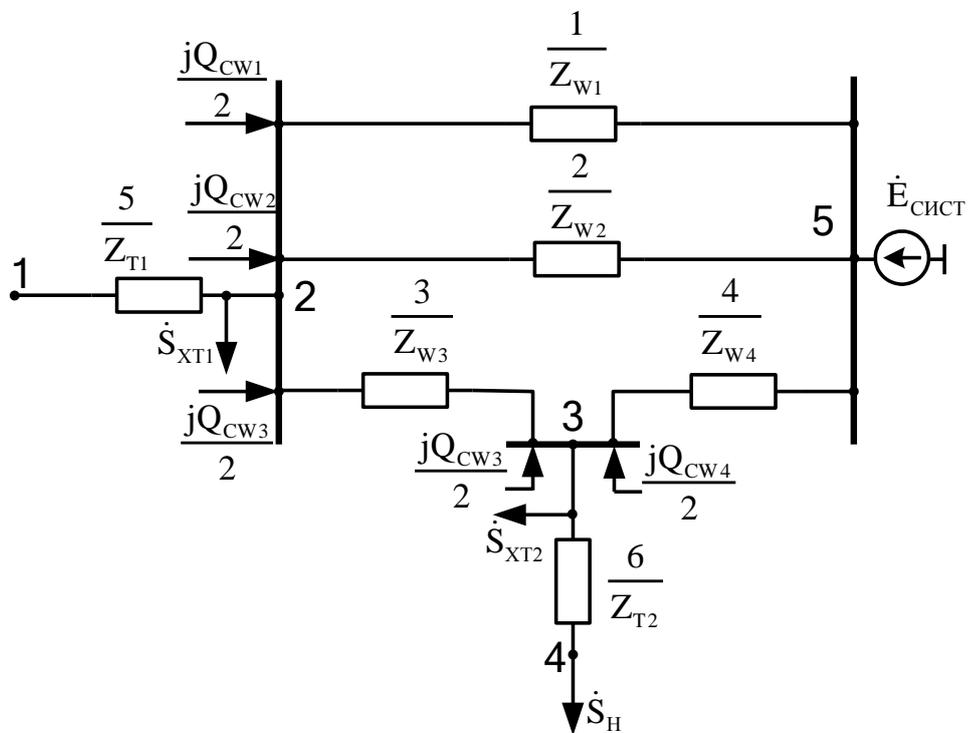


Рис. 2.4. Схема замещения электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении генератора)

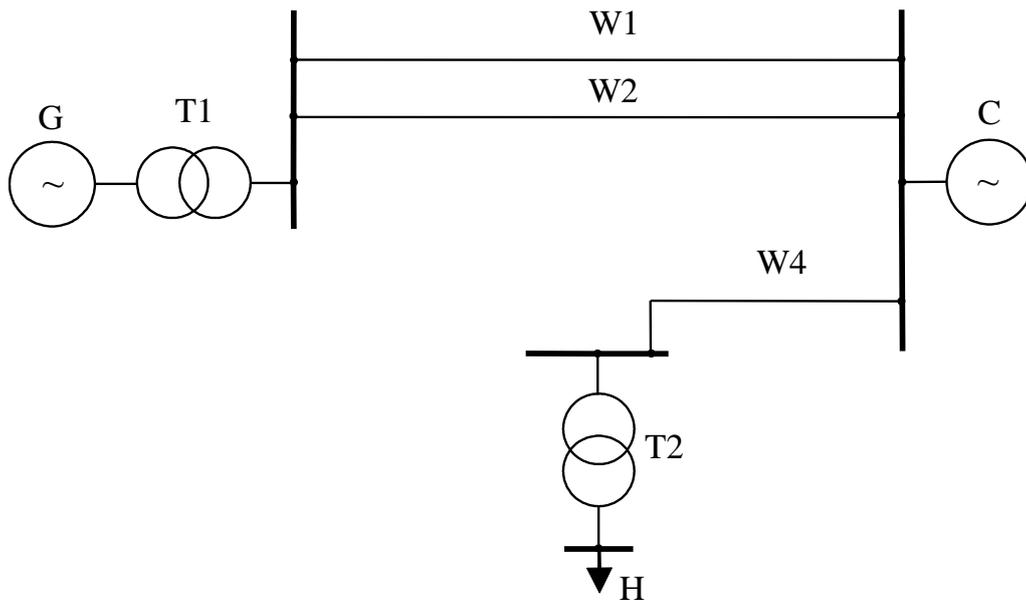


Рис. 2.5. Расчетная схема электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении линии W3):  
 G – генератор; T1, T2 – трансформаторы;  
 W1, W2, W4 – воздушные линии электропередачи;  
 H – нагрузка потребителей электроэнергии

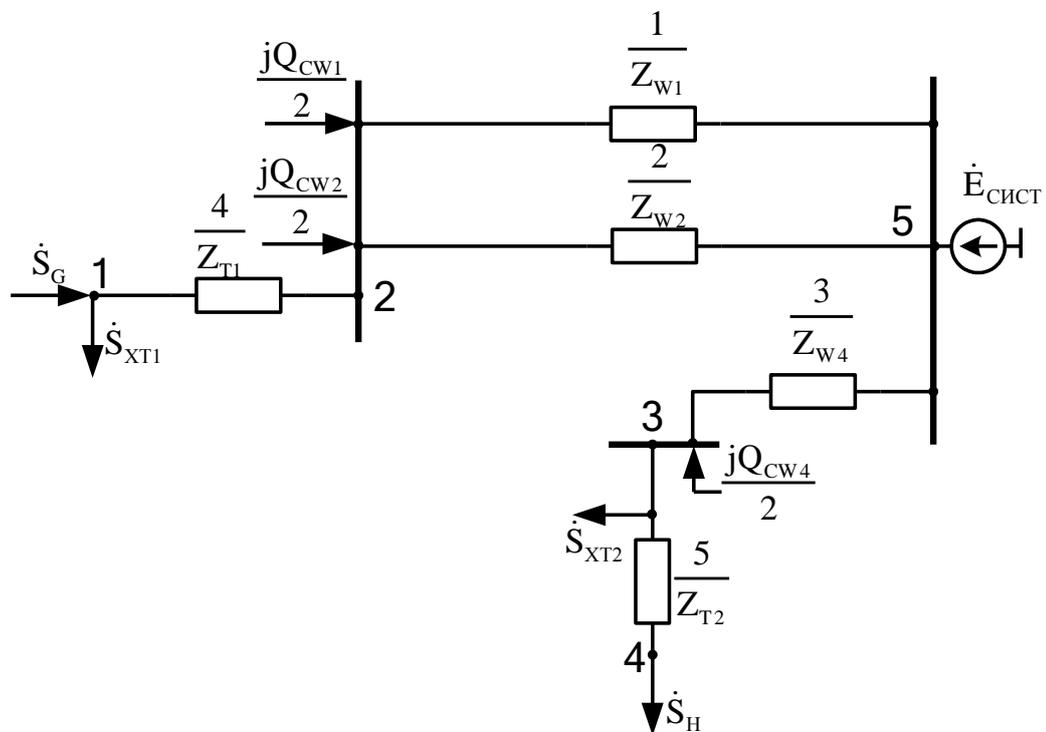


Рис. 2.6. Схема замещения электроэнергетической системы в послеаварийном режиме (при отключении линии W3)

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

### Варианты заданий к лабораторным работам

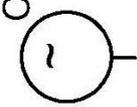
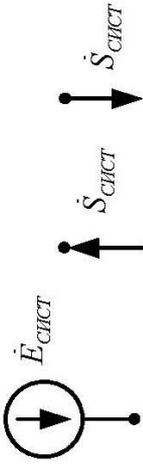
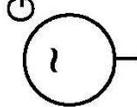
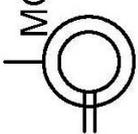
Вариант задания	Тип генератора	Длина линии электропередачи, км			Мощность потребителей	
		W1, W2	W3	W4	полная, МВ·А	активная, МВт
1	ТВФ-60-2	80	80	80	6	5
2	ТВФ-63-2	80	80	100	7,5	6
3	ТВФ-100-2	80	100	100	15	12
4	ВДАХ 9-450	100	100	100	10	8
5	ТВФ-160-2	100	100	120	25	20
6	ТГВ-200М	100	120	120	25	20
7	ТВВ-200-2а	120	120	120	40	32
8	ТВВ-220-2	120	120	150	78	63
9	ТГВ-300	120	150	150	78	63
10	ТГВ-320-2	150	150	150	125	100
11	ВГС 525/150-20	80	80	80	6	5
12	ВГС 525/150-20	80	80	100	7,5	6
13	ВГС 710/180-30ТС4	80	100	100	15	12
14	ВГС 650/130-32	100	100	100	10	8
15	ГСВ 1230-140-48	100	100	120	25	20
16	ВГС 850/135-56	100	120	120	25	20
17	ВГС 1260/200-60	120	120	120	40	32
18	ВГС 1260/147-68	120	120	150	78	63
19	ВГС 1525/135-120	120	150	150	78	63
20	СВ-595/100-30УХЛ5	150	150	150	125	100
21	СВ-570/145-32	80	80	80	6	5
22	СВ-850/120-60	80	80	100	7,5	6
23	СВ-425/135-14	80	100	100	15	12
24	СВ-695/155-40	100	100	100	10	8
25	СВ-655/110-32	100	100	120	25	20
26	СВО-733/130-36	100	120	120	25	20
27	СВ-375/195-12УХЛ4	120	120	120	40	32
28	СВ-840/130-52	120	120	150	78	63
29	СВ-1100/145-88	120	150	150	78	63
30	СВ-1030/120-68	150	150	150	125	100

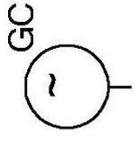
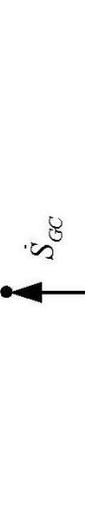
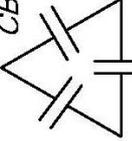
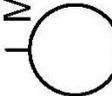
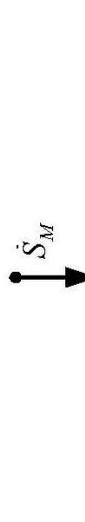
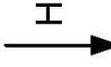
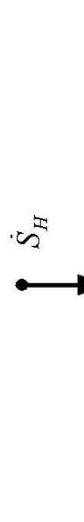
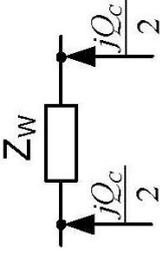
Примечания:

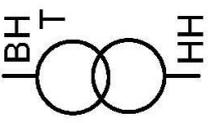
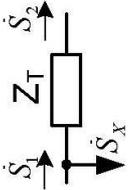
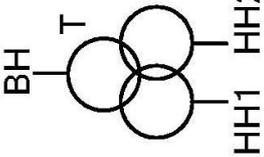
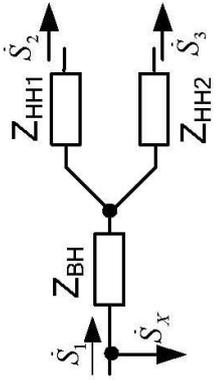
1. Каталогные характеристики трансформаторов принять по приложениям 5, 6.
2. Значения величин удельных сопротивлений и емкостной проводимости линий принять по приложению 11.

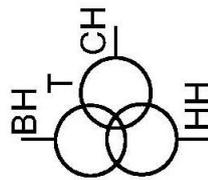
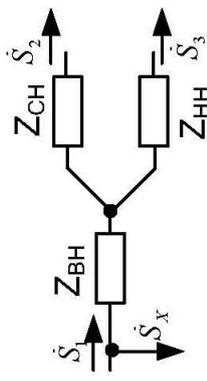
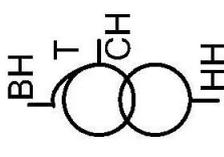
## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

### Параметры схем замещения элементов электроэнергетической системы

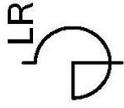
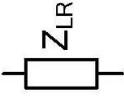
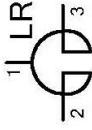
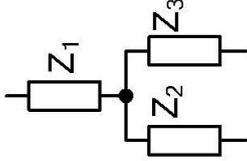
Элемент системы	Условное графическое обозначение	Представление элемента в математической модели системы	Формулы для определения параметров схемы замещения
Система			$\dot{E}_{\text{сист}} = \dot{U}_{\text{ср}};$ $\dot{E}_{\text{сист}} = E'_{\text{сист}} + jE''_{\text{сист}};$ $\dot{U}_{\text{ср}} = \dot{U}'_{\text{ср}} + j\dot{U}''_{\text{ср}} \text{ или } \dot{U}_{\text{ср}} = \dot{U}_{\text{ср}} e^{j\theta};$ $\dot{S}_{\text{сист}} = P_{\text{сист}} + jQ_{\text{сист}};$
Генератор синхронный			$\dot{S}_G = P_G \pm jQ_G^* .$
Двигатель синхронный одиночный			$\dot{S}_{MG} = -P_{MG} \pm jQ_{MG}^* .$

Элемент системы	Условное графическое обозначение	Представление элемента в математической модели системы	Формулы для определения параметров схемы замещения
Компенсатор синхронный			$\dot{S}_{GC} = \pm jQ_{GC}^*$
Конденсаторная установка			$S_{CB} = jQ_{CB}$
Двигатель асинхронный одиночный			$\dot{S}_M = -P_M - jQ_M$
Нагрузка обобщенная			$\dot{S}_H = -P_H - jQ_H$
Линия электропередачи воздушная и кабельная			$Z_W = R_W + jX_W;$ $R_W = r_{вд}L;$ $X_W = x_{вд}L;$ $Q_C = U_{ср}^2 b_{вд}L.$

Элемент системы	Условное графическое обозначение	Представление элемента в математической модели системы	Формулы для определения параметров схемы замещения
<p>Трансформатор двухобмоточный</p>			$Z_T = R_T + jX_T; R_T = \frac{P_K}{S_{НОМ}} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}};$ $Z_T = \frac{u_K}{100} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}; X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$ $S_X = -P_X - jQ_X; Q_X = \frac{I_X^2 S_{НОМ}}{100}.$
<p>Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения</p>			$Z_{ВН} = R_{ВН} + jX_{ВН};$ $Z_{НН1} = R_{НН1} + jX_{НН1};$ $Z_{НН2} = R_{НН2} + jX_{НН2};$ $X_{ВН} = 0,125 \frac{u_{К.В-Н} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}};$ $X_{НН1} = 1,75 \frac{u_{К.В-Н} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}};$ $X_{НН1} = X_{НН2}; R_{ВН} = X_{ВН} \frac{R_{В-Н}}{X_{В-Н}};$ $R_{НН1} = R_{НН2} = X_{НН1} \frac{R_{В-Н}}{X_{В-Н}};$ $\frac{R_{В-Н}}{X_{В-Н}} = \frac{100 P_K}{u_{К.В-Н} S_{НОМ}};$ $S_X = -P_X - jQ_X; Q_X = \frac{I_X^2 S_{НОМ}}{100}.$

Элемент системы	Условное графическое обозначение	Представление элемента в математической модели системы	Формулы для определения параметров схемы замещения
<p>Трансформатор трехобмоточный</p>			$Z_{BH} = R_{BH} + jX_{BH};$ $Z_{CH} = R_{CH} + jX_{CH};$ $Z_{HH} = R_{HH} + jX_{HH};$ $X_{BH} = \frac{U_{KB}^2}{100 S_{HOM}};$ $X_{CH} = \frac{U_{KC}^2}{100 S_{HOM}};$ $X_{HH} = \frac{U_{KH}^2}{100 S_{HOM}};$ $R_{BH} = X_{BH} \frac{R_{B-C}}{X_{B-C}}; R_{CH} = X_{CH} \frac{R_{B-C}}{X_{B-C}};$ $R_{HH} = X_{HH} \frac{R_{B-C}}{X_{B-C}}; \frac{R_{B-C}}{X_{B-C}} = \frac{100 P_{KB-C}}{u_{KB-C} S_{HOM}};$ $u_{KB} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}), \%;$ $u_{KC} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}), \%;$ $u_{KH} = 0,5(u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}), \%;$ $S_x = -P_x - jQ_x; Q_x = \frac{I_x^2 S_{HOM}}{100}.$
<p>Авто-трансформатор</p>			

Продолжение прил. 4

Элемент системы	Условное графическое обозначение	Представление элемента в математической модели системы	Формулы для определения параметров схемы замещения
Реактор			$Z_{LR} = R_{LR} + jX_{LR};$ $R_{LR} = \frac{P}{I_{НОМ}^2};$ $X_{LR} \text{ или } X_{LR\%} = \frac{X_{LR\%}}{100} \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}}.$
Реактор двойной			$Z_1 = R_1 + jX_1;$ $Z_2 = R_2 + jX_2;$ $Z_3 = R_3 + jX_3;$ $R_1 = R_2 = R_3 = \frac{P_{\Phi}}{2I_{НОМ}^2};$ <p style="text-align: center;"><math>X_{LR}</math> или</p> $X_{LR} = \frac{X_{LR\%}}{100} \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}};$ $X_1 = -K_{св} X_{LR};$ $X_2 = X_3 = (1 + K_{св}) X_{LR}.$

\* Примечание: Реактивная мощность генератора, синхронного двигателя и синхронного компенсатора принимается со знаком «плюс» в режиме перевозбуждения и со знаком «минус» – в режиме недовозбуждения.

**БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН**

- $\delta$  – аргумент комплекса напряжения (фазовый угол), рад;  
 $b_{уд}$  – удельная емкостная проводимость линии электропередачи, См/км;  
 $\dot{E}_{сист}$  – ЭДС системы, кВ;  
 $I_{НОМ}$  – номинальный ток элемента электроэнергетической системы, А;  
 $I_X$  – номинальный ток холостого хода трансформатора, %;  
 $K_{св}$  – коэффициент связи сдвоенного реактора, о.е.;  
 $L$  – длина линии электропередачи, км;  
 $P_G$  – активная мощность генератора, МВт;  
 $P_M$  – активная мощность асинхронного электродвигателя, МВт;  
 $P_{MG}$  – активная мощность синхронного электродвигателя, МВт;  
 $P_K$  – активная мощность потерь короткого замыкания трансформатора, кВт;  
 $P_H$  – активная мощность нагрузки, МВт;  
 $P_{сист}$  – активная мощность электроэнергетической системы, МВт;  
 $P_\Phi$  – фазные потери активной мощности реактора, кВт;  
 $P_X$  – активная мощность потерь холостого хода трансформатора, МВт;  
 $Q_C$  – зарядная мощность линии электропередачи, кВар;  
 $Q_{св}$  – реактивная мощность конденсаторной батареи, МВ·А;  
 $Q_G$  – реактивная мощность генератора, МВар;  
 $Q_{GC}$  – реактивная мощность синхронного компенсатора, МВар;  
 $Q_M$  – реактивная мощность асинхронного электродвигателя, МВар;  
 $Q_{MG}$  – реактивная мощность синхронного электродвигателя, МВар;  
 $Q_H$  – реактивная мощность нагрузки, МВар;  
 $Q_{сист}$  – реактивная мощность электрической системы, МВар;  
 $Q_X$  – реактивная мощность потерь холостого хода трансформатора, Мвар;  
 $R_{LR}$  – активное сопротивление реактора, Ом;  
 $R_T$  – активное сопротивление силового трансформатора, Ом;  
 $R_W$  – активное сопротивление линии электропередачи, Ом;  
 $r_{уд}$  – удельное активное сопротивление линии электропередачи, Ом/км;  
 $S_{св}$  – полная мощность конденсаторной батареи, МВ·А;  
 $\dot{S}_G$  – полная мощность генератора, МВ·А;  
 $\dot{S}_{GC}$  – полная мощность синхронного компенсатора, МВ·А;  
 $\dot{S}_M$  – полная мощность асинхронного электродвигателя, МВ·А;  
 $\dot{S}_{MG}$  – полная мощность синхронного электродвигателя, МВ·А;

$\dot{S}_H$  – полная мощность нагрузки, МВ·А;  
 $S_{НОМ}$  – номинальная полная мощность элемента электроэнергетической системы, МВ·А;  
 $\dot{S}_{СИСТ}$  – полная мощность электрической системы, МВ·А;  
 $S_X$  – полная мощность потерь холостого хода, МВ·А;  
 $u_K$  – номинальное напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;  
 $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение элемента электроэнергетической системы, кВ;  
 $\dot{U}_{СР}$  – комплекс среднего напряжения, кВ;  
 $U_{СР}$  – модуль среднего напряжения, кВ;  
 $X_{LR}$  – индуктивное сопротивление реактора, Ом;  
 $X_{LR\%}$  – индуктивное сопротивление реактора, %;  
 $X_T$  – реактивное сопротивление силового трансформатора, Ом;  
 $X_W$  – индуктивное сопротивление линии электропередачи, Ом;  
 $x_{уд}$  – удельное реактивное сопротивление линии электропередачи, Ом/км;  
 $Z_{LR}$  – полное сопротивление реактора, Ом;  
 $Z_T$  – полное сопротивление силового трансформатора, Ом;  
 $Z_W$  – полное сопротивление линии электропередачи, Ом.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Параметры двухобмоточных силовых трансформаторов 35, 110 и 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{НОМ}$ , МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Потери, кВт		Предел регулирования, %	цк, %			$I_{к}$ , %
		$U_{НОМ\ ВН}$	$U_{НОМ\ НН}$	$P_{Х}$	$P_{К}$	min		ср	max		
ТМ-1000/35	1	35	3,15; 6,30; 10,50	2	11,6	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	6,5	-	1,4	
ТМН-1000/35	1	35	0,40; 0,69; 6,30; 11,00	2,1	11,6	$\pm 4 \times 2,5\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$	-	6,5	6	1,4	
ТМ-1600/35	1,6	35	0,40; 0,69; 3,15; 6,30; 10,50	2,75	16,5	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	6,5	-	1,3	
ТМН-1600/35	1,6	35	0,40; 0,69; 6,30; 11,00	2,9	16,5	$\pm 4 \times 2,5\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$	-	6,5	6	1,3	
ТМ-2500/35	2,5	35	3,15; 6,30; 10,50	3,9	23,5	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	6,5	-	1	
ТМН-2500/35	2,5	35	0,69; 6,30; 11,00	4,1	23,5	$\pm 4 \times 2,5\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$	-	6,5	6	1	
ТМ-4000/35	4	35	3,15; 6,30; 10,50	5,3	33,5	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	7,5	-	0,9	
ТМН-4000/35	4	35	11	5,6	33,5	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	7,5	-	0,9	
ТМН-4000/35	4	35	6,30; 11,00	5,6	33,5	$\pm 4 \times 2,5\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$	-	7,5	7	0,9	
ТМ-6300/35	6,3	35	3,15; 6,30; 10,50	7,6	46,5	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	7,5	-	0,8	
ТМН-6300/35	6,3	35	6,30; 11,00	8	46,5	$\pm 4 \times 2,5\%$ $\pm 6 \times 1,5\%$	-	7,5	7	0,8	
ТД-10000/35	10	38,5	6,30; 10,50	-	-	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	-	-	-	
ТД-16000/35	16	38,5	6,30; 10,50	-	-	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	-	-	-	
ТДНС-10000/35	10	36,75	3,15; 6,30; 10,50	12	81 60	$\pm 8 \times 1,5\%$	12,95 7,3	14 8	14,9 8,8	0,75	
ТДНС-16000/35	16	36,75	6,30; 10,50	17	85	$\pm 8 \times 1,5\%$	9,1	10	11	0,7	
ТМ-2500/110	2,5	121	6,30; 10,50	-	-	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	-	-	-	
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11,0	5,0	22	$-8 \times 1,5$ $+10 \times 1,5$	10,26	10,5	10,85	1,20	
ТМ-4000/110	4	121	6,30; 10,50	-	-	$\pm 2 \times 2,5\%$	-	-	-	-	



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Параметры силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой, силовых трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов 35, 110 и 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном}$ МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Потери, кВт		Предел регулирования, %	$\zeta_k$ , %						$I_{кz}$ , %			
		$U_{ном}$ ВН	$U_{ном}$ СН	$U_{ном}$ НН	$P_x$	$P_k$		ВН-НН		СН-НН		ВН-СН					
								min	cp	max	min	max	min		max		
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,50; 13,80 15,75	6,3	-	55	$\pm 6 \times 1,5\%$	8,15	7,5	7,18	-	16	-	7,85	7,5	6,96	-
ТДТН-10000/35	10	36,5	10,50; 13,80 15,75	6,3	-	75	$\pm 8 \times 1,5\%$	16,16	16,5	16,96	-	7	-	7,15	8	8,05	-
ТДТН-16000/35	16	36,5	10,50; 13,80 15,75	6,3	-	115	$\pm 8 \times 1,5\%$	16,26	16,5	16,91	-	7	-	7,28	8	7,99	-
ТРДНС-25000/35	25	36,75	6,3 10,5 10,5	6,3 6,3 10,5	25	115	$\pm 8 \times 1,5\%$	9,8	10,5	11,45	-	30	-	17,28	19	20,24	0,65
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3 10,5 10,5	6,3 6,3 10,5	36	170	$\pm 8 \times 1,5\%$	11,73	12,7	13,9	-	40	-	21,12	23	24,76	0,5
ТРДНС-63000/35	63	36,75	6,3 10,5 10,5	6,3 6,3 10,5	50	250	$\pm 8 \times 1,5\%$	12,43	12,7	13,18	-	40	-	22,24	23	23,75	0,45
ТМТН-6300/110	6,3	115	16,5; 22,0; 38,5	6,6; 11,0	12,5	52	$\pm 9 \times 1,78$	17,08	17	18,28	-	6	-	9,94	10,5	11,07	0,6
ТДТН-10000/110	10	115	16,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 1,0	17,0	76	$\pm 9 \times 1,78$	17,68	17	19,04	-	6	-	10,75	10,5	11,77	0,75
ТДТНШ-10000/110	10	115	11,0; 6,3	11,0; 6,6	17,0	76	$\pm 9 \times 1,78$	17,68	17	19,04	-	6	-	10,75	10,5	11,77	0,75

Продолжение прил. 6

Тип трансформатора	Номинальная мощность S <sub>ном</sub> , МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ				Потери, кВт		Предел регулирования, %	u <sub>кв</sub> , %						I <sub>кв</sub> , %		
		U <sub>ном</sub> ВН	U <sub>ном</sub> СН	U <sub>ном</sub> НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>	ВН-НН		СН-НН		ВН-СН						
							min		cp	max	min	cp	max	min		cp	max
ТДТН-16000/110	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11,0	21,0	100	±9x1,78	17,14	17,5	18,57	-	6,5	-	10,11	10,5	11,28	0,66
ТДТНШ-16000/110	16	115	11,0; 6,3	11,0; 6,6	21,0	100	±9x1,78	17,14	17,5	18,57	-	6,5	-	10,11	10,5	11,28	0,66
ТДТН-25000/110	25	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 6,6; 11,0	28,5	140	±9x1,78	17,49	17,5	18,30	-	6,5	-	9,95	10,5	10,78	0,62
ТДТНШ-25000/110	25	115	11,0; 6,3	11,0; 6,6	28,5	140	±9x1,78	17,49	17,5	18,30	-	6,5	-	9,95	10,5	10,78	0,62
ТРДН-25000/110	25	115	11,0; 6,6	11,0; 6,6	25,0	120	±9x1,78	10,44	10,5	11,34	-	30	-	19,40	20	20,40	0,45
ТРДНС-25000/110	25	115	10,5; 6,3	10,5; 6,3	25,0	120	±9x1,78	10,44	10,5	11,34	-	30	-	19,40	20	20,40	0,45
ТДТН-40000/110	40	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11,0	39,0	200	±9x1,78	18,22	17,5	18,85	-	6,5	-	9,95	10,5	11,05	0,46
ТДТНШ-40000/110	40	115	11,0; 6,3	11,0; 6,6	39,0	200	±9x1,78	18,22	17,5	18,85	-	6,5	-	9,95	10,5	11,05	0,46
ТРДН-40000/110	40	115	11,0; 6,6	11,0; 6,6	34,0	170	±9x1,78	10,35	10,5	11,02	-	30	-	18,84	20	20,12	0,55
ТРДНС-40000/110	40	115	10,5; 6,3	10,5; 6,3	34,0	170	±9x1,78	10,35	10,5	11,02	-	30	-	18,84	20	20,12	0,55
ТДТН-63000/110	63	115	11,0; 38,5	6,6; 11,0	53,0	290	±9x1,78	18,49	18	18,91	-	7	-	9,83	10,5	10,57	0,55
ТРДН-63000/110	63	115	11; 6,6	11; 6,6	50,0	245	±9x1,78	10,05	10,5	10,66	-	30	-	19,02	20	20,30	0,5

Продолжение прил. 6

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном}$ МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Потери, кВт		Предел регулирования, %	$u_k, \%$						$I_k, \%$			
		$U_{ном}$ ВН	$U_{ном}$ СН	$U_{ном}$ НН	$P_x$	$P_k$		ВН-НН		СН-НН		ВН-СН					
								min	cp	max	min	cp	max		min	cp	max
ТРДНС-63000/110	63	115	10,5; 6,3	10,5; 6,3	50,0	245	±9x1,78	10,05	10,5	10,66	-	30	-	19,02	20	20,30	0,5
ТРДН-80000/110	80	115	11; 6,6	11; 6,6	58,0	310	±9x1,78	10,44	10,5	10,91	-	30	-	18,40	20	19,64	0,45
ТРДЦН-125000/110	125	115	10,5	10,5	105,0	400	±9x1,78	10,50	11	11,90	-	30	-	20,0	21	21,18	0,55
ТДПН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11,0	45	130	±12x1	19,5	20	20,5	-	6,5	-	12,5	12,5	13,5	0,90
ТРДН-32000/220	32	230	11; 6,6; 6,3	11; 6,6; 6,3	45	150	±8x1,5	11	11,5	12	-	28	-	21	21	19	0,65
ТРДНС-32000/220	32	230	6,3	6,3	-	-	±8x1,5	11	11,5	12	-	28	-	21	21	19	-
ТДПН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11,0	54	220	±12x1	27,3	22	19,3	-	9,5	-	16,9	12,5	10,1	0,55
ТРДНС-40000/220	40	230	6,6; 6,3	6,6; 6,3	50	170	±8x1,5	11,8	11,5	12,3	-	28	-	21	21	19	0,60
ТДПН-63000/220	63	230	38,5	6,6; 11,0	-	-	±12x1	29,6	24	20	-	10,5	-	17,7	12,5	10,4	-
АТДЦН-63000/220/110	63	230	121	6,60; 11,00; 38,50	37	200	±6x2	-	35,0	-	24,5	22	25	21	11	7	0,45
ТРДН-63000/220	63	230	11	11; 6,6	70	265	±8x1,5	11	11,5	12	-	28	-	21	21	19	0,5
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	11; 6,6	70	265	±8x1,5	11	11,5	12	-	28	-	21	21	19	0,5
ТРДНС-63000/220	63	230	6,3	6,3	-	-	±8x1,5	11	12,5	12	-	28	-	21	21	19	-
ТРДЦН-100000/220	100	230	6,3	6,3	102	340	±8x1,5	12,5	12,5	13	-	28	-	21	23	19	0,65

Продолжение прил. 6

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном}$ , МВ·А	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Потери, кВт		Предел регулирования, %	$u_k$ , %						$I_x$ , %			
		$U_{ном}$ ВН	$U_{ном}$ СН	$U_{ном}$ НН	$P_x$	$P_k$		ВН-НН		СН-НН		ВН-СН					
								min	cp	max	min	cp	max		min	cp	max
АТДЦН-125000/220/110	125	230	121	6,30; 6,60; 10,50; 11,00; 38,50	65	315	±6x2	-	45,0	-	30	28	31	21	11	7	0,40
ТРДЦН-160000/220	160	230	11	11	155	500	±8x1,5	12,5	12,5	13	-	28	-	21	23	21,6	0,6
АТДЦН-200000/220/110	200	230	121	6,30; 6,60; 38,50; 10,50; 11,00	105	430	±6x2	-	32,0	-	22	20	21	20	11	6,8	0,24
ТРДЦН-200000/220	200	230	11	11	-	-	±8x1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АТДЦН-250000/220/110	250	230	121	10,50; 11,00; 38,50	120	500	±6x2	-	32,0	-	23	20	22	21	11	7	0,24

Примечание: для трансформаторов с расщепленной обмоткой в графе  $u_k$  СН-НН даны  $u_k$  НН1-НН2, напряжения короткого замыкания этих трансформаторов  $u_k$  ВН-НН и  $u_k$  НН1-НН2 отнесены к номинальной мощности трансформатора.

Параметры турбогенераторов

Тип турбогенератора	$P_{\text{ном}}, \text{ МВт}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$x_d''$	$x_d'$	$x_d$	$x_2$	$GD^2, \text{ т}\cdot\text{м}^2$	$T_a, \text{ с}$
ТВФ-60-2	60	0,8	6,3	19,5	28	161	23,8	8,85	-
ТВФ-60-2	60	0,8	10,5	19,5	28	161	23,8	8,85	-
ТВФ-63-2	63	0,8	10,5	13,9	22,4	220	22	9,7	0,39
ТВФ-63-2	63	0,8	6,3	18	27,5	192	17	9,7	0,247
ТВФ-100-2	100	0,85	10,5	19,1	27,8	192	23,4	13	-
BDAX 9-450	113	0,8	15	13,2	19,0	182	16,0	3,915	-
ТВФ-160-2	160	0,85	18	22,1	32,9	230	26,9	13	-
ТГВ-200М	200	0,85	15,75	20,4	31	186,2	24,9	25	0,311
ТВВ-200-2а	200	0,85	15,75	18	27,2	210,6	22	21,1	0,307
ТВВ-220-2	220	0,85	15,75	20	29	197	24	21,1	0,307
ТГВ-300	300	0,85	20	19,5	30	219,5	23,8	31	0,54
ТГВ-320-2	320	0,85	20	17,3	25,8	169,8	21,1	29,8	-
ТГВ-500	500	0,85	20	24,3	37,3	241,3	29,6	36	0,468
ТГВ-500-4	500	0,85	20	26,8	39,8	215,8	32,7	190	0,374
ТВМ-500	500	0,85	36,75	27,3	38	243	33	36,5	-
ТВВ-500-2Е	500	0,85	20	22,2	31,8	231	27,4	38,6	0,34
ТВВ-800-2	800	0,9	24	21,9	30,7	233	26,7	56	0,33
ТВВ-1000-2	1000	0,9	24	26,9	38,2	282	32,8	56	0,33
ТВВ-1000-4	1000	0,9	24	31,8	45,2	235	38,8	245	0,34
ТВВ-1200-2	1200	0,9	24	24,8	35,8	242	30,2	-	0,38

Параметры гидрогенераторов

Тип гидрогенератора	$P_{НОМ}$ , МВт	$\cos\phi$	$U_{НОМ}$ , кВ	$x_d''$	$x_d'$	$x_d$	$x_2$	$J, T \cdot m^2 \cdot 0,25$
ВГС 525/150-20	46	0,9	10,5	0,16	0,25	1	-	0,15
ВГС 525/150-20	40	0,8	10,5	0,16	0,25	1	-	0,15
ВГС 710/180-30ТС4	80	0,89	13,8	0,2	0,3	1,15	-	0,5
ВГС 650/130-32	36	0,8	10,5	0,19	0,3	1,1	-	0,32
ГСВ 1230-140-48	117	0,85	13,8	0,2	0,32	1,16	-	44
ВГС 850/135-56	35	0,8	10,5	0,19	0,3	0,86	-	0,86
ВГС 1260/200-60	150	0,85	15,75	0,25	0,35	1,03	-	5,8
ВГС 1260/147-68	82,5	0,85	13,8	0,21	0,28	0,76	-	3,7
ВГС 1525/135-120	60	0,85	10,5	0,28	0,32	0,66	-	2,2
СВ-595/100-30УХJ15	33	0,9	10,5	0,25	0,35	1,1	-	490
СВ-570/145-32	30	0,8	10,5	0,24	0,31	1,05	-	2250
СВ-850/120-60	32	0,8	10,5	0,23	0,31	0,82	-	8000
СВ-425/135-14	32,5	0,8	10,5	0,17	0,28	1	-	470
СВ-695/155-40	35	0,8	10,5	0,21	0,28	1	-	5000
СВ-655/110-32	37,5	0,87	10,5	0,3	0,3	1,13	-	3000
СВО-733/130-36	40	0,9	10	0,33	0,37	1,15	-	5100
СВ-375/195-12УХJ14	38	0,8	10,5	0,12	0,23	1	-	400
СВ-840/130-52	40	0,8	10,5	0,2	0,3	0,89	-	8600
СВ-1100/145-88	40	0,8	15,75	0,23	0,31	0,64	-	28000
СВ-1030/120-68	41,6	0,8	10,5	0,2	0,28	0,74	-	15000
СВ-1500/110-116	44	0,8	10,5	0,23	0,28	0,61	-	52000
СВ-845/140-44Т	50,4	0,9	11	0,18	0,26	0,77	-	11500
СВ-840/150-52	45	0,8	10,5	0,2	0,28	0,8	-	9000
СВ-808/130-40У4	55	0,85	10,5	0,22	0,35	0,93	0,222	7500
СВ-465/210-16	56	0,85	10,5	0,21	0,21	0,91	-	1200
СВ-505/190-16Т	60	0,9	11	0,14	0,23	0,88	-	1520
СВ-660/165-32	57	0,85	10,5	0,2	0,29	1,04	-	4500
СВ-430/210-14	55	0,8	10,5	0,18	0,28	1,14	-	750
СВ-1250/170-96	55	0,8	13,8	-	0,32	0,77	0,3	50000
СВК-1340/150-96	57,2	0,8	13,8	0,21	0,3	0,65	-	47000

Продолжение прил. 8

Тип гидрогенератора	$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	$\cos\varphi$	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$x_d''$	$x_d'$	$x_d$	$x_2$	$J$ , г·м <sup>2</sup> ·0,25
СВН-1340/150-96	57,2	0,8	13,8	0,21	0,3	0,65	-	47000
СВКР-1340/150-96	57,2	0,8	13,8	0,21	0,3	0,65	-	47000
СВ-1510/120-108	64	0,85	13,8	0,21	0,285	0,7	-	57000
СВ-640/170-24	67	0,85	13,8	0,2	0,26	1,06	-	4000
СВ-850/190-48	72,5	0,85	13,8	0,23	0,32	0,87	-	12800
СВ-1470/149-10УХЛ4	78	0,85	13,8	-	0,285	0,7	-	15500
СВ-850/190-40	90	0,9	16,5	0,19	0,27	0,75	-	16000
СВ-1070/145-52	80	0,8	13,8	0,22	0,34	1,1	-	24000
СВ-1160/180-72	83	0,8	13,8	0,26	0,35	0,89	-	39000
СВ-835/180-36	100	0,9	13,8	0,22	0,3	0,94	-	13000
СВ-915/165-40У4	100	0,9	15,75	0,21	0,35	0,96	-	14400
СВО-1500/170-96	100	0,85	13,8	0,21	0,29	0,65	-	80000
СВ-1130/140-48ТС4	100	0,85	13,8	0,21	0,26	0,91	0,22	29000
СВ-1490/170-96УХЛ4	107	0,85	13,8	0,22	0,35	0,8	-	20000
СВ-1500/200-88	115	0,85	13,8	0,15	0,2	0,52	0,147	100000
СВ-1160/135-60	103	0,8	13,8	0,22	0,32	1,05	-	32000
СВ-1230/140-56	104,5	0,8	13,8	0,2	0,3	0,96	-	35000
СВ-795/230-32Т	120	0,895	11	0,18	0,29	0,97	-	14000
СВ-1130/140-48УХЛ4	120	0,85	13,8	0,205	0,332	1,084	-	7250
СВ-800/230-32УХЛ4	130	0,9	10,5	0,22	0,35	1,16	-	3500
СВФ-1500/130-88	128	0,8	13,8	0,4	0,56	1,75	-	100000
СВ-855/235-32	150	0,85	13,8	0,17	0,28	1	-	18000
СВ-1260/185-60УХЛ4	150	0,85	15,75	0,24	0,33	1,01	-	16250
СВ-1430/175-72Т	160	0,9	14,4	0,22	0,3	0,85	-	73000
СВ-1500/175-84	171	0,9	15,75	0,27	0,38	1,1	-	82000
СВ-1260/235-60Т	175	0,85	15,75	0,22	0,33	1,02	-	73000
СГК-535/250-52	38	0,9	6,3	0,4	0,55	1,57	-	1900
СГКВ-720/140-80	45	0,98	6,3	0,39	0,52	1,6	-	3000

Параметры синхронных компенсаторов

Тип компенсатора	$S_{НОМ}$ , МВ·А (при опережающем токе)	$S_{МАКС}$ , МВ·А (при отстающем токе)	$U_{НОМ}$ , кВ	$I_{НОМ}$ , кА	$x_d''$	$x_d'$	$x_d$	$T_a$ , с	$J$ , г·м <sup>2</sup> ·0,25
КС 5-6УЗ	5	2.5	6.3	-	0.16	0.25	1.57	-	-
КС 10-6УЗ	10	5.5	6.3	0.87	0.22	0.32	1.85	0.142	10
КС 10-10УЗ	10	5.5	10.5	-	-	-	-	-	10
КС 16-6УЗ	16	9	6.3	-	0.2	0.3	1.76	0.145	15
КСВ 32-10У1	32	17	10.5	1.65	0.22	0.36	1.6	0.246	58.5
КСВБ 50-11У1	50	20	11	2.62	0.28	0.47	2.7	0.187	125
КСВБ 50-11У1	50	33	11	2.62	0.23	0.47	2.7	0.187	125
КСВБ 50-11У1	50	33	11	2.62	0.23	0.47	2.7	0.187	125
КСВ 75-11У1	75	-	11	3.94	0.23	0.36	2.3	0.2	230
КСВБ 100-11У1	100	50	11	5.25	0.2	0.4	2.1	0.248	210
КСВБ 100-11У1	100	82.5	11	5.25	0.2	0.4	2.1	0.248	210
КСВБ 100-11У1	100	82.5	11	5.25	0.2	0.4	2.1	0.248	210
КСВБ 160-15У1	160	80	15.75	5.25	0.205	0.43	2	0.26	300
КСВБ 160-15У1	160	132	15.75	5.25	0.205	0.43	2	0.26	300
КСВБ 160-15У1	160	132	15.75	5.25	0.205	0.43	2	0.26	300

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Устройства компенсации реактивной мощности 0,4 кВ

Тип	Мощность, кВт	Количество ступеней	Мощность ступеней	Ток, А	Сечение вводного медного кабеля, мм
УКМ 58-0.4-20-10 УЗ	20	2	2x10	29	3x10
УКМ 58-0.4-30-10 УЗ	30	3	3x10	43,3	3x25
УКМ 58-0.4-50-25 УЗ	50	2	2x25	72,2	3x50
УКМ 58-0.4-50-10 УЗ	50	5	5x10	72,2	3x50
УКМ 58-0.4-67-33,3 УЗ	67	2	2x33,3	96,8	3x70
УКМ 58-0.4-100-33,3 УЗ	100	3	1x33,3+1x67	144,5	3x100
УКМ 58-0.4-112,5-37,5 УЗ	112,5	3	1x37,5+1x75	161,8	3x100
УКМ 58-0.4-133-33,3 УЗ	133	4	2x33,3+1x67	192,2	2x(3x50)
УКМ 58-0.4-150-30 УЗ	150	5	1x30 + 2x60	216,7	2x(3x50)
УКМ 58-0.4-167-33,3 УЗ	167	5	1x33,3+2x67	241,3	3x120
УКМ 58-0.4-180-30 УЗ	180	6	2x30 + 2x60	260,1	3x120
УКМ 58-0.4-200-33,3 УЗ	200	6	2x33,3 + 2x67	289	3x150
УКМ 58-0.4-225-37,5 УЗ	225	6	2x37,5 + 2x75	325,1	2x(3x70)
УКМ 58-0.4-268-67 УЗ	268	4	4x67	387	2x(3x70)
УКМ 58-0.4-300-33,3 УЗ	300	9	4x67+1x33,3	433,5	2x(3x70)
УКМ 58-0.4-335-67 УЗ	335	5	5x67	484	2x(3x120)
УКМ 58-0.4-337,5-37,5 УЗ	337,5	9	1x37,5+4x75	487	2x(3x120)
УКМ 58-04-402-67 УЗ	402	6	6x67	581	4x(3x95)
УКМ 58-0.4-536-67 УЗ	536	8	8x67	774,5	4x(3x150)
УКМ 58-0.4-603-67 УЗ	603	9	9x67	871,3	4x(3x150)

## Конденсаторные установки регулируемые внутреннего исполнения

Типоминал	Номинальное значение			Габариты			Масса, кг, не более
	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Мощность минимальной ступени регулирования, квар	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	
УКРЛ(П)56-6,3-900-300 У3	6,3	900	300	4025 (4000)	885	1820	1450
УКРЛ(П)56-10,5-900-300 У3	10,5	900	300	4025 (4000)	885	1820	1450
УКРЛ(П)56-6,3-1000-200 У3	6,3	1000	200	5625 (5600)	885	1820	1950
УКРЛ(П)56-10,5-1000-200 У3	10,5	1000	200	5625 (5600)	885	1820	1950
УКРЛ(П)57-6,3-900-300 У3	6,3	900	300	4000	835	1820	1400
УКРЛ(П)57-10,5-900-300 У3	10,5	900	300	4000	835	1820	1400
УКРЛ(П)57-6,3-1000-200 У3	6,3	1000	200	5600	835	1820	1900
УКРЛ(П)57-10,5-1000-200 У3	10,5	1000	200	5600	835	1820	1900

## Конденсаторные установки регулируемые наружного исполнения

Типономинал	Номинальное значение				Габариты			Масса, кг, не более
	Напряжение, кВ	Мощность, кВт	Мощность минимальной ступени регулирования, квар	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм		
УКРЛ(П)56-6,3-900-300 У1	6,3	900	300	4075 (4000)	1040	2085	1820	
УКРЛ(П)56-10,5-900-300 У1	10,5	900	300	4075 (4000)	1040	2085	1820	
УКРЛ(П)56-6,3-1000-200 У1	6,3	1000	200	5675 (5600)	1040	2085	2470	
УКРЛ(П)56-10,5-1000-200 У1	10,5	1000	200	5675 (5600)	1040	2085	2470	
УКРЛ(П)57-6,3-900-300 У1	6,3	900	300	4060	860	2085	1770	
УКРЛ(П)57-10,5-900-300 У1	10,5	900	300	4060	860	2085	1770	
УКРЛ(П)57-6,3-1000-200 У1	6,3	1000	200	5600	860	2085	2420	
УКРЛ(П)57-10,5-1000-200 У1	10,5	1000	200	5600	860	2085	2420	

Примечание: В зависимости от размещения ячейки ввода и наличия разъединителя установкой имеют модификации: УК – одношкафная, УКЛ – ячейка ввода слева, УКП – ячейка ввода справа, 56 – с разъединителем, 57 – без разъединителя.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 11**

**Параметры воздушных линий напряжением 0,4; 6; 10 и 35 кВ**

Сечение провода марки А(АС), мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	Диаметр провода, мм	гуд, Ом/км, при +20° С	худ, Ом/км при напряжении, кВ			
				0,38	6	10	35
16(16/2,7)	105(105)	5,1(5,6)	1,108 (1,782)	–	–	–	–
25(25/4,2)	135(145)	6,4(6,9)	1,150 (1,152)	0,319	0,319 (0,392)	0,402 (0,401)	–
35(35/6,2)	170(175)	7,5(8,4)	0,835 (0,777)	0,308	0,380 (0,376)	0,391 (0,386)	–
50(50/8)	215(210)	9,0(9,6)	0,578 (0,595)	0,297	0,369 (0,368)	0,380 (0,378)	–
70(70/11)	265(265)	10,7(11,4)	0,413 (0,422)	0,283	0,355 (0,357)	0,366 (0,367)	0,420 (0,432)
95(95/16)	320(330)	12,3(13,5)	0,311 (0,301)	0,274	0,346 (0,347)	0,357 (0,356)	0,411 (0,421)
120(120/19)	375(390)	14,0(15,2)	0,246 (0,244)	–	0,338	0,349	0,403 (0,414)
150(150/24)	440(450)	15,8(17,1)	0,194 (0,204)	–	–	–	0,398 (0,406)

**Параметры воздушных линий напряжением 110 и 220 кВ**

Сечение провода марки, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	Диаметр провода, мм	гуд, Ом/км, при +20° С	110 кВ		220 кВ	
				худ, Ом/км	буд, 10 <sup>-6</sup> См/км	худ, Ом/км	буд, 10 <sup>-6</sup> См/км
70/11	265	10,87	0,422	0,444	2,55	–	–
95/16	330	12,3	0,301	0,434	2,61	–	–
120/19	390	14,0	0,244	0,427	2,66	–	–
150/24	450	15,8	0,204	0,420	2,70	–	–
185/29	510	18,8	0,159	0,413	2,75	–	–
240/32	605	21,6	0,118	0,405	2,81	0,435	2,6
300/39	710	24	0,096	–	–	0,429	2,64
400/51	825	27,5	0,073	–	–	0,420	2,70
500/64	945	30,6	0,059	–	–	0,413	2,74

**Рекомендуемое содержание отчета**

1. Титульный лист.
2. Задание на лабораторную работу и порядок ее выполнения.
3. Расчетная схема электроэнергетической системы и технические характеристики электрооборудования.
4. Расчет параметров схем замещения системы.
5. Определение результирующих мощностей в узлах схемы замещения.
6. Схемы замещения системы с указанием параметров и результирующих мощностей в узлах.
7. Таблицы результатов моделирования режимов системы с помощью ЭВМ.
8. Анализ результатов.
9. Список использованных источников.

При оформлении отчета следует выполнять требования к оформлению текстового материала, иллюстраций, таблиц и списка литературы в соответствии со стандартами по организации учебного процесса и контроля его качества [12]-[14]. При разработке отчета необходимо делать ссылки на иллюстрации, таблицы и библиографические источники.