



А.В. Хлопова, В.В. Пястолов

ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СЕТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

А.В. Хлопова, В.В. Пястолов

**ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ
СЕТИ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Учебное пособие

Челябинск
2019

УДК 621.311.1(075.8)
Х584

Одобрено
учебно-методической комиссией
энергетического факультета

Рецензенты:
А.В. Белов, В.М. Голов

Электропитающие сети систем электроснабжения: учебное
Х584 пособие по курсовому проектированию / А.В. Хлопова, В.В. Пястолов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. – 63 с.

Пособие содержит теоретические положения и методические рекомендации для выполнения основных разделов курсового проекта по дисциплине «Электропитающие сети систем электроснабжения». Определены и описаны исходные данные, цели и задачи проектирования, рассмотрен порядок выполнения основных вопросов проекта, дан материал по применению ЭВМ, представлены контрольные вопросы по разделам курсового проекта.

Пособие предназначено для бакалавров очной и заочной форм обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.311.1(075.8)

© Издательский центр ЮУрГУ, 2019

1. ЦЕЛИ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА

Курсовое проектирование районной электрической сети ставят своей целью закрепить и систематизировать теоретические знания, полученные при изучении дисциплины «Электропитающие сети систем электроснабжения». При проектировании студенты приобретают навыки самостоятельной творческой работы, учатся применять приобретённые знания при решении инженерных задач.

В результате выполнения курсового проекта студенты разрабатывают эскизный проект районной электрической сети, обеспечивающей надёжное, экономичное и качественное электроснабжение промышленных объектов.

Задачи, которые ставятся при проектировании электрических сетей, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выбор оптимального варианта, удовлетворяющего определённым технико-экономическим требованиям, – это один из основных вопросов в проекте любого инженерного сооружения, в том числе и в проекте электрической сети.

При выполнении курсового проекта решаются следующие вопросы:

- расчёт графиков нагрузок потребителей и системы;
- выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети;
- выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях потребителей;
- выбор оптимальной схемы электрической сети на основании технико-экономического сравнения вариантов;
- расчёт установившихся режимов электрической сети;
- выбор ответвлений трансформаторов на подстанциях.

Для контроля освоения разделов проекта в приложении 2 даны контрольные вопросы по разделам.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При выполнении проекта электрической сети заданы следующие исходные данные:

- пять объектов электроснабжения (заводы, фабрики, шахты, города и т.д.), для которых указаны максимальные активные мощности P_{Π} и оптимальный коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$, установленный для данного предприятия энергосистемой;
- два источника питания: ТЭЦ с заданной установленной мощностью генераторов $P_{Г}$ и районная подстанция, получающая питание от системы бесконечной мощности (ШБМ). Предполагается, что на районной под-

станции могут быть номинальные напряжения 35, 110, 220 кВ, ТЭЦ территориально совмещена с одним из потребителей (как правило, с первым);

– план (карта) района, для которого проектируется электрическая сеть. На плане в координатах X , Y относительно условного начала координат указано географическое положение объектов электроснабжения (потребителей) и источников питания.

Вариант задания на проектирование студентам выдаются преподавателем. Варианты заданий приведены в приложении 1.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

В разделе 3 даются указания для выполнения составных частей курсового проекта. При расчёте частей проекта на ЭВМ следует также ознакомиться и с разделом 4 данного учебного пособия.

3.1. Расчёт графиков электрических нагрузок

При решении вопросов проектирования и развития электрической сети внешнего электроснабжения промышленных предприятий требуются данные о графиках электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности. Такие графики используются при выборе величин и структуры генерирующих мощностей, номинального напряжения и схемы электрической сети, выборе трансформаторов, при выполнении расчётов электрических параметров режима. Широкое применение находят суточные графики нагрузок и графики нагрузок по продолжительности.

Суточные графики нагрузок отдельных потребителей строят по типовым графикам нагрузок данной отрасли промышленности (рис. 1). Вначале заданный промышленный объект следует отнести к соответствующей отрасли (например, алюминиевый завод к энергоёмкому производству и т. д.). Графики строят без чрезмерной детализации, т. е. не учитывают все изменения нагрузки в течение двух часов. Типовые графики следует скорректировать, т.е. принять нагрузку в интервале двух часов равной среднему значению, используя образец, который приведён ниже (см. таблицу). В последних двух строках таблицы приводятся значения суточных графиков нагрузки района.

Если подстанция обеспечивает электроэнергией один промышленный объект, то графики подстанции и объекта совпадают, если же от подстанции получают питание несколько объектов, то её график получается путём суммирования графиков объектов. Суммарный график системы получается суммированием графиков всех потребителей района за зимние и летнюю сутки соответственно.

Таблица

Номер подстанции	$P_{п}$, МВт	Время года	Мощность (МВт) потребителей в интервале за 2 ч			
			0–2	2–4	...	22–24
1	30	Зима	22,3	21,8	...	22,8
		Лето	20,1	19,8	...	20,9
...						

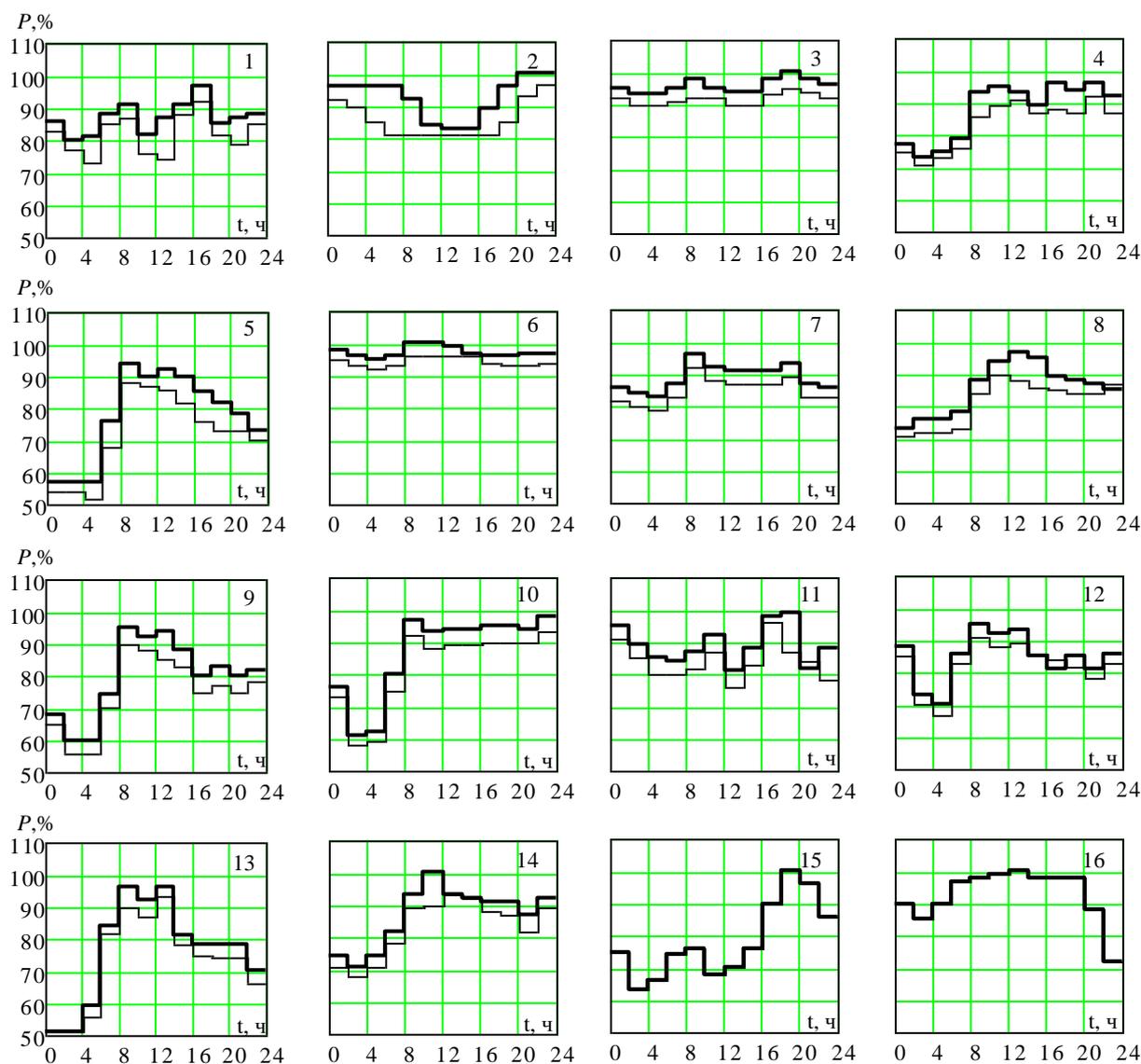


Рис. 1. Суточные графики нагрузок по отдельным отраслям промышленности: 1 – добыча и обогащение угля; 2 – нефтедобыча; 3 – нефтепереработка; 4 – чёрная металлургия; 5 – обработка цветных металлов; 6 – «энергоёмкие производства»; 7 – химическая промышленность; 8 – производство синтетического каучука; 9 – машиностроение; 10 – производство стройматериалов; 11 – бумажная промышленность; 12 – текстильная промышленность; 13 – лёгкая промышленность; 14 – пищевая промышленность; 15 – город с населением 20–250 тыс. жителей; 16 – электротяга

График для отмеченных характерных периодов и число суток в году могут быть отнесены к тому или иному периоду (зима – 183 дня, лето – 182 дня). Эти графики позволяют построить годовые графики нагрузок отдельных потребителей и системы. Такие графики по продолжительности – годовой и квадратичный – широко используются при проектировании и в практике эксплуатации электрических сетей. Первый представляет собой диаграмму расположенных по убыванию значений мощности, каждому из которых соответствует время работы потребителя с данной мощностью в течение года. Второй строится по годовому графику по продолжительности путём возведения в квадрат его координаты.

Суточные и годовые графики по продолжительности потребителей и системы позволяют определять энергию, получаемую потребителями и выдаваемую системой соответственно за сутки и за год. Характеризуются эти графики временем использования наибольшей нагрузки соответственно за сутки и за год – $T_{нб}$. Это время, в течение которого потребитель, работая с постоянной наибольшей нагрузкой, получил бы из сети то же количество электрической энергии, что и при работе по действительному графику.

Квадратичные годовые графики нагрузки или мощности системы по продолжительности позволяют определить потери мощности для отдельных потребителей и в целом по системе. Они характеризуются временем наибольших потерь τ . За время работы потребителя с постоянной наибольшей нагрузкой потери энергии получаются такими же, как и при нагрузке, изменяющейся по действительному графику.

В проекте рекомендуется построить годовой график системы по продолжительности и определить $T_{нб}$, построить квадратичный годовой график системы и по нему определить время потерь τ . $T_{нб}$ и τ можно найти графически, для чего площади соответствующих графиков заменяются равновеликими прямоугольниками с ординатами P_{\max} и P_{\min} и аналитически по формулам:

$$T_{нб} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i}{P_{\max}} \quad \text{и} \quad \tau = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2}, \quad (1)$$

где P_i , Δt_i – мощность и время i -го интервала соответственно, n – число интервалов.

Для полной характеристики нагрузки потребителя нужны также графики потребления реактивной мощности, которые можно получить теми же методами, что и графики активной мощности. При проектировании электрических сетей реактивная мощность учитывается приближённо по коэффициенту реактивной мощности $\text{tg}\varphi$, значение которого задаётся энергосистемой.

3.2. Выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечивать необходимую надёжность электроснабжения потребителей и требуемое качество напряжения у них. Нахождение оптимальной конфигурации сети представляет собой сложную задачу. В проектной практике для нахождения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод. Для заданного расположения потребителей и источников питания намечается несколько вариантов сети и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Сеть может быть построена по радиальному, магистральному и смешанному принципам. Разработку вариантов следует начинать с наиболее простых схем, т.е. со схем с минимальным числом линий.

Разработку варианта схемы сети можно выполнять в следующей последовательности.

1. На физическую карту района наносятся в масштабе местоположение потребителей и источников питания с указанием активных мощностей. В соответствии с исходными данными в сети предусмотрено два источника питания: ТЭЦ, территориально совмещённая с первым (по порядку) потребителем, и районная подстанция, получающая питание от системы бесконечной мощности (ШБМ). Максимальная мощность ТЭЦ задана. Активная мощность P , поступающая от ТЭЦ в систему при максимальной мощности генераторов $P_{Г}$ и максимальной мощности потребителя $P_{П}$, совмещённого с ТЭЦ, определяется по формуле

$$P = P_{Г} - P_{П} - P_{С.Н}, \quad (2)$$

где $P_{С.Н}$ – активная мощность собственных нужд ТЭЦ, принимаемая равной 8–12 % от активной мощности ТЭЦ. Мощности активных потерь в трансформаторах связи с системой составляют 2–4 % от мощности трансформаторов и поэтому их можно не учитывать.

ВАЖНО! Если мощность потребителя, совмещённого с ТЭЦ, меньше мощности генераторов, то **нагрузка этого узла принимается отрицательной.**

Мощность второго источника (ШБМ) не может быть задана, т.к. неизвестны потери мощности в сети. Этот источник принимается обычно за базисный узел, в котором известно напряжение и по которому оценивается баланс мощности. В качестве узла баланса обычно принимается наиболее мощный источник. В проекте в качестве узла баланса следует принять ШБМ.

2. Установить категорию потребителей по требуемой степени надёжности электроснабжения.

3. Наметить 5–6 вариантов схем сети с учётом данных о требуемой надёжности электроснабжения потребителей. При наличии потребителей 1 и 2 категории надёжности следует учитывать, что их питание должно осуществляться по двум линиям (в случае разомкнутой схемы сети – линии должны быть двухцепные, в случае, если линия входит в замкнутый контур, достаточно одной цепи) (см. пример на рис. 2). Трассы линий от источников питания до потребителей необходимо прокладывать по кратчайшему расстоянию с первоочередным подключением наиболее мощных потребителей. Следует избегать сооружения незагруженных участков сети, используемых только в послеаварийных режимах. Связи между ТЭЦ и ШБМ следует осуществлять не менее чем по двум линиям (см. пример на рис. 2). Это обеспечивает высокий уровень надёжности совместной работы двух источников питания и условие для широкого маневрирования их мощностями.

При проектировании схемы сети следует оценивать возможности обеспечения требуемого по техническим нормам качества напряжения в послеаварийных режимах. С этой точки зрения уже на начальном этапе проектирования следует исключить из дальнейшего рассмотрения схемы, в которых при возникновении послеаварийного режима появляются значительные обратные перетоки мощности (по направлению к источнику). В этом случае возрастает протяжённость пути, по которому передаётся мощность, увеличиваются потери напряжения и, следовательно, снижается качество напряжения у наиболее удалённых от источников питания потребителей. Из намеченных 5–6 вариантов следует для дальнейших расчётов выбрать два. На рис. 2 показан пример одного из возможных вариантов.

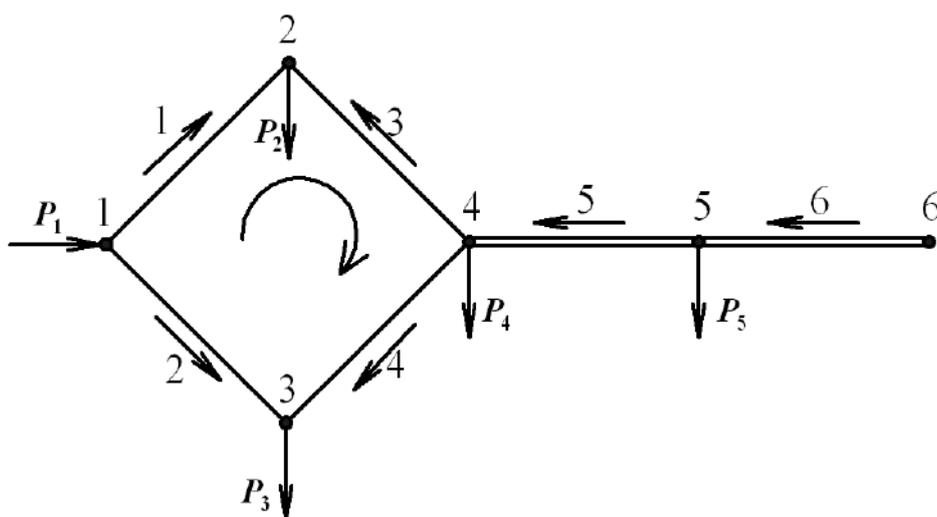


Рис. 2. Расчётная схема сети

Номинальное значение напряжения участков электрической сети зависит от передаваемой мощности и длины линии электропередачи (ЛЭП)

каждого участка. Чем больше передаваемая по ЛЭП мощность и длина ЛЭП, тем выше по техническим и экономическим соображениям должно быть номинальное напряжение проектируемой сети. При выборе напряжения сети следует также учитывать существующие напряжения в энергосистеме. В данном проекте считается, что на подстанции ШБМ имеются секции шин с напряжениями 35, 110, 220 кВ.

Экономически целесообразное напряжение каждого участка сети можно определить приближённо по формуле Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \sqrt{L_i + \frac{16P_i}{n_i}}, \quad (3)$$

где L_i – длина линии, км; P_i – активная мощность, передаваемая по линии, МВт; n_i – число цепей линии.

Полученное по выражению (3) напряжение округляется до ближайшего стандартного номинального значения (как правило, большего). По результатам расчётов напряжений линий выбирают номинальное напряжение проектируемой сети. Иногда целесообразно в отдельных частях схемы применять сети разных напряжений, например, 110 и 220 кВ, а связи между ними осуществлять с помощью трансформаторов или автотрансформаторов.

Расчёт потоков мощностей на участках сети проводят приближённо без учёта потерь в линиях. Метод расчёта зависит от конфигурации сети (разомкнутая или замкнутая). В разомкнутых сетях потоки мощности по участкам находят последовательным суммированием нагрузок потребителей от наиболее удалённых подстанций к базисному узлу. Например, для схемы (см. рис. 2) мощность в линии 5 равна сумме мощностей узлов 1–4.

При заданной мощности ТЭЦ замкнутую сеть можно рассматривать как кольцевую даже при наличии ответвлений от кольца. Все подстанции, получающие питание по ответвлениям от кольцевой схемы, должны быть заменены эквивалентной нагрузкой в соответствующем узле кольца. Эквивалентная нагрузка определяется путём суммирования собственной нагрузки узла с нагрузками на ответвлении. При подключении ШБМ к кольцу через линию электропередачи в качестве источника питания для кольцевой сети рассматривается узел, к которому подключена ЛЭП, связывающая ШБМ с кольцом. Кольцевую сеть разрезают по пункту питания и представляют в виде линии с двухсторонним питанием с узлами A и B по концам (для схемы на рис. 2 $A \sim 4$, $B \sim 4'$). Потоки мощности на участках находят приближённо согласно [1–6] по следующим формулам:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^k \dot{S}_i^* z_{iB}}{z_{AB}} \quad \text{и} \quad \dot{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^k \dot{S}_i^* z_{iA}}{z_{AB}}, \quad (4)$$

где \dot{S}_i – комплексная нагрузка узла i ; z_{AB}^* – комплексно сопряжённое сопротивление всех участков сети, входящих в кольцо; z_{iA}^* (z_{iB}^*) – комплексно сопряжённое сопротивление всех участков сети от i -го узла до узла A (B); k – число узлов в кольце.

Величины z_{AB}^* , z_{iA}^* , z_{iB}^* определяются по следующим соотношениям:

$$z_{AB}^* = \sum_{j=1}^{k+1} z_j^*, \quad z_{iA}^* = \sum_{j=1}^{m_{iA}} z_j^*, \quad z_{iB}^* = \sum_{j=1}^{m_{iB}} z_j^*, \quad (5)$$

где z_j^* – комплексно-сопряжённое сопротивление участка сети j ; m_{iA} (m_{iB}) – число участков сети от узла A (B) до узла i .

После проверки правильности расчётов \dot{S}_A и \dot{S}_B

$$\dot{S}_A + \dot{S}_B = \sum_{i=1}^k \dot{S}_i, \quad (6)$$

находят потокораспределение на остальных участках сети по первому закону Кирхгофа.

При выборе напряжения сети расчёты мощностей ведут приближённо. Вместо мощности \dot{S}_i в формуле (4) используется активная мощность P_i . Если мощность потребителя, совмещённого с ТЭЦ, меньше мощности генераторов, то нагрузка этого узла принимается отрицательной и рассчитывается по формуле (2). Вместо сопротивлений участков сети принимаются длины ЛЭП L_i , полагая при этом, что участки сети на первоначальном этапе имеют одинаковые сечения проводов.

3.3. Выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях

В проекте задаётся значение суммарной установленной мощности генераторов на ТЭЦ равное значению P_{Γ} из исходных данных. Генераторы выбираются номинальной мощности 30, 60, 100 МВт. При выборе числа генераторов следует учитывать «утяжелённый» режим работы ТЭЦ, когда отключается один из генераторов. Каталожные данные генераторов приведены в работе [7]. Для генераторов, как правило, применяют напряжение 10,5 кВ. Целесообразность применения напряжения 6,3 кВ должна быть обоснована технико-экономическим расчётом.

При учебном проектировании районной электрической сети выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях рассматривается без детальной проработки. При выборе трансформаторов на подстанциях необходимо в первую очередь определить номинальные напряжения их обмоток. Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора равно ранее выбранному номинальному напряжению сети. Для питания потребителей на шинах низкого напряжения понизительных подстан-

ций наибольшее применение находит напряжение 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ требует технико-экономического обоснования.

Выбор количества трансформаторов на подстанциях зависит от требований к надёжности электроснабжения потребителей, получающих питание от подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей первой и второй категорий обеспечивается при установке на подстанции двух и более одинаковых трансформаторов. Решение об установке двух одинаковых трансформаторов является экономически целесообразным. В случае установки двух трансформаторов на подстанции при отключении одного из них (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает нормальное электроснабжение потребителей, если его перегрузка согласно ПУЭ не превышает 40 %. В большинстве случаев такой режим для трансформаторов подстанций обеспечивается, если в нормальном режиме трансформатор загружен на 60–70 % во время максимума нагрузки подстанции $P_{\text{МАКС}}$. Коэффициент загрузки k_3 трансформатора в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\text{МАКС}}}{nS_{\text{Н.Т}}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{МАКС}} = \frac{P_{\text{МАКС}}}{\cos \varphi} = P_{\text{МАКС}} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi}$; $S_{\text{Н.Т}}$ – номинальная мощность выбираемого трансформатора; n – число параллельно работающих трансформаторов.

Коэффициент перегрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{\text{П}} = \frac{S_{\text{МАКС}}}{(n-1)S_{\text{Н.Т}}}. \quad (8)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4. При двух трансформаторах на подстанции номинальная мощность одного трансформатора выбирается из условия

$$S_{\text{Н.Т}} \geq \frac{S_{\text{МАКС}}}{2k_3} = \frac{S_{\text{МАКС}}}{1,4}, \quad (9)$$

а для n трансформаторов на подстанции –

$$S_{\text{Н.Т}} \geq \frac{S_{\text{МАКС}}}{k_{\text{П}}(n-1)} = \frac{S_{\text{МАКС}}}{1,4(n-1)}. \quad (10)$$

На понизительных подстанциях выбираются двухобмоточные, как правило, трёхфазные трансформаторы. Для выбора трансформаторов связи ТЭЦ с системой следует составить принципиальную электрическую схему станции (рис. 3).

ТЭЦ территориально совмещена с одним из заданных объектов электроснабжения. Электроснабжение объекта осуществляется частично на генераторном напряжении, частично на напряжении 35 кВ. При этом 25 %

мощности потребителя P_{II} снимается с шин генераторного напряжения, а 75 % – с шин 35 кВ. Мощность собственных нужд станции составляет 8–12 % от установленной мощности генераторов. Таким образом, на ТЭЦ должны быть установлены трёхобмоточные, как правило, трёхфазные трансформаторы. Номинальное напряжение низковольтной обмотки равно напряжению генераторов, обмотки среднего напряжения – 35 кВ, обмотки высокого напряжения – номинальному напряжению сети. При наличии потребителей на генераторном напряжении использование блочных схем (блок генератор-трансформатор) нецелесообразно. Выбор количества и мощности трансформаторов на станции производится по тем же нормам, что и выбор трансформаторов на понизительных подстанциях (см. формулы (9), (10)). Для станции трансформаторы выбираются по наиболее загруженной обмотке.

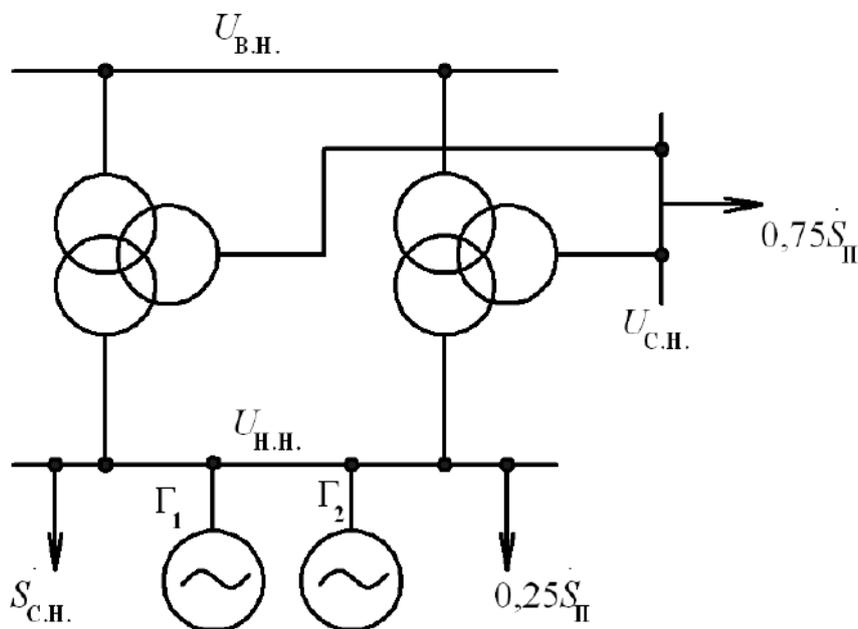


Рис. 3. Принципиальная электрическая схема ТЭЦ

Во всех вариантах задания на курсовой проект установленная мощность генераторов превышает мощность потребителя, совмещённого с ТЭЦ, поэтому в соответствии со схемой (см. рис. 3) наиболее загруженной обмоткой является обмотка низкого напряжения. Мощность обмотки низкого напряжения $S_{Н.Н.}$ является исходной величиной для определения количества и мощности трансформаторов на ТЭЦ. Максимальная мощность $S_{Н.Н.}$ будет тогда, когда генераторы выдают максимальную активную мощность (коэффициент загрузки генераторов ТЭЦ $K_{Г}$ равен 100 %), а потребитель, совмещённый с ТЭЦ, имеет минимальную нагрузку. Эта мощность определяется так:

$$\dot{S}_{\text{МАКС}} = \dot{S}_{\text{Н.Н.}} = \dot{S}_{Г} - \dot{S}_{\text{С.Н.}} - 0,25\dot{S}_{\text{IIМИН}} \quad (11)$$

Для трёхобмоточных трансформаторов необходимо определить вариант исполнения обмоток. Обмотки высокого и низкого напряжений имеют 100 % исполнение по мощности, а исполнение обмотки среднего напряжения может быть 100 % или 67 %. Если

$$\frac{75S_{\text{П.МАКС}}}{100n} < \frac{67S_{\text{Н.Т}}}{100}, \text{ то исполнение } 67 \%, \quad (12)$$

а если
$$\frac{75S_{\text{П.МАКС}}}{100n} > \frac{67S_{\text{Н.Т}}}{100}, \text{ то исполнение } 100 \%, \quad (13)$$

где $S_{\text{П.МАКС}}$ – максимальная мощность потребителя, совмещённого с ТЭЦ.

Для всех трансформаторов необходимо рассчитать параметры схемы замещения. Двухобмоточные трансформаторы замещаются Г-образной схемой с подключением проводимостей со стороны сети. Трёхобмоточные трансформаторы замещаются трёхлучевой звездой с подключением проводимостей со стороны генераторов. Параметры схемы замещения определяются по каталожным данным согласно [1–5].

Необходимо рассчитать приведённые нагрузки подстанций $\dot{S}_{\text{ПР}}$, т.е. определить нагрузку подстанций с учётом потерь мощности в трансформаторах $\Delta\dot{S}_{\text{T}}$ по следующей формуле:

$$\dot{S}_{\text{ПР}} = \dot{S}_{\text{П}} + \Delta\dot{S}_{\text{T}}. \quad (14)$$

Для подстанции с ТЭЦ вместо мощности потребителя принимается мощность, равная разности мощностей потребителя и генераторов. Потери мощности в трансформаторах рассчитываются согласно методике [1–5]. Расчёт приведённых нагрузок необходимо провести для максимального и минимального режимов системы. Для подстанции ТЭЦ, кроме того, необходимо рассчитать приведённые нагрузки при разных коэффициентах загрузки $K_{\text{Г}}$ генераторов (100, 90, 80, 70, 60, 50 %).

3.4. Выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов

Из двух предварительно выбранных вариантов необходимо на основе технико-экономических расчётов принять для дальнейшего анализа наиболее выгодный.

К важнейшим техническим характеристикам электрической сети относятся марка и сечение проводов, из которых выполнены воздушные линии электропередач (ВЛ). Для сетей напряжением выше 35 кВ, как правило, применяются сталеалюминевые провода марки АС. Сечение проводов ВЛ выбирается по экономической плотности тока $j_{\text{Э}}$, и проверяются по максимальному значению тока I_i в линии i при нормальном режиме работы сети и по условию недопущения короны. Для проводов марки АС и в зависимости от времени использования максимальной нагрузки $T_{\text{НБ}}$ значения при-

ведены в ПУЭ [8]. Экономически выгодное сечение провода $F_{\text{Э}}$ для линии i определяется по формуле

$$F_{\text{Э}i} = \frac{I_i}{j_{\text{Э}}}, \text{ где } I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{Н}}}. \quad (15)$$

Здесь $U_{\text{Н}}$ – номинальное напряжение сети.

Мощность S_i определяется по методике, изложенной в параграфе 3.2. В качестве мощности узла i принимается приведённая мощность потребителя $S_{\text{ПР}i}$ в максимальном режиме работы системы. За $S_{\text{ПР}i}$ можно принимать максимальную мощность потребителя i , приводя затем при экономических расчётах мощность потерь в линиях к мощности потерь в них в максимальном режиме работы системы. Коэффициент загрузки генераторов ТЭЦ $K_{\text{Г}}$ рекомендуется принять 0,7–0,9. Найденное сечение провода округляется до ближайшего стандартного значения.

Найденное по экономической плотности тока сечение провода проверяется на техническую допустимость и по тепловым характеристикам. Минимальное сечение провода ВЛ, исходя из технической допустимости равно:

для ВЛ 35 кВ по условиям механической прочности – АС-25;

для ВЛ 110, 220 кВ по условиям недопущения короны соответственно АС-70, АС-240.

Тепловые характеристики провода определяются их нагревом при максимальном токе. Максимальный ток $I_{\text{П.А}}$ в линии будет в послеаварийных режимах работы сети. Послеаварийный режим возникает, когда обрывается одна цепь в многоцепной линии или отключается одна одноцепная линия.

Максимально допустимый ток в линии $I_{\text{ДОП}}$ должен быть больше $I_{\text{П.А}}$, т.е. $I_{\text{ДОП}} > I_{\text{П.А}}$. При расчёте $I_{\text{П.А}}$ необходимо рассмотреть все послеаварийные режимы сети.

Если выбранный провод не проходит по условию недопущения короны или по тепловым характеристикам, то следует увеличить сечение до значения, при котором условия будут выполнены.

По каталожным данным провода на единицу длины, длине и числу цепей линии определяют параметры линий. На схемах линии замещаются П-образной схемой с параметрами $R_{\text{Л}}$, $X_{\text{Л}}$, $g_{\text{Л}}$ и $b_{\text{Л}}$. В сетях 110 кВ и ниже величиной $g_{\text{Л}}$ можно пренебречь вследствие её малости. Зарядная мощность линии определится как

$$Q_{\text{З}} = b_{\text{Л}} U_{\text{Н}}^2. \quad (16)$$

Сравнение вариантов по экономическим показателям производится на основании приведённых затрат Z :

$$Z = p_{\text{Н}}K + И + У, \quad (17)$$

где $p_{\text{Н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, величина его обратна нормативному сроку окупаемости $T_{\text{ОК}} = 8$ лет;

K – единовременные капитальные вложения на сооружение сети; I – ежегодные издержки на эксплуатацию сети; Y – ущерб, связанный с недоотпуском электроэнергии при перерывах в электроснабжении потребителей.

Единовременные капитальные вложения K на сооружение сети состоят из затрат на сооружение линий и подстанций, которые находятся по укрупнённым показателям [7, 9, 12]. Если оборудование подстанций в сравниваемых вариантах одинаково, то все затраты (K , I , Y), связанные с подстанциями, при сравнении вариантов можно не учитывать. Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n K_{0\text{Л}} L_i, \quad (18)$$

где $K_{0\text{Л}}$ – стоимость сооружения одного километра ВЛ; L_i – длина ВЛ i .

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети I состоят из отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание линий $I_{\text{Л}}$ и подстанций $I_{\text{П}}$, а также стоимости потерь электроэнергии за год $I_{\text{Э}}$. Они определяются следующей формулой:

$$I = I_{\text{Л}} + I_{\text{П}} + I_{\text{Э}}. \quad (19)$$

Коэффициент суммарных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание приводится в [5, 6, 9].

Стоимость годовых потерь электроэнергии определяется по двуставочному тарифу следующим образом:

$$I_{\text{Э}} = \gamma_1 \Delta P = \gamma_2 \Delta \mathcal{E}, \quad (20)$$

где γ_1 – стоимость потерь 1 кВт активной мощности по двуставочному тарифу; γ_2 – стоимость потерь 1 кВт·ч активной энергии по двуставочному тарифу; ΔP – потери активной мощности в проектируемой сети в кВт; $\Delta \mathcal{E}$ – потери активной энергии в проектируемой сети в кВт·ч. Величины γ_1 и γ_2 можно определить по следующим формулам:

$$\gamma_1 = \delta(\alpha K_{\text{М}} + \beta \tau) \quad \text{и} \quad \gamma_2 = \delta(\alpha K_{\text{М}} / \tau + \beta), \quad (21)$$

где δ – коэффициент, учитывающий затраты на расширение электрических сетей в связи с потерями мощности в них; α – удельные затраты, связанные с необходимостью расширения электростанций системы для компенсации потерь мощности в сети, руб/кВт; $K_{\text{М}}$ – коэффициент, учитывающий изменение потерь в сети при несовпадении максимумов системы и отдельных потребителей, входящих в систему; β – себестоимость электроэнергии на шинах электростанций или удельные затраты на выработку электроэнергии и на расширение топливной базы, руб/кВт·ч; τ – время наибольших потерь, ч.

Величина δ зависит от удалённости проектируемой сети от источника питания. Значение δ рекомендуется принимать в следующих пределах: для сетей 35 кВ – 1,1–1,2; для сетей 110 кВ и выше – 1,05–1,1.

Величина $K_{\text{М}}$ определяется по формуле

$$K_M = \frac{\Delta P_{\text{МАКС}}}{\sum \Delta P_{\text{МАКС}i}} \quad (22)$$

или приближённо

$$K_M = \frac{P_{\text{МАКС}}^2}{(\sum P_{\text{МАКС}i})^2} \quad (23)$$

где $P_{\text{МАКС}}$ и $\Delta P_{\text{МАКС}}$ – мощность системы и потери мощности в сети соответственно в режиме максимальной нагрузки системы; $P_{\text{МАКС}i}$ и $\Delta P_{\text{МАКС}i}$ – максимальная мощность потребителя i и потери мощности на i -м участке сети при максимальной мощности потребителей. Если технико-экономическое сравнение вариантов проводится при максимальном режиме работы системы, то $K_M = 1$.

Потери мощности в линиях и трансформаторах определяются по известным формулам, а потеря энергии – по потерям мощности и времени наибольших потерь τ .

Народнохозяйственный ущерб от перерыва электроснабжения определяется для вариантов, которые не равноценны по надёжности. Для учебного проекта принимаем $U = 0$, считая варианты равнонадёжными.

Из двух вариантов схем сети следует принять к дальнейшему рассмотрению вариант, имеющий наименьшие приведённые затраты.

3.5. Расчёт установившихся режимов сети

Целью расчёта установившихся режимов электрической сети является определение параметров режима; потоков активной и реактивной мощностей в каждом элементе и по сети в целом; падение напряжения на участках и напряжения в узлах сети (на шинах подстанций). Расчёт проводится для трёх режимов: максимального, минимального и послеаварийного. Результаты расчётов используются для определения приемлемости режимов по технико-экономическим условиям работы оборудования сети, решения вопросов о регулировании напряжения с целью обеспечения заданных (или допустимых) уровней напряжений на шинах подстанций и выяснения возможностей дальнейшего повышения экономичности электрической сети.

Исходными данными для расчёта режимов являются: приведённые мощности в узлах сети; напряжение источника питания (ШБМ); параметры ВЛ (R_L, X_L, Q_3); конфигурация сети.

Максимальный режим наступает в часы наибольшей суммарной нагрузки сети (берётся по зимнему суточному графику системы). Коэффициент загрузки генераторов ТЭЦ K_G принимается 0,7–1. В максимальном режиме токи и потери напряжения в большинстве элементов сети оказываются наибольшими.

Минимальный режим наступает в те часы летних суток (берётся по летнему суточному графику системы), когда суммарная нагрузка сети имеет наименьшее значение, хотя нагрузки отдельных потребителей могут быть и не минимальными. В минимальном режиме требуется наименьшая мощность источников питания и поэтому коэффициент загрузки генераторов ТЭЦ K_G можно снизить до 0,5. В это время можно отключить часть генераторов для профилактического осмотра.

Особо тяжёлым для сети является послеаварийный режим, который возникает в результате аварийных отключений линий. В качестве расчётного послеаварийного режима следует принять отключение наиболее загруженного участка сети, который определяется по результатам расчёта максимального режима. Если наиболее загруженная линия является двухцепной, то производится отключение только одной её цепи. Нагрузки потребителей берутся те же, что и в максимальном режиме, а K_G генераторов можно увеличить до 1.

Расчёт режимов начинается с составления полной схемы замещения электрической сети. Трансформаторы и линии на схеме замещения сети обозначаются так, как это указано в [1–5]. Далее схему замещения следует упростить, перейдя к расчётной схеме. Расчётная схема представляет собой набор последовательно и параллельно включённых активных и индуктивных сопротивлений с узлами подключения расчётных нагрузок S_p . Расчётная нагрузка для k узла:

$$\dot{S}_{pk} = \dot{S}_{\text{ПР}k} - j \sum_{i=1}^n Q_{zi} / 2, \quad (24)$$

где $\dot{S}_{\text{ПР}k}$ – приведённая мощность узла k ; Q_{zi} – зарядная мощность линии i ; n – число линий, подключённых к узлу k .

Расчёты режимов производятся методом последовательных приближений [1–6]. При заданном напряжении источника питания (ШБМ) расчёты ведут по «данным начала». Величина напряжения на ШБМ выбирается в соответствии с номинальным напряжением сети, но не более: в сети 35–38,5 кВ; в сети 110–126 кВ; в сети 220–242 кВ. Расчёты режима по «данным начала» выполняются поэтапно, и методика расчёта зависит от вида сети (разомкнутая или замкнутая).

Для разомкнутой сети в первом приближении (на первом этапе) во всех узлах напряжения принимаются номинальными и находят потоки мощности на всех участках сети с учётом потерь мощности. Расчёт потоков мощности целесообразно вести, начиная с наиболее удалённых конечных участков сети. Добавляя к потоку мощности у приёмного конца каждого участка потери мощности на нем, определяют значение мощности в начале участка. В узлах производят сложение мощности собственной нагрузки узла с потоками мощностей отходящих линий и находят мощности в конце следующего участка. Расчёт продолжается до определения полной мощно-

сти, поступающей в сеть из системы. На втором этапе определяют потери напряжения в линиях и напряжения в узлах сети.

При наличии в сети замкнутых контуров вначале находят распределение потоков мощности в контурах без учёта потерь мощности в линиях согласно п. 3.2 и определяют точку потокораздела. Сеть условно делится на две части по точке потокораздела и при этом получается две разомкнутые сети. Если получилось две и более точек потокораздела, то сеть разрезают по одной из них. Нагрузка в конце каждой разомкнутой сети определяется потоком мощности в линии, непосредственно подсоединённой к точке потокораздела. Последующий расчёт каждой сети ведётся так, как было рекомендовано для разомкнутой сети. Особенностью данного расчёта является то, что в условно разделённом пункте (точке потокораздела) могут получиться несколько различные значения напряжений. Поскольку точка потокораздела в действительности одна, то полученное различие указывает на приближённость проведённых расчётов. Обычно это различие получается небольшим и фактическое значение напряжения в точке потокораздела находится как среднее арифметическое из полученных напряжений.

Расчёт режима можно считать законченным, если уровни напряжений во всех узлах сети не выходят за допустимые пределы. Верхний уровень напряжения определяется, исходя из электрической прочности изоляции (например, для сети 110 кВ предельный уровень 126 кВ, а для 220 кВ – 252 кВ). Нижний уровень напряжений определяем из условия обеспечения качества напряжения у потребителей (для сети 110 кВ он составляет порядка 90 кВ). Обеспечить требуемый уровень напряжений в узлах сети можно путём изменения коэффициента загрузки генераторов K_G ТЭЦ или путём изменения конфигурации сети. Следует учесть, что для новых изменённых условий необходимо произвести перерасчёт режимов сети.

3.6. Выбор ответвлений трансформаторов

Режим работы электрической сети считается приемлемым, если напряжения на шинах потребителей и станций находятся в пределах, установленных стандартом на качество электрической энергии.

Одним из основных мероприятий, которое обеспечивает нужное напряжение у электроприёмников и генераторов на ТЭЦ, является правильный выбор ответвлений на трансформаторах. Силовые трансформаторы, как правило, выполняются с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). В этом случае изменяется коэффициент трансформации трансформаторов за счёт переключения ответвлений. Количество ответвлений и шаг каждого ответвления зависит от типа трансформатора (например, $\pm 9 \cdot 1,67 \%$, $\pm 9 \cdot 1,78 \%$ для номинального напряжения 110 кВ). При выборе ответвлений коэффициент трансформации следует определять,

как отношение напряжений высоковольтной и низковольтной обмоток на холостом ходу. Для каждого режима можно выбирать своё ответвление. Только при отсутствии устройства для автоматического переключения ответвлений трансформаторов стремятся выбирать на все режимы одно ответвление.

Порядок выбора ответвлений для каждого режима, следующий:

- определяют потери напряжения в трансформаторах ΔU_T согласно методике, изложенной в [1–6]. Знак ΔU_T в трансформаторах, установленных на ТЭЦ, зависит от соотношения мощностей генераторов и потребителя, совмещённого с ТЭЦ. Если мощность генераторов больше мощности потребителя, то знак ΔU_T минус, а при обратном соотношении мощностей – плюс;

- рассчитывают приведённые напряжения на шинах низкого напряжения при известных напряжениях в узлах сети U_B :

$$U'_H = U_B - \Delta U_T; \quad (25)$$

- определяют напряжения ответвлений, обеспечивающих желаемое напряжения у потребителей $U_{Ж}$:

$$U_{отв} = U'_H U_{X.X} / U_{Ж}, \quad (26)$$

где $U_{X.X}$ – напряжение холостого хода низковольтной обмотки трансформаторов (например, 11 кВ для двухобмоточных и 10,5 кВ для трёхобмоточных трансформаторов), $U_{Ж}$ принимается 10,5 кВ при удалённых от подстанции электроприёмниках, а в остальных случаях – 10 кВ;

- округляют $U_{отв}$ для каждого трансформатора до ближайшей величины $U_{отв.п}$, указанной в паспорте на трансформатор;

- определяют действительное напряжение у потребителей:

$$U_{н.н} = U'_H U_{X.X} / U_{отв.п}; \quad (27)$$

- определяют отклонения напряжений от номинального значения U_H :

$$\Delta U = |U_{н.н} - U_H| 100\% / U_H \leq |\Delta U_{доп}|. \quad (28)$$

Согласно стандарту $|\Delta U_{доп}| \leq 10\%$. Если отклонения напряжения превышают допустимую величину, то следует, либо изменить параметры сети (индуктивное сопротивление наиболее загруженной линии путём применения продольной компенсации), либо изменить конфигурацию сети и повторить расчёт режимов.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА НА ЭВМ

4.1. Общие положения

Разработанное на кафедре ЭССиСЭ ЮУрГУ программное обеспечение позволяет выполнить на ЭВМ все разделы курсового проекта, а именно:

- построение графиков нагрузок потребителей сети и их определение их основных характеристик;
- выбор конфигурации схемы электроснабжения района и номинального напряжения сети;
- выбор количества и мощности генераторов на ТЭЦ, трансформаторов связи ТЭЦ с системой и на подстанциях потребителей;
- выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов;
- расчёт нормальных (максимального, минимального) и послеаварийного режимов для выбранного варианта сети;
- выбор ответвлений трансформаторов.

Все используемые программы предусматривают диалоговый режим работы, ввод данных с клавиатуры и вывод промежуточной информации на экран дисплея. В программах предусмотрена возможность исправления ошибок для чего имеется небольшой текстовый редактор. Для эффективного использования ЭВМ необходимо учитывать следующее:

- расчётам на ЭВМ должна предшествовать теоретическая подготовка с использованием соответствующей учебной литературы;
- требуется тщательная подготовка исходных данных по соответствующему разделу проекта.

ВНИМАНИЕ! При выполнении расчётов на ЭВМ необходимо следовать тем указаниям, которые появляются на экране дисплея. Номера подстанциям необходимо присвоить один раз и больше их не менять. Потребителю, совмещённому с ТЭЦ, необходимо присвоить номер 1.

4.2. Расчёт графиков электрических нагрузок

Программа реализует:

- расчёт суточных графиков нагрузки потребителей и системы;
- расчёт годового и квадратичного графиков системы;
- расчёт времён $T_{нб}$ и τ .

Скорректированные графики по отраслям промышленности в процентах хранятся в машине в виде массива (всего 16 графиков). Для расчёта графиков следует машину исходные данные варианта (приложение 1) и номера графиков для всех потребителей данного варианта (см. рис. 1).

После ввода исходных данных машина производит выборку из массива числовых значений соответствующих типовых графиков и необходимые расчёты. На экран дисплея выводится следующая информация:

- таблица суточных графиков нагрузок для всех потребителей и суммарные суточные графики системы в летние и зимние сутки;
- таблица значений активных нагрузок всех потребителей в часы максимума и минимума системы;

- значение активной мощности ТЭЦ, выдаваемое в систему при номинальной мощности генераторов P_G и при максимальной нагрузке потребителя, совмещённого с ТЭЦ;
- время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$;
- время потерь τ .

4.3. Выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети

Программа позволяет: рисовать схему электрической сети на экране дисплея при заданной физической карте района; рассчитывать потоки мощности на участках сети при заданных мощностях узлов и конфигурации сети; рассчитывать по формуле Стилла напряжения участков сети.

Для удобства проектирования схемы сети экран разделён на два поля: I – поле для рисования схемы; II – поле для ввода исходных данных. После ввода исходных данных (мощностей и координат узлов) и редактирования их на поле I отображается местоположение узлов с указанием мощности каждого узла, а на поле II – таблица для описания связей между узлами. После заполнения таблицы и выхода из режима редактирования на поле I отображается схема сети. При проектировании нет необходимости за один этап рисовать схему всей сети. Это можно сделать в несколько этапов (например, нарисовать вначале одну линию и посмотреть, затем нарисовать вторую линию и т.д.). В процессе проектирования сети можно вносить исправления и таким образом изменять конфигурацию сети по сравнению с первоначальным вариантом. Для удаления линии достаточно в столбце «число цепей» поставить 0 или в столбцах «начало» и «конец» поставить одинаковые номера узлов. При удалении одной из линий автоматически изменяется нумерация оставшихся линий. Помимо схемы сети на экране стрелками указываются принятые направления мощностей в линиях. Для изменения направления стрелки достаточно поменять начало с концом линии.

Алгоритм расчёта потоков мощности в сети реализован с применением стандартной процедуры решения системы линейных уравнений методом Гаусса. Формирование уравнений производится программой по исходным данным. Уравнения формируются по первому закону Кирхгофа для потоков мощности в случае разомкнутой схемы сети. При наличии замкнутых контуров к сформированным уравнениям добавляются уравнения, описывающие эти контур по второму закону Кирхгофа, где в качестве параметров линий используются их длины. Количество замкнутых контуров определяется программой.

При наличии в схеме замкнутых контуров на экране дисплея появляется информация о таких контурах с указанием методики формирования матрицы коэффициентов в уравнениях, составленных по второму закону

Кирхгофа. Формирование матрицы коэффициентов осуществляется следующим образом:

- на схеме сети выбирается условное положительное направление обхода контура (см. рис. 2);
- при совпадении направления обхода контура с направлением потока мощности ветви коэффициент равен 1;
- при противоположном направлении обхода контура с направлением потока мощности в ветви коэффициент равен минус 1;
- если ветвь не входит в контур, то коэффициент равен 0.

Например, для рис. 2 матрица коэффициентов выглядит так: 1, -1, -1, 1, 0, 0.

Для облегчения формирования матрицы коэффициентов на поле I экрана выводится схема сети, а на поле II – таблица для формирования коэффициентов. При неправильном формировании матрицы коэффициентов расчёт потоков мощности будет неправильным. **Правильность расчёта потоков мощности следует проверить по балансу мощности в узле ШБМ.** Суммарная мощность нагрузок всех узлов сети должна быть равна мощности, потребляемой из системы. При несоблюдении этого баланса расчёты следует повторить.

Программа даёт возможность рассчитывать неограниченное число вариантов. Для удобства пользователя при выполнении программы, начиная со второго варианта, не требуется ввода исходных данных по узлам сети.

4.4. Выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях

Программа реализует следующий алгоритм:

- выбор числа и мощности генераторов согласно заданной мощности ТЭЦ;
- расчёт мощности трансформаторов на подстанциях, исходя из мощности потребителей и их бесперебойного снабжения электроэнергией;
- выбор типоразмеров трансформаторов по их расчётным мощностям;
- расчёт параметров трансформаторов;
- расчёт приведённых мощностей подстанций в часы максимума и минимума система. Для ТЭЦ приведённые мощности рассчитываются при разных коэффициентах загрузки генераторов $K_{Г}$.

Каталожные данные генераторов и трансформаторов хранятся в машине в виде массива данных. Собственные нужды ТЭЦ приняты равными 10 % от номинальной мощности генераторов.

Сохраняйте ранее принятую нумерацию потребителей. Для выполнения расчётов следует подготовить следующие данные:

- активную мощность генераторов на ТЭЦ в МВт;

- минимальное число трансформаторов на каждой подстанции, исходя из категории потребителя;
- максимальную и минимальную активные мощности потребителя, совмещённого с ТЭЦ в МВт;
- максимальные активные мощности остальных потребителей в МВт;
- коэффициент реактивной мощности потребителей ($\text{tg}\varphi$);
- активные мощности в МВт всех потребителей в часы максимума и минимума системы.

Вывод информации на экран производится в виде таблиц по мере выполнения программы.

4.5. Выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов

Программа реализует следующий алгоритм:

- расчёт потоков мощностей и токов в линиях в максимальном режиме работы системы;
- расчёт экономически выгодных сечений проводов линий;
- расчёт послеаварийных режимов в электрической сети и определение максимальных токов в каждой из линий;
- выбор сечений проводов, исходя из экономически выгодного сечения и технических ограничений на минимальное сечение проводов;
- расчёт параметров линий;
- расчёт приведённых затрат, исходя из капитальных вложений и эксплуатационных расходов.

Каталожные данные воздушных линий 110 кВ, районы по гололёду, стоимость одного километра воздушных линий, а также значения коэффициентов, используемых при выполнении программы, введены в ЭВМ.

Программа позволяет рассчитывать неограниченное число вариантов схем электрической сети. При расчёте послеаварийных режимов необходимо рассматривать все возможные варианты возникновения таких режимов. Число послеаварийных режимов зависит от схемы сети. Для разомкнутой схемы существует один послеаварийный режим, когда происходит обрыв одной цепи во всех многоцепных линиях. Для замкнутых схем число послеаварийных режимов определяется следующим образом – один послеаварийный режим для всех многоцепных линий плюс число послеаварийных режимов, когда обрываются поочерёдно одноцепные линии в замкнутом контуре. Например, для схемы рис. 2 число послеаварийных режимов 5. В программе предусмотрена возможность изменения числа цепей линии при отсутствии необходимого сечения в каталоге на сталеалюминевые провода. При изменении числа цепей линий по сравнению с пер-

воначально принятым в программе предусмотрен повторный расчёт как нормального режима, так и всех послеаварийных режимов.

Для выполнения расчётов необходимо подготовить следующие данные:

- приведённые активные в МВт и реактивные в Мвар мощности потребителей подстанций в максимальном режиме работы системы;
- время использования максимальной нагрузки $T_{нб}$ и время потерь τ ;
- напряжение электрической сети в кВ;
- минимальное сечение проводов в мм^2 исходя из недопущения короны;
- длины линий и описание конфигурации сети (начала и концы линий, матрицу вхождений линий в замкнутый контур).

Информация на экран выводится по мере выполнения программы.

4.6. Расчёт установившихся режимов сети

Алгоритм расчёта реализован с помощью метода узловых потенциалов. Для ускорения вычислений используется итерационный способ. Программа позволяет рассчитать потоки мощности в сети, потери мощности и напряжений в линиях, напряжения в узлах сети. Для выполнения расчётов на ЭВМ следует подготовить следующие данные:

- расчётные схемы сети для всех трёх режимов;
- параметры линии $R_{л}$, $X_{л}$ и зарядные мощности линий Q_3 ;
- описание конфигурации сети (номера начал и концов линий);
- приведённые мощности узлов (активных и реактивных составляющих) для всех трёх режимов;
- напряжения в узлах сети. Напряжения на подстанциях можно принять равными номинальному напряжению сети, а на ШБМ – не выше предельно допустимого для данной сети.

Рекомендуется начинать расчёт с минимального режима. Это сокращает количество вводимой информации к ЭВМ. После вывода результатов расчёта на экран следует провести предварительную оценку этих результатов (проверить баланс мощности и уровни напряжений в узлах). Это позволяет выявить ошибки, связанные с неправильным вводом исходных данных, и в случае необходимости изменить параметры режима, изменив нагрузку генераторов на ТЭЦ или конфигурацию сети.

4.7. Выбор ответвлений трансформаторов

Программа реализует алгоритм выбора ответвлений трансформаторов. Он построен таким образом, что вначале рассчитываются ответвления трансформаторов для каждого из режимов, а затем определяются отклонения напряжений от номинального на стороне 10 кВ.

При расчётах принято:

- число ответвлений трансформаторов ± 9 ;
- шаг одного ответвления 1,78 %;
- номинальное напряжение сети 115 кВ;
- желаемое напряжение у потребителя 10,5 кВ;
- напряжение холостого хода низковольтной обмотки двух- и трёхобмоточных трансформаторов соответственно 11 и 10,5 кВ;
- номинальное напряжение 10 кВ.

Для выполнения расчётов следует подготовить следующие данные:

- число трансформаторов на каждой подстанции;
- параметры схемы замещения трансформаторов;
- приведённые активные в МВт и реактивные в Мвар мощности обмоток высокого и низкого напряжений для трёхобмоточных трансформаторов во всех режимах;
- приведённые активные в МВт и реактивные в Мвар мощности потребителей других подстанций во всех режимах;
- напряжения в узлах сети, кВ.

Информация на экран выводится в виде таблиц по мере выполнения программы.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТА

Проект содержит пояснительную записку в объёме не более 30–45 страниц печатного текста, выполненного на листах формата А4, и графическую часть, выполненную на листе формата А1. Оформление проекта необходимо проводить согласно стандарту СТО ЮУрГУ 04–2008.

Пояснительная записка содержит следующие основные материалы:

- титульный лист;
- задание на курсовой проект;
- аннотацию;
- оглавление;
- введение;
- основной материал по разделам;
- заключение;
- библиографический список.

Каждый раздел должен содержать перечень вопросов, решаемых в данном разделе, методику решения каждого вопроса, результаты расчётов и анализ полученных результатов.

Допускается расчётные данные приводить в виде таблиц-скриншотов с ЭВМ.

Графическая часть проекта выполняется в виде отдельных рисунков на ватмане. Каждый такой рисунок должен иметь номер и название, которые располагается под рисунком. В состав графической части входят:

- упрощённая схема электрической сети;
- схема замещения электрической сети;
- три рисунка карт потокораспределения для трёх режимов сети;
- таблица выбора ответвлений трансформаторов (допускается приводить распечатку таблицы с ЭВМ).

На упрощённой схеме должны быть указаны схемы соединения обмоток трансформаторов, способы заземления нейтрали для всех обмоток, обозначения типов генераторов и трансформаторов, обозначения марок проводов ВЛ и их длины. На схеме замещения допускается параллельно включённые трансформаторы и линии изображать одним трансформатором и одной линией. При этом численные значения параметров, наносимые на рисунок, должны соответствовать суммарному значению. Карты потокораспределений мощностей следует выполнять так, как это показано на рис. 4. Номера подстанций на всех рисунках должны совпадать. В нижнем правом углу должна располагаться основная надпись по форме для чертежей (см. СТО ЮУрГУ 04–2008).

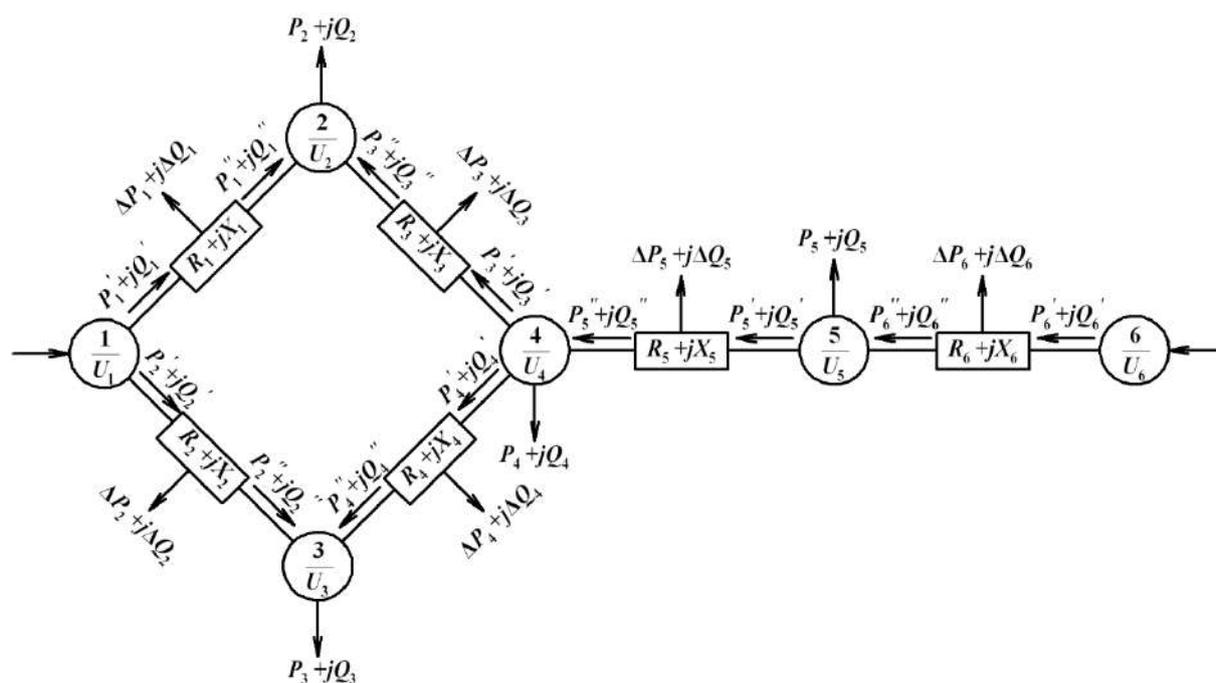


Рис. 4. Карта потокораспределения режима

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок, В.М. Электрические сети и системы: учебное пособие / В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
2. Глазунов, А.А. Электрические сети и системы / А.А. Глазунов, А.А. Глазунов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ГЭИ, 1960. – 368 с.
3. Комиссарова, Е.Д. Электрические системы и сети. Расчёты режимов электрических сетей: текст лекций для студентов-заочников / Е.Д. Комиссарова, В.П. Долинин. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 63 с.
4. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы: учебное пособие / Н.А. Мельников. – 2-е изд., стер. – М.: Энергия, 1975. – 463 с.
5. Расчёт и анализ режимов работы сетей / под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1974. – 336 с.
6. Электрические системы. Электрические сети: учебник / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.
7. Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Правила устройства электроустановок / Федер. служба по экол., технол. и атом. контролю. – 7-е изд., стер. переизд. – СПб.: ДЕАН, 2008. – 701 с.
9. Справочник по проектированию электрических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
10. Электротехнический справочник. Т. 1: Общие вопросы. Электротехнические материалы / Б.Я. Жуховицкий и др.: в 4 т.; под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 439 с.
11. Электротехнический справочник. Т. 2: Электротехнические изделия и устройства / подгот. Э.Т. Ларина и др.: в 4 т.; под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 517 с.
12. Электротехнический справочник. Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии / подгот. Е.А. Волкова и др.: в 4 т. / под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд., стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 963 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Варианты заданий

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
1	1. Город и крупная промышленность	70	0,59	0	0	120
	2. Автозавод	20	0,42	0	65	
	3. Угольная шахта	15	0,33	0	120	
	4. Коксохимический завод	30	0,33	50	120	
	5. Химический комбинат	25	0,39	60	70	
	6. Система			120	70	
2	1. Крупный город	100	0,59	0	0	150
	2. Угольная шахта	10	0,39	30	60	
	3. Цветная металлургия	50	0,42	60	30	
	4. Автозавод	30	0,39	70	180	
	5. Город	70	0,39	100	150	
	6. Система			80	90	
3	1. Крупный город	75	0,59	0	0	120
	2. Автозавод	20	0,33	50	0	
	3. Машзавод	20	0,39	120	0	
	4. Электротяга	25	0,42	120	50	
	5. Химический комбинат	45	0,45	70	60	
	6. Система			70	120	
4	1. Город и крупная промышленность	75	0,59	80	180	150
	2. Ферросплавный завод	40	0,39	0	0	
	3. Угольная шахта	30	0,42	80	60	
	4. Тракторный завод	30	0,33	15	60	
	5. Машзавод	25	0,33	135	90	
	6. Система			90	0	
5	1. Город и крупная промышленность	80	0,59	20	120	120
	2. Автозавод	30	0,39	0	0	
	3. Электротяга	15	0,33	105	50	
	4. Машзавод	25	0,33	70	110	
	5. Город	35	0,42	120	110	
	6. Система			70	70	
6	1. Крупный город	85	0,59	60	0	120
	2. Угольная шахта	20	0,45	0	0	
	3. Бумажный комбинат	15	0,42	0	110	
	4. Текстильный комбинат	25	0,39	50	110	
	5. Алюминиевый комбинат	60	0,39	60	150	
	6. Система			90	90	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
7	1. Город и крупная промышленность	50	0,59	30	0	90
	2. Угольная шахта	17	0,42	0	40	
	3. Автозавод	40	0,33	70	20	
	4. Бумажный комбинат	10	0,39	80	70	
	5. Цветная металлургия	30	0,42	130	70	
	6. Система			135	120	
8	1. Город	60	0,59	70	0	90
	2. Ферросплавный завод	60	0,33	0	30	
	3. Электродный завод	25	0,39	90	40	
	4. Тракторный завод	55	0,33	50	100	
	5. Электротяга	18	0,45	120	80	
	6. Система			10	120	
9	1. Крупный город	60	0,59	60	85	90
	2. Цветная металлургия	20	0,42	0	0	
	3. Металлургический завод	90	0,39	85	0	
	4. Машзавод	25	0,42	70	30	
	5. Текстильный комбинат	15	0,45	20	80	
	6. Система			130	0	
10	1. Крупный город	70	0,59	0	0	150
	2. Завод сельхозмашин	20	0,42	35	50	
	3. Станкостроительный завод	25	0,33	40	0	
	4. Электротяга	25	0,45	80	50	
	5. Угольная шахта	30	0,48	130	65	
	6. Система			150	100	
11	1. Город	50	0,51	20	60	120
	2. Химический комбинат	30	0,42	0	0	
	3. Алюминиевый комбинат	55	0,39	70	30	
	4. Автозавод	30	0,33	45	110	
	5. Судоверфь	20	0,45	95	70	
	6. Система			135	55	
12	1. Город	50	0,50	150	70	90
	2. Машзавод	25	0,33	160	0	
	3. Металлургический завод	40	0,42	10	0	
	4. Крупный город	60	0,42	60	0	
	5. Коксохимический завод	30	0,33	120	30	
	6. Система			0	70	
13	1. Крупный город	50	0,60	80	150	90
	2. Абразивный завод	35	0,33	0	0	
	3. Электрометаллургический комбинат	90	0,33	0	60	
	4. Электротяга	20	0,48	40	70	
	5. Станкостроительный завод	15	0,42	120	100	
	6. Система			55	30	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
14	1. Крупный город	70	0,50	40	60	120
	2. Химический комбинат	35	0,42	0	0	
	3. Электродный завод	40	0,39	90	120	
	4. Цветная металлургия	50	0,45	50	30	
	5. Машзавод	30	0,33	120	10	
	6. Система			100	60	
15	1. Крупный город	80	0,52	0	0	130
	2. Ферросплавный завод	60	0,33	60	20	
	3. Судоверфь	20	0,42	120	30	
	4. Электротяга	10	0,39	20	80	
	5. Угольная шахта	12	0,39	120	130	
	6. Система			120	70	
16	1. Металлургический завод	100	0,59	0	0	160
	2. Город	80	0,48	30	60	
	3. Машзавод	30	0,33	40	80	
	4. Судоверфь	20	0,42	70	80	
	5. Торфоразработка	10	0,39	100	20	
	6. Система			40	10	
17	1. Город	50	0,58	0	0	90
	2. Абразивный завод	30	0,33	70	100	
	3. Угольная шахта	10	0,45	40	40	
	4. Текстильный комбинат	25	0,42	0	70	
	5. Цветная металлургия	45	0,39	100	160	
	6. Система			50	150	
18	1. Крупный промышленный город	90	0,51	55	160	150
	2. Крупный город	60	0,42	30	0	
	3. Угольная шахта	20	0,33	35	50	
	4. Цветная металлургия	30	0,39	0	100	
	5. Судоверфь	15	0,42	70	115	
	6. Система			80	60	
19	1. Город	60	0,52	10	115	90
	2. Металлургический завод	60	0,33	0	0	
	3. Машзавод	25	0,39	0	60	
	4. Трубный завод	20	0,42	40	100	
	5. Электротяга	15	0,39	65	55	
	6. Система			120	15	
20	1. Крупный город	75	0,55	50	95	150
	2. Машзавод	35	0,39	0	40	
	3. Вагоноремонтный завод	25	0,42	20	0	
	4. Угольная шахта	10	0,48	30	50	
	5. Тракторный завод	40	0,33	100	90	
	6. Система			80	15	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
21	1. Ферросплавный завод	100	0,55	55	125	150
	2. Вагоноремонтный завод	30	0,33	10	180	
	3. Алюминиевый комбинат	45	0,42	0	50	
	4. Торфоразработка	10	0,39	100	180	
	5. Автозавод	30	0,33	65	70	
	6. Система			0	0	
22	1. Крупный город	90	0,55	110	35	150
	2. Metallургический завод	80	0,42	50	10	
	3. Машзавод	25	0,55	0	0	
	4. Угольная шахта	20	0,42	30	60	
	5. Коксохимический завод	40	0,39	70	85	
	6. Система			55	125	
23	1. Крупный город	100	0,60	55	150	160
	2. Электротяга	20	0,39	0	50	
	3. Машзавод	30	0,36	0	110	
	4. Автозавод	35	0,33	20	0	
	5. Судоверфь	30	0,42	50	85	
	6. Система			100	10	
24	1. Крупный промышленный город	80	0,55	0	0	130
	2. Химический комбинат	30	0,42	0	55	
	3. Цветная металлургия	60	0,36	50	40	
	4. Машзавод	35	0,33	50	100	
	5. Крупный город	50	0,33	60	150	
	6. Система			105	155	
25	1. Город и крупная промышленность	80	0,55	80	120	130
	2. Алюминиевый комбинат	60	0,39	0	0	
	3. Вагоностроительный завод	15	0,33	10	100	
	4. Metallургический комбинат	55	0,42	40	90	
	5. Город	50	0,36	100	50	
	6. Система			20	60	
26	1. Крупный промышленный город	140	0,55	60	70	180
	2. Угольная шахта	30	0,36	0	0	
	3. Машзавод	30	0,33	0	80	
	4. Коксохимический завод	30	0,42	70	110	
	5. Автозавод	50	0,39	70	160	
	6. Система			120	170	
27	1. Крупный промышленный город	120	0,55	20	70	180
	2. Цветная металлургия	60	0,42	0	0	
	3. Автозавод	30	0,33	75	75	
	4. Крупный город	70	0,39	110	110	
	5. Химический комбинат	60	0,39	60	30	
	6. Система			110	30	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
28	1. Крупный город	90	0,56	20	70	150
	2. Угольная шахта	20	0,42	0	0	
	3. Химический комбинат	45	0,42	60	110	
	4. Машзавод	20	0,33	75	75	
	5. Автозавод	30	0,45	60	30	
	6. Система			110	30	
29	1. Город	50	0,50	70	100	90
	2. Абразивный завод	30	0,33	20	0	
	3. Угольная шахта	15	0,42	0	60	
	4. Текстильный комбинат	30	0,45	40	70	
	5. Цветная металлургия	50	0,33	100	160	
	6. Система			50	150	
30	1. Крупный промышленный город	120	0,55	0	0	180
	2. Судоверфь	25	0,39	0	55	
	3. Машзавод	30	0,42	25	100	
	4. Угольная шахта	20	0,39	55	30	
	5. Цветная металлургия	60	0,36	80	130	
	6. Система			90	75	
31	1. Металлургический завод	80	0,55	60	0	150
	2. Машзавод	20	0,33	0	0	
	3. Крупный город	80	0,42	65	40	
	4. Угольная шахта	15	0,39	50	90	
	5. Коксохимический завод	35	0,36	100	75	
	6. Система			30	60	
32	1. Крупный промышленный город	90	0,57	30	30	150
	2. Цветная металлургия	80	0,42	0	0	
	3. Крупный промышленный город	60	0,55	0	60	
	4. Автозавод	30	0,39	70	70	
	5. Химический комбинат	70	0,33	70	130	
	6. Система			20	125	
33	1. Крупный город	90	0,55	20	50	150
	2. Угольная шахта	25	0,45	0	0	
	3. Химический комбинат	30	0,33	30	100	
	4. Машзавод	30	0,42	0	105	
	5. Автозавод	35	0,39	55	45	
	6. Система			110	5	
34	1. Город и крупная промышленность	90	0,52	0	0	120
	2. Автозавод	20	0,39	70	20	
	3. Угольная шахта	15	0,42	25	70	
	4. Коксохимический завод	35	0,39	75	90	
	5. Химический комбинат	25	0,33	35	130	
	6. Система			0	125	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
35	1. Крупный город	70	0,55	70	10	120
	2. Станкостроительный завод	40	0,39	30	120	
	3. Электротяга	20	0,42	30	60	
	4. Завод сельхозмашин	10	0,33	0	0	
	5. Угольная шахта	30	0,39	70	150	
	6. Система			0	160	
36	1. Город	80	0,53	60	10	120
	2. Ферросплавный завод	50	0,39	10	0	
	3. Электродный завод	35	0,36	60	70	
	4. Электротяга	10	0,42	0	70	
	5. Тракторный завод	60	0,39	70	135	
	6. Система			15	125	
37	1. Крупный город	90	0,53	90	0	120
	2. Металлургический завод	40	0,39	50	10	
	3. Машзавод	25	0,33	0	20	
	4. Коксохимический завод	30	0,36	120	50	
	5. Город	50	0,42	70	75	
	6. Система			40	80	
38	1. Электрометаллургический комбинат	120	0,55	0	70	180
	2. Крупный город	50	0,42	40	90	
	3. Абразивный завод	35	0,39	0	0	
	4. Электротяга	15	0,39	80	120	
	5. Станкостроительный завод	25	0,36	100	50	
	6. Система			120	10	
39	1. Город	90	0,55	0	50	150
	2. Машзавод	40	0,33	60	50	
	3. Цветная металлургия	70	0,36	10	100	
	4. Электротяга	15	0,39	90	10	
	5. Сельское хозяйство	20	0,42	120	80	
	6. Система			100	100	
40	1. Город	60	0,55	10	60	90
	2. Ферросплавный завод	35	0,39	30	30	
	3. Алюминиевый комбинат	50	0,39	35	85	
	4. Электротяга	15	0,33	0	0	
	5. Угольная шахта	10	0,36	90	70	
	6. Система			50	50	
41	1. Крупный город	80	0,55	77	70	120
	2. Химический комбинат	25	0,39	10	100	
	3. Машзавод	30	0,39	40	15	
	4. Судоверфь	25	0,35	0	0	
	5. Бумажный комбинат	40	0,39	100	35	
	6. Система			20	50	

Продолжение прил. 1

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	$tg\varphi$	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
42	1. Город и крупная промышленность	85	0,50	0	0	120
	2. Угольная шахта	10	0,33	40	100	
	3. Мебельная фабрика	25	0,36	20	40	
	4. Торфоразработка	15	0,39	100	100	
	5. Автозавод	35	0,33	60	10	
	6. Система			65	55	
43	1. Трубопрокатный завод	90	0,55	50	0	150
	2. Нефтеперерабатывающий завод	25	0,33	85	0	
	3. Тракторный завод	35	0,36	0	20	
	4. Завод дорожных машин	35	0,33	60	50	
	5. Металлургический завод	70	0,39	25	10	
	6. Система			25	50	
44	1. Промышленный город	70	0,55	85	55	120
	2. Молокозавод	10	0,39	30	80	
	3. Угольная шахта	15	0,33	10	0	
	4. Текстильный комбинат	25	0,39	70	95	
	5. Радиозавод	35	0,36	50	25	
	6. Система			20	50	
45	1. Промышленный город	95	0,55	20	50	150
	2. Электрометаллургический комбинат	45	0,33	90	35	
	3. Электротяга	15	0,36	55	40	
	4. Город	30	0,39	25	95	
	5. Автозавод	30	0,33	0	0	
	6. Система			50	80	
46	1. Крупный промышленный город	90	0,55	0	35	150
	2. Коксохимический завод	60	0,33	20	0	
	3. Тракторный завод	35	0,36	40	50	
	4. Абразивный завод	30	0,39	90	35	
	5. Электротяга	15	0,33	90	70	
	6. Система			60	30	
47	1. Крупный город	90	0,56	0	60	120
	2. Металлургический завод	40	0,39	15	35	
	3. Автозавод	30	0,33	30	90	
	4. Угольная шахта	15	0,36	85	0	
	5. Текстильный комбинат	30	0,39	85	50	
	6. Система			45	50	
48	1. Крупный город	90	0,55	30	20	150
	2. Судоверфь	35	0,33	85	50	
	3. Электромашиностроительный завод	35	0,36	70	0	
	4. Бумажный комбинат	20	0,33	90	90	
	5. Электrolамповый завод	30	0,39	0	50	
	6. Система			60	60	

Вариант	Номер и название потребителя	$P_{П}$, МВт	tgφ	X, км	Y, км	$P_{Г}$, МВт
49	1. Крупный город	150	0,55	90	20	240
	2. Электрометаллургический комбинат	60	0,39	60	0	
	3. Цинковый завод	50	0,36	0	70	
	4. Судоверфь	15	0,35	70	65	
	5. Электротяга	10	0,39	35	60	
	6. Система			35	30	
50	1. Город	50	0,59	40	40	90
	2. Химическое машиностроение	35	0,39	0	50	
	3. Электроаппаратный завод	30	0,36	60	0	
	4. Текстильный комбинат	25	0,33	40	95	
	5. Электротяга	15	0,42	95	50	
	6. Система			70	65	
51	1. Город и крупная промышленность	90	0,45	40	0	150
	2. Угольная шахта	20	0,31	80	0	
	3. Тракторный завод	40	0,32	0	60	
	4. Машиностроительный завод	35	0,43	60	50	
	5. Metallургический завод	65	0,44	20	20	
	6. Система			30	50	
52	1. Город	60	0,52	80	50	120
	2. Электротяга	15	0,41	40	80	
	3. Судоверфь	10	0,35	20	0	
	4. Текстильный комбинат	25	0,42	70	100	
	5. Коксохимический завод	30	0,35	50	30	
	6. Система			30	50	
53	1. Город и крупная промышленность	65	0,54	10	0	120
	2. Бумажный комбинат	25	0,45	0	60	
	3. Угольная шахта	12	0,31	30	100	
	4. Химический комбинат	30	0,31	50	120	
	5. Коксохимический завод	28	0,37	60	70	
	6. Система			100	65	
54	1. Крупный город	90	0,55	0	0	150
	2. Угольная шахта	15	0,35	40	40	
	3. Цветная металлургия	45	0,41	60	30	
	4. Абразивный завод	35	0,38	80	170	
	5. Metallургический завод	60	0,38	100	130	
	6. Система			80	80	
55	1. Город	75	0,58	0	20	120
	2. Машзавод	25	0,34	40	0	
	3. Автозавод	15	0,38	110	0	
	4. Электротяга	20	0,41	100	45	
	5. Metallургический завод	35	0,41	70	60	
	6. Система			50	110	

Контрольные вопросы

1. Выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети

1.1. Каков диапазон значений мощностей линий P , для которого справедлива формула Стилла?

- а) $P > 10$ МВт.
- б) $10 < P < 100$ МВт.
- в) $P < 60$ МВт.
- г) $10 < P < 300$ МВт.
- д) $P < 160$ МВт.

1.2. Каков диапазон значений длин линий L , для которого справедлива формула Стилла?

- а) $L > 10$ км.
- б) $10 < L < 100$ км.
- в) $L < 60$ км.
- г) $10 < L < 100$ км.
- д) $L < 250$ км.

1.3. Какие параметры проектируемой сети используются в качестве аргументов в формуле Стилла?

- а) Длина линии L .
- б) Активное сопротивление линии R .
- в) Реактивное сопротивление линии X .
- г) Количество цепей линии n .
- д) Полная мощность линии S .

1.4. Какие параметры проектируемой линии используются в качестве аргументов в формуле Стилла?

- а) Активное сопротивление линии R .
- б) Длина линии L .
- в) Активная мощность линии P .
- г) Полное сопротивление линии Z .
- д) Полная мощность линии S .

1.5. Какие данные необходимо подготовить для расчёта данного раздела на ЭВМ?

- а) Схему электрической сети.
- б) Таблицу активных сопротивлений линий.
- в) Таблицу реактивных сопротивлений линий.
- г) Таблицу координат X, Y узлов сети.
- д) Таблицу активных мощностей нагрузок узлов.

1.6. Как правильно обозначаются узлы в схеме электрической сети, по которой производится расчёт на ЭВМ?

- а) Произвольно, любыми числами натурального ряда чисел.
- б) Числами натурального ряда, начиная с 1.
- в) Числами натурального ряда, начиная с 0.
- г) Только буквами латинского алфавита.
- д) Только буквами русского алфавита.

1.7. Как обозначаются ветви на схеме электрической сети, по которой производится расчёт на ЭВМ?

- а) Произвольно, любыми числами натурального ряда чисел.
- б) Числами натурального ряда, начиная с 1.
- в) Числами натурального ряда, начиная с 0.
- г) Только буквами русского алфавита.
- д) Только буквами латинского алфавита.

1.8. Какие из перечисленных ниже значений номинальных напряжений отнесены к стандартным для сетей России?

- а) 6 кВ.
- б) 10 кВ.
- в) 63 кВ.
- г) 35 кВ.
- д) 110 кВ.

1.9. Какие из перечисленных ниже значений номинальных напряжений отнесены к стандартным для сетей России?

- а) 35 кВ.
- б) 110 кВ.
- в) 138 кВ.
- г) 220 кВ.
- д) 330 кВ.

1.10. На какие категории по надёжности (бесперебойности) электро-снабжения делятся потребители электрической энергии?

- а) I категории.
- б) II категории.
- в) III категории.
- г) IV категории.
- д) V категории.

1.11. Каким образом должны обеспечиваться электроэнергией потребители I категории надёжности?

- а) Должны обеспечиваться от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- б) Рекомендуются обеспечивать от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- в) Должны обеспечиваться от трёх независимых источников питания.

- г) Могут обеспечиваться от одного источника питания при наличии складского резерва трансформаторов.
- д) Обязательно наличие третьего дополнительного автономного источника питания.

1.12. Каким образом должны обеспечиваться электроэнергией потребители II категории надёжности?

- а) Должны обеспечиваться от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- б) Рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- в) Должны обеспечиваться от трёх независимых источников питания.
- г) Допускается питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединённых к одному общему аппарату.
- д) Допускается питание от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности его замены за время не свыше 1 суток.

1.13. Каким образом должны обеспечиваться электроэнергией потребители III категории надёжности?

- а) Должны обеспечиваться от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- б) Рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.
- в) Должны обеспечиваться от трёх независимых источников питания.
- г) Должны обеспечиваться от одного источника питания, если перерыв в электроснабжении, необходимый для ремонта и замены, не превышает 1 суток.
- д) Должны обеспечиваться от одного источника питания, если перерыв в электроснабжении, необходимо для ремонта и замены, не превышает 2 суток.

1.14. Каково допускаемое время перерыва в электроснабжении потребителей I категории надёжности?

- а) Вообще не допускается перерыва в электроснабжении.
- б) Допускается перерыв на время автоматического восстановления питания.
- в) Допускается перерыв на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.
- г) Допускается перерыв на время ремонта оборудования, но не свыше 1 суток.

д) Допускается перерыв на время ремонта оборудования, но не свыше 1 часа.

1.15. Каково допускаемое время перерыва в электроснабжении потребителей II категории надёжности?

а) Вообще не допускается перерыва в электроснабжении.

б) Допускается перерыв на время автоматического восстановления питания.

в) Допускается перерыв на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

г) Допускается перерыв на время ремонта оборудования, но не свыше 1 суток.

д) Допускается перерыв на время ремонта оборудования, но не свыше 1 часа.

1.16. Каково допускаемое время перерыва в электроснабжении потребителей III категории надёжности?

а) Вообще не допускается перерыва в электроснабжении.

б) Допускается перерыв на время автоматического восстановления питания.

в) Допускается перерыв на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

г) Допускается перерыв на время ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, но не больше 1 суток.

д) Допускается перерыв на время ремонта оборудования, но не свыше 1 часа.

1.17. Электроприемники каких категорий в соответствии с ПУЭ должны питаться от двух независимых источников?

а) Только I.

б) Только II.

в) Только III.

г) Только I и II.

д) Любой.

1.18. Электроприемники каких категорий в соответствии с ПУЭ должны питаться от трёх независимых источников?

а) Только I.

б) Только I особая группа.

в) Только III.

г) Только II и III.

д) Любой.

1.19. Электроприемники каких категорий в соответствии с ПУЭ могут питаться от одного источника?

а) Только I.

- б) Только II.
- в) Только III.
- г) Только I и II.
- д) Любой.

1.20. При выполнении данного раздела на ЭВМ надо ввести активные мощности нагрузок узлов и в том числе узла, где территориально совмещены ТЭЦ и потребитель. Как определяется нагрузка данного узла P , если известны мощности генераторов ТЭЦ – P_G , собственных нужд – $P_{С.Н}$ и потребителя – $P_{П}$?

- а) $P = P_{П}$.
- б) $P = P_G - P_{С.Н}$.
- в) $P = P_G - P_{С.Н} + P_{П}$.
- г) $P = P_G - P_{С.Н} - P_{П}$.
- д) $P = -(P_G - P_{С.Н} - P_{П})$.

1.21. Для проектируемой линии по формуле Стилла получено значение рационального напряжения $U = 119,2$ кВ. Какое следует выбрать номинальное напряжение для линии?

- а) 119,2 кВ.
- б) 110 кВ.
- в) 150 кВ.
- г) 119 кВ.
- д) 220 кВ.

1.22. Для проектируемой линии по формуле Стилла получено значение рационального напряжения $U = 95,7$ кВ. Какое следует выбрать номинальное напряжение для линии?

- а) 95,7 кВ.
- б) 96 кВ.
- в) 150 кВ.
- г) 110 кВ.
- д) 35 кВ.

1.23. Определите варианты ответа с правильной формой записи формулы Стилла, L – длина линии, P – активная мощность в линии, n – количество цепей линии.

- а) $U(\text{кВ}) = 5,44\sqrt{L(\text{км}) + 16P(\text{кВт}) / n}$.
- б) $U(\text{кВ}) = 3,34\sqrt{L(\text{км}) + 16P(\text{МВт}) / n}$.
- в) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{L(\text{км}) + 0,016P(\text{кВт}) / n}$.
- г) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{L(\text{км}) + 0,016P(\text{МВт}) / n}$.
- д) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{L(\text{км}) + 16P(\text{МВт}) / n}$.

1.24. По двухцепной линии электрической сети длиной 23 км передаётся активная мощность 17 МВт. По формуле Стилла определяется ра-

циональное напряжение линии. Определите правильные варианты использования формулы Стилла.

а) $U(\text{кВ}) = 5,44\sqrt{23 + 16 \cdot 17 / 2}$.

б) $U(\text{кВ}) = 3,34\sqrt{23 + 16 \cdot 17}$.

в) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{23 + 0,016 \cdot 17 / 2}$.

г) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{23 + 0,016 \cdot 17}$.

д) $U(\text{кВ}) = 4,34\sqrt{23 + 16 \cdot 17 / 2}$.

1.25. Какие номинальные напряжения могут иметь секции шин районной подстанции, связывавшей рассматриваемый объект проектирования с системой бесконечной мощности, в рамках данного курсового проекта?

а) 10 кВ.

б) 35 кВ.

в) 110 кВ.

г) 150 кВ.

д) 220 кВ.

1.26. При реконструкции сети осуществляется её перевод на более высокую ступень напряжения без изменения сечения проводов. Как при этом изменятся потери мощности и напряжения в сети?

а) Потери мощности увеличатся.

б) Потери мощности уменьшатся.

в) Потери напряжения увеличатся.

г) Потери напряжения уменьшатся.

д) Потери мощности и напряжения не изменятся.

1.27. Проектируемая сеть включает в себя 3 линии (ветви) и 4 узла. Источник питания подключён к узлу 1. В узлах 2,3,4 подключены одинаковые нагрузки с мощностью $P = 10$ МВт. Ветвь 1: начало-1, конец-2. Ветвь 2: начало-2, конец-3. Ветвь 3: начало-3, конец-4. Определите поток мощности в ветви 2.

а) $P = 10$ МВт.

б) $P = 20$ МВт.

в) $P = 30$ МВт.

г) $P = 40$ МВт.

д) $P = 50$ МВт.

1.28. Проектируемая сеть включает в себя 3 линии (ветви) и 4 узла. Источник питания подключён к узлу 1. В узлах 2,3,4 подключены одинаковые нагрузки с мощностью $P = 10$ МВт. Ветвь 1: начало-1, конец-2. Ветвь 2: начало-2, конец-3. Ветвь 3: начало-3, конец-4. Определите поток мощности в ветви 1.

а) $P = 10$ МВт.

б) $P = 20$ МВт.

в) $P = 30$ МВт.

г) $P = 40$ МВт.

д) $P = 50$ МВт.

1.29. Проектируемая сеть включает в себя 4 линии (ветви) и 4 узла, источник питания подключён к узлу 1. В узлах 2,3,4 подключены одинаковые нагрузки с мощностью $P = 10$ МВт. Ветвь 1: начало-1, конец-2. Ветвь 2: начало-2, конец-3. Ветвь 3: начало-3, конец-4, Ветвь 4: начало-4, конец-1. Длины всех линий равны 10 км. Определите поток мощности в ветви 1.

а) $P = 10$ МВт.

б) $P = 20$ МВт.

в) $P = 15$ МВт.

г) $P = 30$ МВт.

д) $P = -17$ МВт.

1.30. Проектируемая сеть включает в себя 4 линии (ветви) и 4 узла, источник питания подключён к узлу 1. В узлах 2,3,4 подключены одинаковые нагрузки с мощностью $P = 10$ МВт. Ветвь 1: начало-1, конец-2. Ветвь 2: начало-2, конец-3. Ветвь 3: начало-3, конец-4, Ветвь 4: начало-4, конец-1. Длины всех линий равны 10 км. Определите поток мощности в ветви 4.

а) $P = 10$ МВт.

б) $P = 20$ МВт.

в) $P = 30$ МВт.

г) $P = -20$ МВт.

д) $P = -15$ МВт.

2. Выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях

2.1. Какие факторы определяют выбор количества трансформаторов на подстанциях потребителей? Предполагается, что всегда есть возможность выбрать необходимый габарит трансформатора.

а) График нагрузки подстанции.

б) Величины коэффициентов загрузки и перегрузки трансформаторов.

в) Требуемая надёжность электроснабжения потребителей.

г) Номинальное напряжения сети.

д) Экономическая целесообразность.

2.2. Как определяется приведённая мощность подстанции?

а) Как мощность нагрузки, питающейся с данной подстанции.

б) Как сумма мощностей нагрузки и потерь в трансформаторе.

в) Как мощность потерь в трансформаторе.

г) Как сумма мощностей нагрузки и зарядных мощностей линий, подсоединённых к подстанции.

д) Как сумма мощностей нагрузки, потерь в трансформаторе и зарядных мощностей линий, подсоединённых к подстанции.

2.3. Какие факторы определяют выбор типа и номинальной мощности трансформаторов на подстанциях потребителей?

- а) Нагрузка потребителя в часы максимума энергосистемы.
- б) Номинальное напряжение проектируемой сети.
- в) Величины коэффициентов загрузки и послеаварийной перегрузки трансформаторов.
- г) Максимальная мощность потребителя.
- д) Количество устанавливаемых на подстанции трансформаторов.

2.4. Как изменяется коэффициент загрузки трансформаторов при увеличении числа трансформаторов одной и той же номинальной мощности с одного до двух? При увеличении числа трансформаторов нагрузку подстанции считать неизменной.

- а) Увеличивается в 2 раза.
- б) Уменьшается в 4 раза.
- в) Уменьшается в 2 раза.
- г) Не изменяется.
- д) Увеличивается в 4 раза.

2.5. Как изменяется коэффициент загрузки трансформаторов при увеличении числа трансформаторов одной и той же номинальной мощности с двух до трёх? При увеличении числа трансформаторов нагрузку подстанции считать неизменной.

- а) Увеличивается в 1,5 раза,
- б) Уменьшается в 3 раза.
- в) Увеличивается в 3 раза.
- г) Не изменяется.
- д) Уменьшается в 1,5 раза.

2.6. Как изменяется коэффициент перегрузки трансформаторов при увеличении числа трансформаторов одной и той же номинальной мощности с двух до трёх? При увеличении числа трансформаторов нагрузку подстанции считать неизменной, а перегрузка возникает из-за аварийного отключения одного из трансформаторов.

- а) Уменьшается в 1,5 раза.
- б) Увеличивается в 1,5 раза.
- в) Не изменяется.
- г) Уменьшается в 2 раза.
- д) Увеличивается в 2 раза.

2.7. На подстанции в нормальном режиме работают три трансформатора с номинальной мощностью $S_H = 25$ МВА каждый. Нагрузка подстанции $S_{II} = 60$ МВА. Определить коэффициент загрузки k_3 в нормальном режиме работы подстанции и коэффициент перегрузки k_{II} при аварийном отключении одного из трансформаторов.

- а) $k_3 = 0,6$.
- б) $k_3 = 0,8$.

- в) $k_{\Pi} = 1,6$.
- г) $k_{\Pi} = 2,4$.
- д) $k_{\Pi} = 1,2$.

2.8. Какие каталожные данные используются при определении активного сопротивления схемы замещения трансформатора?

- а) Номинальное напряжение.
- б) Напряжение короткого замыкания.
- в) Ток холостого хода.
- г) Потери короткого замыкания.
- д) Номинальная мощность.

2.9. Какие каталожные данные используются при определении реактивного сопротивления рассеяния схемы замещения трансформатора?

- а) Номинальная мощность.
- б) Ток холостого хода.
- в) Потери холостого хода.
- г) Номинальное напряжение.
- д) Напряжение короткого замыкания.

2.10. Какие каталожные данные используются при определении реактивной проводимости схемы замещения трансформатора?

- а) Номинальное напряжение.
- б) Ток холостого хода.
- в) Потери короткого замыкания.
- г) Номинальная мощность.
- д) Потеря холостого хода.

2.11. Какие каталожные данные используются при определении активной проводимости схемы замещения трансформатора?

- а) Номинальное напряжение.
- б) Ток холостого хода.
- в) Потери холостого хода.
- г) Номинальная мощность.
- д) Напряжение короткого замыкания.

2.12. Укажите те четыре параметра, которые содержит схема замещения трансформатора. Обозначения: r – активное сопротивление; x_L – индуктивное сопротивление; x_C – ёмкостное сопротивление; b_L – индуктивная проводимость; b_C – ёмкостная проводимость; g – активная проводимость.

- а) r, x_L, b_C, g .
- б) r, x_C, b_L, g .
- в) r, x_C, b_L, b_C .
- г) r, x_L, b_L, g .
- д) r, x_L, b_L, b_C .

2.13. Почему вторичные обмотки трансформаторов выполняются расщепленными?

- а) Для увеличения индуктивной проводимости ветви намагничивания.
- б) Для уменьшения индуктивного сопротивления рассеяния.
- в) Для увеличения индуктивного сопротивления рассеяния.
- г) Для уменьшения индуктивной проводимости ветви намагничивания.
- д) Для уменьшения активного сопротивления обмоток.

2.14. Каждому из ниже приведённых значений коэффициентов загрузки трансформатора k_3 соответствует определённая номинальная мощность выбираемого трансформатора двухтрансформаторной подстанции потребителя. Трансформатор с каким значением k_3 следует выбрать?

- а) $k_3 = 0,4$.
- б) $k_3 = 1$.
- в) $k_3 = 1,4$.
- г) $k_3 = 0,68$.
- д) $k_3 = 0,8$.

2.15. Соотношение мощностей обмоток высокого, среднего и низкого напряжений трёхобмоточного трансформатора составляет 100/66,7/100 соответственно. Какое из приведённых соотношений между активными сопротивлениями обмоток является правильным? Обозначения: R_B , R_C , R_H – активные сопротивления соответственно обмоток высокого, среднего и низкого напряжений. Все сопротивления приведены к одной ступени напряжения.

- а) $R_B = R_C = R_H$.
- б) $R_B = R_C$; $R_H = 1,5R_B$.
- в) $R_B = R_H$; $R_C = 0,667R_B$.
- г) $R_B = R_H$; $R_C = 1,5R_B$.
- д) $R_B = R_H$; $R_C = 0,333R_B$.

2.16. Соотношение мощностей обмоток высокого, среднего и низкого напряжений трёхобмоточного трансформатора составляет 100/100/66,7 соответственно. Какое из приведённых соотношений между активными сопротивлениями обмоток является правильным? Обозначения: R_B , R_C , R_H – активные сопротивления соответственно обмоток высокого, среднего и низкого напряжений. Все сопротивления приведены к одной ступени напряжения.

- а) $R_B = R_C = R_H$.
- б) $R_B = R_C$; $R_H = 1,5R_B$.
- в) $R_B = R_C$; $R_H = 0,667R_B$.
- г) $R_B = R_H$; $R_C = 1,5R_B$.
- д) $R_B = R_C$; $R_H = 0,333R_B$.

2.17. Какие параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора определяются по данным опыта короткого замыкания?

- а) g_T – активная проводимость.

- б) r_T – активное сопротивление.
- в) x_T – реактивное сопротивление.
- г) b_T – реактивная проводимость.
- д) $y_T = \sqrt{g_T^2 + b_T^2}$ – полная проводимость.

2.18. Какие параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора определяются по данным опыта холостого хода?

- а) g_T – активная проводимость.
- б) r_T – активное сопротивление.
- в) x_T – реактивное сопротивление.
- г) b_T – реактивная проводимость.
- д) $y_T = \sqrt{g_T^2 + b_T^2}$ – полная проводимость.

2.19. Тип трансформатора: ТДЦТН. Какие из перечисленных ниже технических данных соответствуют трансформатору этого типа?

- а) Трансформатор двухобмоточный.
- б) Трансформатор, имеющий масляное охлаждение с дутьём и принудительной циркуляцией масла.
- в) Трансформатор трёхобмоточный.
- г) Трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).
- д) Трансформатор без регулирования напряжения под нагрузкой (трансформатор с ПБВ).

2.20. По какой формуле определяется мощность трансформаторов S_T , устанавливаемых на ТЭЦ? Обозначения: $\dot{S}_Г$, $\dot{S}_{С.Н}$ – мощности генераторов и соответственно собственных нужд ТЭЦ; $\dot{S}_{МИН}$, $\dot{S}_{МАКС}$ – мощности потребителя минимальная и соответственно мощность потребителя в моменты максимума системы.

- а) $S_T = \left| \dot{S}_Г - \dot{S}_{С.Н} - 0,25\dot{S}_{МИН} \right|$.
- б) $S_T = \left| \dot{S}_Г - \dot{S}_{С.Н} - 0,25\dot{S}_{МАКС} \right|$.
- в) $S_T = \left| \dot{S}_Г - \dot{S}_{С.Н} - \dot{S}_{МИН} \right|$.
- г) $S_T = \left| \dot{S}_Г - \dot{S}_{С.Н} - \dot{S}_{МАКС} \right|$.
- д) $S_T = \left| \dot{S}_Г \right| - \left| \dot{S}_{С.Н} \right| - 0,25 \left| \dot{S}_{МИН} \right|$.

2.21. Какие соотношения между активными и реактивными потерями холостого хода трансформатора в максимальном и минимальном режимах работы сети записаны правильно? Обозначения: $P_{МАКС}$, $Q_{МАКС}$ и $P_{МИН}$, $Q_{МИН}$ – активные и реактивные потери холостого хода в максимальном и соответственно минимальном режимах сети,

- а) $P_{МАКС} > P_{МИН}$.
- б) $P_{МАКС} < P_{МИН}$.

- в) $P_{\text{МАКС}}$ примерно равен $P_{\text{МИН}}$.
- г) $Q_{\text{МАКС}} > Q_{\text{МИН}}$.
- д) $Q_{\text{МАКС}}$ примерно равен $Q_{\text{МИН}}$.

2.22. Какие соотношения между активными и реактивными нагрузочными потерями трансформатора в максимальном и минимальном режимах работы сети записаны правильно? Обозначения: $P_{\text{МАКС}}$, $Q_{\text{МАКС}}$ и $P_{\text{МИН}}$, $Q_{\text{МИН}}$ – активные и реактивные нагрузочные потери в максимальном и соответственно минимальном режимах сети.

- а) $P_{\text{МАКС}} = P_{\text{МИН}}$.
- б) $P_{\text{МАКС}} > P_{\text{МИН}}$.
- в) $P_{\text{МАКС}} < P_{\text{МИН}}$.
- г) $Q_{\text{МАКС}} > Q_{\text{МИН}}$.
- д) $Q_{\text{МАКС}} < Q_{\text{МИН}}$.

2.23. Как определяются потери ΔP_T активной мощности в трансформаторах двухтрансформаторной подстанции при известной нагрузке подстанции? Обозначения: S – нагрузка подстанции; U_H – номинальное напряжение; r_T – активное сопротивление обмоток одного трансформатора; P_K и P_X – потери короткого замыкания и соответственно холостого хода трансформатора.

- а) $\Delta P_T = \frac{(0,5S)^2}{U_H^2} r_T + 0,5P_X$.
- б) $\Delta P_T = 2 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2P_X$.
- в) $\Delta P_T = 2 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 0,5P_X$.
- г) $\Delta P_T = \frac{0,5S^2}{U_H^2} r_T + 2P_X$.
- д) $\Delta P_T = P_K + P_X$.

2.24. Как определяется приведённая мощность $P_{\text{ПР}}$ подстанции с ТЭЦ в курсовом проекте? Обозначения: P_G – активная мощность генераторов; k_3 – коэффициент загрузки генераторов; P_M – активная мощность потребителя, территориально совмещённого с ТЭЦ, в часы максимума системы; ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторах ТЭЦ; $P_{\text{С.Н}}$ – активная мощность собственных нужд ТЭЦ.

- а) $P_{\text{ПР}} = k_3 P_G - P_M + \Delta P_T - P_{\text{С.Н}}$.
- б) $P_{\text{ПР}} = k_3 P_G - 0,25 P_M - \Delta P_T - P_{\text{С.Н}}$.
- в) $P_{\text{ПР}} = k_3 P_G - P_M + \Delta P_T + P_{\text{С.Н}}$.
- г) $P_{\text{ПР}} = k_3 P_G - P_M - \Delta P_T - P_{\text{С.Н}}$.
- д) $P_{\text{ПР}} = k_3 P_G + P_M + \Delta P_T + P_{\text{С.Н}}$.

2.25. На подстанции установлены два одинаковых трансформатора, работающих параллельно. Каждый трансформатор нагружен мощностью S .

По какому выражению определяются потери активной мощности в двух трансформаторах? Обозначения: U_H – номинальное напряжение трансформатора; r_T – активное сопротивление обмоток одного трансформатора; P_x и P_k – потери холостого хода и соответственно короткого замыкания.

а) $2 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 0,5 P_x$.

б) $0,5 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 0,5 P_x$.

в) $0,5 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2 P_x$.

г) $2 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2 P_x$.

д) $2 P_x + 2 P_x$.

2.26. Определить приведённую мощность $S_{ПР}$ ТЭЦ, Обозначения: $S_G = P_G + jQ_G$ – мощность генераторов; k_3 – коэффициент загрузки генераторов; $S_M = P_M + jQ_M$ – мощность потребителя, совмещённого с ТЭЦ, в часы максимума системы; $S_T = P_T + jQ_T$ – потери мощности в трансформаторах ТЭЦ; $S_{С.Н} = P_{С.Н} + jQ_{С.Н}$ – мощность собственных нужд ТЭЦ.

а) $S_{ПР} = (k_3 P_G - P_M + P_T + P_{С.Н}) + j(k_3 Q_G - Q_M + Q_T + Q_{С.Н})$.

б) $S_{ПР} = (k_3 P_G - 0,25 P_M - P_T - P_{С.Н}) + j(k_3 Q_G - 0,25 Q_M - Q_T - Q_{С.Н})$.

в) $S_{ПР} = (k_3 P_G + P_M + P_T + P_{С.Н}) + j(k_3 Q_G + Q_M + Q_T + Q_{С.Н})$.

г) $S_{ПР} = (k_3 P_G - P_M - P_T - P_{С.Н}) + j(k_3 Q_G - Q_M - Q_T - Q_{С.Н})$.

д) $S_{ПР} = (k_3 P_G - P_M + P_T - P_{С.Н}) + j(k_3 Q_G - Q_M + Q_T - Q_{С.Н})$.

2.27. На подстанции установлены три трёхобмоточных трансформатора. В нормальном режиме работы коэффициент загрузки составляет 0,8. Определить коэффициент перегрузки $k_{П}$ трансформаторов, если аварийно отключается один из них, а нагрузка подстанции не изменяется.

а) $k_{П} = 1,1$.

б) $k_{П} = 1,5$.

в) $k_{П} = 1,3$.

г) $k_{П} = 1,2$.

д) $k_{П} = 1,4$.

2.28. На подстанции установлено два одинаковых трансформатора с расщепленными обмотками. Нагрузка подстанции – S , номинальное напряжения сети – U_H , активное сопротивление одной ветви расщепленной обмотки – r_T , активные потери холостого хода одного трансформатора – P_x . Выбрать выражение, по которому определяются активные потери мощности ΔP_T в двух трансформаторах подстанции.

а) $\Delta P_T = 0,5 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2 P_x$.

$$\text{б) } \Delta P_T = 0,25 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 4P_x.$$

$$\text{в) } \Delta P_T = 2 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2P_x.$$

$$\text{г) } \Delta P_T = 0,25 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 2P_x.$$

$$\text{д) } \Delta P_T = 4 \frac{S^2}{U_H^2} r_T + 4P_x.$$

2.29. На ТЭЦ устанавливаются три повышающих трёхобмоточных трансформатора связи с системой с номинальной мощностью $S_H = 40$ МВА каждый. Номинальные напряжения: генераторного напряжения – 10 кВ, системы – 110 кВ, сети среднего напряжения – 35 кВ. Мощность, поступающая от генераторов ТЭЦ – 100 МВА. Мощность нагрузки на стороне 35 кВ – 60 МВА. Мощность, выдаваемая в систему – 40 МВА. Укажите, какой вариант исполнения обмоток высокого, среднего и низкого напряжений следует принять?

а) 100/100/100.

б) 100/67/67.

в) 100/67/100.

г) 67/100/100.

д) 100/100/67.

2.30. На ТЭЦ проектируется установка трёх повышающих трансформаторов связи с системой. При выборе установленной мощности трансформаторов расчётный коэффициент перегрузки трансформаторов в случае отключения одного из них принят равным $k_{II} = 1,4$. Какая величина коэффициента загрузки k_3 трансформаторов при работе подстанции в нормальном режиме будет соответствовать указанному расчётному значению коэффициента перегрузки?

а) $k_3 = 0,7$.

б) $k_3 = 0,65$.

в) $k_3 = 0,82$.

г) $k_3 = 0,93$.

д) $k_3 = 1,0$.

3. Выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов

3.1. Какими факторами определяется величина экономической плотности тока $j_{\text{э}}$?

- а) Напряжением электрической сети.
- б) Временем использования максимальной нагрузки $T_{нб}$.
- в) Коэффициентом мощности.
- г) Максимальным током в линии.
- д) Материалом провода.

3.2. Что такое экономически целесообразное сечение провода $F_{эк}$?

- а) Сечение, при котором капитальные вложения на сооружение линии минимальны.
- б) Сечение, при котором потери электроэнергии минимальны.
- в) Сечение, при котором приведённые затраты минимальны.
- г) Сечение, при котором эксплуатационные расходы минимальны.
- д) Сечение, при котором амортизационные отчисления минимальны.

3.3. Какие показатели нормируются при расчётах за электроэнергию предприятий с энергоснабжающей организацией?

- а) Время использования максимальной нагрузки $T_{нб}$.
- б) Время потерь.
- в) Удельные затраты, связанные с необходимостью расширения электростанций для компенсации потерь мощности в сети (р/кВт).
- г) Максимальная мощность в линии.
- д) Себестоимость электроэнергии на шинах электростанции (р/кВт·ч).

3.4. Как выбирается и по каким техническим условиям проверяется сечение проводов районной электрической сети 35–220 кВ?

- а) По экономической плотности тока $j_э$.
- б) По короне.
- в) По максимальному току в линии.
- г) По максимально допустимым потерям напряжения в линии.
- д) По длине линии.

3.5. При определении какой составляющей приведённых затрат используется время потерь?

- а) Капитальных вложений.
- б) Стоимости потерь электроэнергии.
- в) Амортизационных отчислений.
- г) Отчислений на ремонт и обслуживание линий.
- д) Ущерб от перерыва электропитания потребителей.

3.6. Что входит в приведённые затраты при технико-экономическом сравнении вариантов различных схем электрической сети?

- а) Капитальные вложения на сооружение линий.
- б) Капитальные вложения на сооружение подстанций.
- в) Ежегодные издержки на эксплуатацию линий.
- г) Ежегодные издержки на эксплуатацию подстанций.

д) Ущерб от перерыва электропитания потребителей.

3.7. Какие издержки можно не учитывать в приведённых затратах при сравнении одинаково надёжных вариантов электрической сети?

- а) Капитальные вложения на сооружение линий.
- б) Капитальные вложения на сооружение подстанций.
- в) Ежегодные издержки на эксплуатацию линий.
- г) Ежегодные издержки на эксплуатацию подстанций.
- д) Ущерб от перерыва электропитания потребителей.

3.8. При технико-экономическом сравнении ступени напряжения всех рассматриваемых вариантов электрической сети одинаковы. Какие издержки при этом можно не учитывать при сравнении вариантов?

- а) Капитальные вложения на сооружение линий.
- б) Капитальные вложения на сооружение подстанций.
- в) Ежегодные издержки на эксплуатацию линий.
- г) Ежегодные издержки на эксплуатацию подстанций.
- д) Ущерб от перерыва электропитания потребителей.

3.9. Что входит в издержки на эксплуатацию электрической сети?

- а) Капитальные вложения.
- б) Стоимость потерь электроэнергии.
- в) Амортизационные отчисления.
- г) Отчисления на ремонт и обслуживание сети.
- д) Ущерб от перерыва электропитания потребителей.

3.10. Какие данные необходимы при расчётах на ЭВМ потоков мощности линий в замкнутой электрической сети при технико-экономических расчётах вариантов?

- а) Приведённые активные и реактивные мощности потребителей в максимальном режиме работы сети.
- б) Номера и длины линий.
- в) Данные начал и концов линий.
- г) Таблицу вхождения линий в замкнутый контур.
- д) Приведённые активные и реактивные мощности подстанций при наибольшей заданной нагрузке потребителей.

3.11. Какие данные необходимы при расчётах на ЭВМ потоков мощности линий в разомкнутой электрической сети при технико-экономических расчётах вариантов?

- а) Приведённые активные и реактивные мощности потребителей в максимальном режиме работы сети.
- б) Номера и длины линий.
- в) Данные начал и концов линий.
- г) Таблицу вхождения линий в замкнутый контур.
- д) Приведённые активные и реактивные мощности подстанций при наибольшей заданной нагрузке потребителей.

3.12. По каким формулам рассчитываются ток I в линии и экономически целесообразное сечение проводов $F_{\text{эк}}$? Обозначения в формулах: P , Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии в номинальном режиме; U – номинальное напряжение сети; $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока; n – число цепей.

$$\text{а) } I = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2) / 3}}{U}.$$

$$\text{б) } I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{3U}.$$

$$\text{в) } I = \frac{P + Q}{\sqrt{3}U}.$$

$$\text{г) } F_{\text{эк}} = \frac{j_{\text{э}}}{nI}.$$

$$\text{д) } F_{\text{эк}} = \frac{I}{j_{\text{э}}n}.$$

3.13. Электрическая сеть состоит из 5 участков и содержит один замкнутый контур, в котором 2 линии одноцепные. Все остальные линии имеют по 2 цепи. Сколько послеаварийных режимов нужно рассчитывать при использовании программы расчёта сечения проводов на ЭВМ?

- а) 1 режим.
- б) 2 режима.
- в) 3 режима.
- г) 4 режима.
- д) 5 режимов.

3.14. При выборе сечения проводов сети 110 кВ получены следующие результаты: экономически целесообразное сечение проводов $F_{\text{эк}} = 45 \text{ мм}^2$; максимальный ток линии 310 А. Выбрать марку, провода по результатам расчёта. Данные некоторых марок проводов: АС-35, $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$; АС-50, $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$; АС-70, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$; АС-95, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$; АС-120, $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$.

- а) АС-35.
- б) АС-50.
- в) АС-70.
- г) АС-95.
- д) АС-120.

3.15. При выборе сечения проводов сети 110 кВ получены следующие результаты: экономически целесообразное сечение проводов $F_{\text{эк}} = 30 \text{ мм}^2$; максимальный ток линии 65 А. Выбрать марку провода по результатам расчёта. Данные некоторых марок проводов: АС-35, $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$; АС-50,

$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$; АС-70, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$; АС-95, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$; АС-120, $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$.

- а) АС-35.
- б) АС-50.
- в) АС-70.
- г) АС-95.
- д) АС-120.

3.16. При выборе сечения проводов сети 110 кВ получены следующие результаты: экономически целесообразное сечение проводов $F_{\text{эк}} = 30 \text{ мм}^2$; максимальный ток линии 210 А. Выбрать марку провода по результатам расчёта. Данные некоторых марок проводов: АС-35, $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$; АС-50, $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$; АС-70, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$; АС-95, $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$; АС-120, $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$.

- а) АС-35.
- б) АС-50.
- в) АС-70.
- г) АС-95.
- д) АС-120.

3.17. Какие параметры входят в схему замещения воздушной линии, если выбор сечения проводов производился без проверки их по короне?

- а) Активное сопротивление линии.
- б) Индуктивное сопротивление линии.
- в) Активная проводимость линии на землю.
- г) Ёмкостная проводимость линии на землю.
- д) Длина линии.

3.18. Каким параметром в схеме замещения воздушной линии 110 кВ можно пренебречь, если при выборе сечения проводов проводилась проверка его по короне?

- а) Активным сопротивлением линии.
- б) Индуктивным сопротивлением линии.
- в) Активной проводимостью линии на землю.
- г) Ёмкостной проводимостью линии на землю.
- д) Длиной линии.

3.19. Какие данные необходимы при определении активного сопротивления в схеме замещения воздушной линии?

- а) Погонное активное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- б) Погонное индуктивное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- в) Погонная ёмкостная проводимость на землю одной цепи линии (См/км).
- г) Длина линии.
- д) Количество цепей (отдельно стоящих одноцепных линий).

3.20. Какие данные необходимы при определении индуктивного сопротивления в схеме замещения воздушной линии?

- а) Погонное активное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- б) Погонное индуктивное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- в) Погонная ёмкостная проводимость на землю одной цепи линии (См/км).
- г) Длина линии.
- д) Количество цепей (отдельно стоящих одноцепных линий).

3.21. Какие данные необходимы при определении ёмкостной проводимости на землю в схеме замещения воздушной линии?

- а) Погонное активное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- б) Погонное реактивное сопротивление одной цепи линии (Ом/км).
- в) Погонная ёмкостная проводимость на землю одной цепи линии (См/км).
- г) Длина линии.
- д) Количество цепей (отдельно стоящих одноцепных линий).

3.22. Какие данные необходимы для определения зарядной мощности линии?

- а) Номинальное напряжение сети.
- б) Ёмкостная проводимость линии (См).
- в) Длина линии.
- г) Активная мощность, передаваемая по линии.
- д) Полная мощность, передаваемая по линии.

3.23. Какие данные необходимы для определения зарядной мощности линии?

- а) Номинальное напряжение сети.
- б) Погонная зарядная мощность одной цепи линии (вар/км).
- в) Длина линии.
- г) Количество цепей (отдельно стоящих одноцепных линий).
- д) Полная мощность, передаваемая по линии.

3.24. Какие данные необходимы для расчёта активных потерь мощности в воздушной линии?

- а) Ток линии.
- б) Активное сопротивление линии (Ом).
- в) Реактивное сопротивление линии (Ом).
- г) Длина линии.
- д) Номинальное напряжение сети.

3.25. В результате расчёта получилось сечение провода, которое превышает максимальное сечение существующих марок проводов для данного класса напряжений сети. Какие пути выхода из сложившейся ситуации возможны?

- а) Перейти к следующему классу напряжения сети.

- б) Увеличить количество цепей линии или число отдельно стоящих линий.
- в) Изменить схему электрической сети.
- г) Пропорционально уменьшить мощности всех потребителей.
- д) Уменьшить мощность самого крупного потребителя.

3.26. Кольцевая сеть состоит из 4-х одноцепных воздушных линий. В одном из послеаварийных режимов ток в линии 2 в несколько раз превышает номинальный. Какие меры можно предпринять, чтобы снизить послеаварийный ток в линии 2?

- а) Снизить послеаварийный ток в линии 2 невозможно принципиально.
- б) Можно увеличить число цепей линии 2.
- в) Увеличить число цепей в той линии, при обрыве которой получился наибольший послеаварийный ток в линии 2.
- г) Пропорционально уменьшить мощности всех потребителей.
- д) Уменьшить мощность самого крупного потребителя.

3.27. На какие экономические показатели влияет номер района по гололёду?

- а) На капитальные вложения.
- б) На потери электроэнергии в линиях электропередач.
- в) На амортизационные отчисления.
- г) На отчисления на ремонт и обслуживание сети.
- д) На эксплуатационные расходы.

3.28. Какие преимущества имеют воздушные линии 110 кВ на железобетонных опорах перед воздушными линиями на металлических опорах?

- а) Никаких преимуществ нет.
- б) Стоимость линий на железобетонных опорах меньше, чем на металлических.
- в) Потери электроэнергии в линиях с железобетонными опорами меньше, чем с металлическими.
- г) Надёжность линий с железобетонными опорами выше, чем с металлическими.
- д) Монтаж линий с железобетонными опорами проще, чем с металлическими.

3.29. В каких случаях при определении стоимости потерь электроэнергии в электрической сети $K_M = 1$? (K_M – отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к наибольшим потерям активной мощности).

- а) Если максимальные активные мощности всех потребителей совпадают по времени с максимумом энергосистемы.
- б) При максимальной активной мощности всех потребителей.
- в) При минимальной активной мощности всех потребителей.

- г) При активных мощностях потребителей, взятых в любое время суток.
- д) K_M не зависит от характера графиков нагрузки отдельных потребителей.

3.30. В каких случаях при определении стоимости потерь электроэнергии в электрической сети $K_M < 1$? (K_M – отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к наибольшим потерям активной мощности).

- а) При активной мощности потребителей в часы максимума системы.
- б) Если максимальные активные мощности всех потребителей не совпадают по времени с максимумом энергосистемы.
- в) При минимальной активной мощности всех потребителей.
- г) При активных мощностях потребителей, взятых в любое время суток.
- д) K_M не зависит от характера графиков нагрузки отдельных потребителей.

4. Расчёт установившихся режимов сети

4.1. Какие параметры режима подлежат определению в данном разделе курсового проекта?

- а) Напряжения в узлах сети.
- б) Токи в линиях.
- в) Потокораспределение по активной мощности в линиях.
- г) Потокораспределение по реактивной мощности в линиях.
- д) Потери мощности в линиях.

4.2. Как определяется приведённая мощность подстанции?

- а) Как мощность нагрузки, питающейся с данной подстанции.
- б) Как сумма мощностей нагрузки и потерь в трансформаторе.
- в) Как мощность потерь в трансформаторе.
- г) Как сумма мощностей нагрузки и зарядных мощностей линий, подсоединённых к подстанции.
- д) Как сумма мощностей нагрузки, потерь в трансформаторе и зарядных мощностей линий, подсоединённых к подстанции.

4.3. Как определяется расчётная мощность узла?

- а) Как сумма мощностей нагрузки и потерь в трансформаторе.
- б) Как сумма мощностей потерь в трансформаторе и зарядных мощностей линий, подключённых к узлу.
- в) Как разность между приведённой мощностью подстанции и половинами зарядных мощностей линий, подключённых к данному узлу.
- г) Как мощность нагрузки, питающейся из данного узла.

д) Как сумма зарядных мощностей линий, подключённых к данному узлу.

4.4. Какие исходные данные необходимо подготовить для расчёта режима сети на ЭВМ?

- а) Активные и реактивные сопротивления линий.
- б) Таблицу, описывающую связь элементов электрической сети.
- в) Таблицу приведённых мощностей подстанций.
- г) Таблицу начальных приближений напряжений узлов.
- д) Таблицу сечений проводов линий.

4.5. Нагрузка подстанции в рассматриваемом режиме $S = 10 + j2$ МВА. Потери в трансформаторе составляют $100 + j900$ кВА. Зарядная мощность линий, подключённых к подстанции составляет 2,3 Мвар. Чему равна приведённая мощность подстанции?

- а) $10,1 + j0,6$ МВА.
- б) $10,1 + j2,9$ МВА.
- в) $10 + j0,3$ МВА.
- г) $10,1 + j5,2$ МВА.
- д) $10,1 + j1,75$ МВА.

4.6. Нагрузка подстанции в рассматриваемом режиме $S = 20 + j4$ МВА. Потери в трансформаторе составляют $150 + j1500$ кВА. Зарядная мощность линий, подключённых к подстанции составляет 2,3 Мвар. Чему равна расчётная мощность данного узла?

- а) $20 + j4$ МВА.
- б) $20,15 + j5,5$ МВА.
- в) $20,15 + j8$ МВА.
- г) $20,15 + j4,35$ МВА.
- д) $20 + j1,5$ МВА.

4.7. Как задаются значения начальных приближений напряжений в узлах для расчёта режима на ЭВМ?

- а) Задаются произвольно.
- б) Задаются всегда равными номинальному значению напряжения сети.
- в) Задаётся напряжение на ШБМ, а на остальных принимается равным 0.
- г) Задаётся выбранное значение на ШБМ, а в остальных узлах принимается равным номинальному значению.
- д) Задаётся напряжение на ТЭЦ, а в остальных принимается номинальным.

4.8. Для каких режимов производится расчёт электрической сети на ЭВМ?

- а) Максимального.
- б) Минимального.
- в) Наиболее тяжёлого послеаварийного.

- г) Для всех возможных послеаварийных.
- д) Для режима, связанного с отключением всех генераторов ТЭЦ.

4.9. Какие значения мощностей нагрузок используются при расчёте максимального режима?

- а) Максимальные значения из графиков соответствующих нагрузок.
- б) Значения мощности из графиков нагрузок в момент времени, соответствующий максимуму системы.
- в) Произвольные значения из графиков нагрузок.
- г) Максимальные значения из летнего графика нагрузки.
- д) Максимальные значения из зимнего графика нагрузки.

4.10. Какие значения активных мощностей нагрузок используются при расчёте минимального режима?

- а) Минимальные значения из графиков соответствующих нагрузок.
- б) Значения мощности из графиков нагрузок в момент времени, соответствующий минимуму системы.
- в) Произвольные значения из графиков нагрузок.
- г) Минимальные значения из летнего графика нагрузки.
- д) Минимальные значения из зимнего графика нагрузки.

4.11. Какие значения активных мощностей нагрузок используются при расчёте послеаварийного режима?

- а) Минимальные значения из графиков соответствующих нагрузок.
- б) Значения мощности из графиков нагрузок в момент времени соответствующий минимуму системы.
- в) Значения мощности из графиков нагрузок в момент времени соответствующий максимуму системы.
- г) Минимальные значения из летнего графика нагрузки.
- д) Максимальные значения из зимнего графика нагрузки.

4.12. Какие параметры расчётной схемы и нагрузки могут измениться в послеаварийном режиме по сравнению с максимальным?

- а) Активные и реактивные сопротивления линий.
- б) Зарядные мощности линий.
- в) Приведённые мощности подстанций.
- г) Мощность ТЭЦ.
- д) Задаваемое напряжение на ШБМ.

4.13. В результате расчёта максимального режима сети получены следующие напряжения на 4-х подстанциях: 1 – 117 кВ; 2 – 107 кВ; 3 – 99 кВ; 4 – 85 кВ. Допустимы ли отклонения напряжения на подстанциях? Если недопустимы, то укажите номера подстанций с недопустимыми отклонениями напряжений.

- а) Допустимы.
- б) 1-я подстанция.
- в) 2-я подстанция.
- г) 3-я подстанция.

д) 4-я подстанция.

4.14. В результате расчёта максимального режима сети получены следующие напряжения на 4-х подстанциях: 1 – 117 кВ; 2 – 107 кВ; 3 – 104 кВ; 4 – 99 кВ. Допустимы ли отклонения напряжения на подстанциях? Если недопустимы, то укажите номера подстанций с недопустимыми отклонениями напряжений.

а) Допустимы.

б) 1-я подстанция.

в) 2-я подстанция.

г) 3-я подстанция.

д) 4-я подстанция.

4.15. В результате расчёта максимального режима сети получены следующие напряжения на 4-х подстанциях: 1 – 133 кВ; 2 – 107 кВ; 3 – 99 кВ; 4 – 85 кВ. Допустимы ли отклонения напряжения на подстанциях? Если недопустимы, то укажите номера подстанций с недопустимыми отклонениями.

а) Допустимы.

б) 1-я подстанция.

в) 2-я подстанция.

г) 3-я подстанция.

д) 4-я подстанция.

4.16. Какие исходные данные необходимы для расчёта магистральной линии при использовании метода «по данным начала»?

а) Мощности нагрузок.

б) Параметры схемы замещения линии.

в) Мощность источника питания.

г) Напряжение в начале линии (передачи).

д) Напряжение в конце линии (передачи).

4.17. Какие исходные данные необходимы для расчёта магистральной линии при использовании метода «по данным конца»?

а) Мощности нагрузок.

б) Параметры схемы замещения линии.

в) Мощность источника питания.

г) Напряжение в начале линии (передачи).

д) Напряжение в конце линии (передачи).

4.18. Линия с нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в начале передачи U_1 и в конце – U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии соответственно r и x . Как определяется продольная составляющая падения напряжения в линии?

а) $(Px + Qr) / U_2$.

б) $(Px - Qr) / U_2$.

в) $(Pr + Qx) / U_2$.

г) $(Px + Qr) / U_1$.

д) $(Pr + Qx) / U_1$.

4.19. Линия с нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в начале передачи U_1 и в конце – U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии соответственно r и x . Как определяется поперечная составляющая падения напряжения в линии?

а) $(Px + Qr) / U_2$.

б) $(Px - Qr) / U_2$.

в) $(Pr + Qx) / U_2$.

г) $(Px + Qr) / U_1$.

д) $(Pr - Qx) / U_1$.

4.20. Линия с $U_H = 10$ кВ и нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в конце передачи U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Чему равно напряжение U_1 в начале передачи?

а) $U_1 = (Pr + Qx) / U_2$.

б) $U_1 = (Px + Qr) / U_H$.

в) $U_1 = U_2 + (Pr + Qx) / U_2$.

г) $U_1 = U_2 + (Px + Qr) / U_H$.

д) $U_1 = U_2 - (Pr + Qx) / U_2$.

4.21. Линия с $U_H = 10$ кВ и нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в конце передачи U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Как определяется потеря мощности в линии?

а) $\frac{P^2 + Q^2}{U_H^2}(r + jx)$.

б) $(Px + Qr) / U_2^2$.

в) $(Pr + Qx) / U_2^2$.

г) $\frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.

д) $(Pr + Qx) / U_H^2$.

4.22. Линия с нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в конце передачи U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Чему равен поток мощности в начале передачи?

а) $\frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.

б) $S + \frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.

в) $S - \frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.

г) $S - (Px + Qr) / U_2$.

д) S .

4.23. Линия с нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в конце передачи U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Чему равны потери мощности в передаче?

- а) $\frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.
- б) $S + \frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.
- в) $S - \frac{P^2 + Q^2}{U_2^2}(r + jx)$.
- г) $S + (Px + Qr) / U_2$.
- д) $S + (Pr + Qx) / U_2$.

4.24. Линия с $U_H = 10$ кВ имеет мощность $S_1 = P_1 + jQ_1$ в начале передачи. Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Чему равно напряжение U_2 в конце передачи, если напряжение в начале равно U_1 ?

- а) $U_2 = (P_1r + Q_1x) / U_1$.
- б) $U_2 = (P_1x + Q_1r) / U_1$.
- в) $U_2 = U_1 + (P_1r + Q_1x) / U_1$.
- г) $U_2 = U_1 + (P_1x + Q_1r) / U_1$.
- д) $U_2 = U_1 - (P_1r + Q_1x) / U_1$.

4.25. Как определяется точка потокораздела в линии с двухсторонним питанием?

- а) Точка сети, получающая питание с двух сторон.
- б) Точка сети с максимальным напряжением.
- в) Точка сети, к которой подключено несколько линий.
- г) Точка сети, к которой подключён источник питания.
- д) Точка сети, получающая питание только с одной стороны.

4.26. Совпадают ли точки потокораздела по активной и реактивной мощностям? Могут ли существовать участки электрической сети со встречным направлением потоков активной и реактивной мощностей?

- а) Точки потокораздела по активной и реактивной мощности совпадают всегда.
- б) Точки потокораздела по активной и реактивной мощности всегда не совпадают.
- в) Точки потокораздела по активной и реактивной мощности могут не совпадать.
- г) Участки со встречным направлением потоков могут существовать.
- д) Участки со встречным направлением потоков существовать не могут.

4.27. Линия с нагрузкой $S = P + jQ$ имеет напряжение в конце передачи U_2 . Активное и реактивное сопротивления линии равны соответственно r и x . Чему равен вектор падения напряжения в линии?

- а) $(Pr + Qx) / U_2 + j(Pr - Qx) / U_2$.
- б) $(Pr + Qx) / U_2 - j(Px - Qr) / U_2$.
- в) $(Pr + Qx) / U_2 + j(Px - Qr) / U_2$.
- г) $(Px + Qr) / U_2 + j(Pr + Qx) / U_2$.
- д) $(Px + Qr) / U_2 - j(Pr + Qx) / U_2$.

4.28. Изменением каких параметров режима Вашей сети можно влиять на режимы напряжений в узлах?

- а) Изменением мощности, выдаваемой генераторами ТЭЦ.
- б) Изменением напряжения на подстанции ТЭЦ при первоначальном его задании.
- в) Изменением напряжения ШБМ.
- г) Изменением напряжения на любой из подстанций, кроме ШБМ и ТЭЦ, при первоначальном его задании.
- д) Изменением параметров режима нельзя повлиять на режимы напряжений в узлах.

4.29. Какой узел в проектируемой сети является базисным?

- а) Узел (подстанция) с ТЭЦ.
- б) ШБМ.
- в) Узел с максимальной нагрузкой.
- г) Узел с минимальной нагрузкой.
- д) Любой из узлов с потребителем I категории.

4.30. Может ли при расчёте режима Вашей сети возникнуть ситуация, когда напряжения некоторых узлов (узла) больше напряжения ШБМ?

- а) Такая ситуация не может возникнуть в принципе.
- б) Такая ситуация возникает всегда.
- в) Такая ситуация возможна при генерации мощности с ТЭЦ в сеть.
- г) Такая ситуация возникает всегда, когда мощность с ТЭЦ передаётся в ШБМ.
- д) Такая ситуация возникает всегда, когда мощность генераторов ТЭЦ меньше мощности потребителя, территориально совмещённого с ТЭЦ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ЦЕЛИ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА	3
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	3
3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	4
3.1. Расчёт графиков электрических нагрузок	4
3.2. Выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети	7
3.3. Выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях	10
3.4. Выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов	13
3.5. Расчёт установившихся режимов сети.....	16
3.6. Выбор ответвлений трансформаторов	18
4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА НА ЭВМ	
4.1. Общие положения	19
4.2. Расчёт графиков электрических нагрузок	20
4.3. Выбор конфигурации схемы электроснабжения и номинального напряжения сети	21
4.4. Выбор генераторов на ТЭЦ и трансформаторов на подстанциях	22
4.5. Выбор оптимальной схемы электрической сети на основе технико-экономического сравнения вариантов	23
4.6. Расчёт установившихся режимов сети.....	24
4.7. Выбор ответвлений трансформаторов	24
5. ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТА.....	25
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	27
ПРИЛОЖЕНИЯ	28