

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

В.В. Рябинин

ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Методические указания

для самостоятельной работы студентов

Благовещенск
Издательство АмГУ
2013

***Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка
высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-
металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по
заказу предприятия-партнера ОАО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания»***

Рецензенты:

*Дмитрий Анатольевич Голубев, зам. начальника инженерного центра
филиала «Амурские электрические сети» ОАО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания»*

*Денис Алексеевич Теличенко, доцент кафедры АППиЭ ФГБОУ «Амурский
государственный университет» (АмГУ, г. Благовещенск), канд. техн. наук*

Рябинин В. В.

**П 78 Программные средства автоматизации профессиональной деятельности:
методические указания для самостоятельной работы студентов / сост. : В. В.
Рябинин – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 80 с.**

Методические указания для самостоятельной работы студентов предназначены для подготовки бакалавров всех профилей, обучающихся по направлениям 13.03.02 (140400.62) – «Электроэнергетика и электротехника» и 13.03.01 (140100.62) – «Теплоэнергетика и теплотехника». Рассмотрены основы расчёта установившихся режимов электрических сетей, потерь электроэнергии, переходных процессов в электроэнергетических системах, электрических нагрузок, приведены материалы для контроля уровня усвоения дисциплины.

В авторской редакции.

ББК31.2

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время инженер практически не может обойтись без специальных программных и компьютерных средств в практической работе и проектировании. Это объясняется постоянным ростом требований к качеству проектных работ и точности вычислений.

Используемые ранее упрощенные методики расчетов перестали удовлетворять требованиям, предъявляемым к современной проектно-конструкторской разработке. Автоматизация математических и инженерных расчётов в энергетике – насущная необходимость из-за больших временных затрат, трудоемкости и ограниченных возможностей ручных вычислений. Использование более совершенных методик расчета, а также рассмотрение большого числа проектных решений вынуждает инженера использовать современные программные комплексы и пакеты программ с целью снижения собственных трудозатрат и увеличения времени на творческую проработку проекта.

Например, инженер, работающий в службе управления режимами, ежедневно сталкивается с необходимостью расчета установившихся режимов электрических сетей в связи с изменением их параметров и конфигурации. Это приводит к большому количеству вычислений, которые быстро и эффективно без использования вычислительной техники и современного программного обеспечения выполнить практически невозможно.

Следовательно, формирование у будущих бакалавров теоретических знаний и практических навыков работы с современным программным обеспечением, а также получение теоретических и практических знаний по проектированию в энергетике будет способствовать появлению и закреплению у студента навыков инженера-проектировщика, а также содействовать его практической работе и его карьерному росту.

Целями освоения дисциплины «Программные средства автоматизации профессиональной деятельности» являются формирование систематизированных знаний в области автоматизированного проектирования и инженерных расчётов, приобретение бакалаврантами практических навыков работы с системами автоматизированного проектирования (САПР) и программно-вычислительными комплексами (ПВК), которые используются в эксплуатации энергетических компаний для решения распространенных задач в электроэнергетике.

Освоение данной дисциплины помогает студенту в приобретении следующих **компетенций**:

- способность к обобщению, анализу и восприятию информации, постановке цели и выбору путей ее достижения (ОК-1);

- способность и готовность владеть основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, использовать компьютер как средство работы с информацией (ОК-11);

- способность понимать сущность и значение информации в развитии современного информационного общества, сознавать опасности и угрозы, возникающие в этом процессе, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны (ОК-15);

- способность и готовность использовать информационные технологии, в том числе современные средства компьютерной графики в своей предметной области (ПК-1);

- готовность выявить естественнонаучную сущность проблем, возникающих в ходе профессиональной деятельности, и способность привлечь для их решения соответствующий физико-математический аппарат (ПК-3);

- готовность использовать информационные технологии в своей предметной области (ПК-10);

- способность использовать методы анализа и моделирования линейных и нелинейных электрических цепей постоянного и переменного тока (ПК-11);

- способность графически отображать геометрические образы изделий и объектов электрооборудования, схем и систем (ПК-12);

- способность использовать современные информационные технологии, управлять информацией с применением прикладных программ; использовать сетевые компьютерные технологии, базы данных и пакеты прикладных в своей предметной области (ПК-19);

- готовность понимать существо задач анализа и синтеза объектов в технической среде (ПК-41).

Дисциплина «Программные средства автоматизации профессиональной деятельности» входит в математический и естественнонаучный цикл (Б2), вариативную часть и относится к дисциплинам по выбору.

Знания, полученные при освоении дисциплины, могут быть востребованы при выполнении выпускной квалификационной работы.

Настоящие методические указания – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета, в которой найдут отражение разделы, предусмотренные государственными образовательными стандартами при изучении дисциплины «Программные средства автоматизации профессиональной деятельности» и родственных ей.

В указаниях отражены теоретические сведения о методах вычислений, применяемых в решении различных задач в энергетике, на которых базируются существующие специализированные программы и программно-вычислительные комплексы, приведены контрольные вопросы по каждому из разделов для самостоятельной проработке, а также задание и варианты расчётно-графической работы.

1. РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Параметры установившихся режимов [5]

Состояние электрической системы в установившихся режимах характеризуются следующими параметрами:

Напряжения в узлах сети. В сетях переменного тока в качестве напряжений рассматриваются комплексы их действующих значений. При допущении, что режим трехфазной сети является симметричным и синусоидальным, используются напряжения \dot{U} , равные по модулю линейным напряжениям, а по фазе – фазным напряжениям. В несимметричных режимах используются либо симметричные составляющие напряжений $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0$, либо фазные напряжения $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$. В несинусоидальных режимах используются гармонические составляющие напряжений \dot{U}_v , где v – номер гармоники.

Токи в ветвях схемы замещения электрической сети: в сетях переменного тока – комплексы действующих значений \dot{I} ; в несимметричных режимах – симметричные составляющие токов $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$ или фазные токи $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$; в несинусоидальных режимах – гармонические составляющие токов \dot{I}_v .

Мощности, передаваемые по элементам сети. В сетях постоянного тока существует только активная мощность P , а в сетях переменного тока – активная, реактивная и полная мощности P, Q и \dot{S} . В трехфазных сетях при расчетах обычно используются суммарные мощности, передаваемые по всем трем фазам. В симметричных режимах

$$\dot{S} = P + jQ = \sqrt{3}\dot{U}I^*, \quad (1.1.1)$$

где индекс «*» обозначает сопряженный комплекс.

В несимметричных режимах

$$\dot{S} = \dot{U}_A I_A^* + \dot{U}_B I_B^* + \dot{U}_C I_C^*. \quad (1.1.2)$$

Выразим мощность в симметричном режиме через напряжения и параметры сети. Пусть ветвь схемы замещения соединяет узлы с номерами i, j , напряжения в которых равны \dot{U}_i, \dot{U}_j (рис. 1.1). Ток в ветви, направленный от узла i к узлу j ,

$$\dot{I}_{ij} = \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_i - \dot{U}_j)Y_{ij}, \quad (1.1.3)$$

где Y_{ij} – комплексная проводимость ветви.

Тогда мощность в начале ветви (со стороны узла j), передаваемая в направлении от узла i к узлу j ,

$$\dot{S}_{ij}'' = \sqrt{3}\dot{U}_i \dot{I}_{ij}^* = \dot{U}_i (\dot{U}_i^* - \dot{U}_j^*) Y_{ij}^*. \quad (1.1.4)$$

Аналогично выразится мощность в конце ветви (со стороны узла j), передаваемая в том же направлении:

$$\dot{S}_{ij}' = \dot{U}_j (\dot{U}_i^* - \dot{U}_j^*) Y_{ij}^*. \quad (1.1.5)$$

Мощности, генерируемые источниками питания, в общем случае определяются по формуле (1.1.1). Для некоторых источников мощности заданы заранее и, таким образом, являются исходными данными для расчетов.

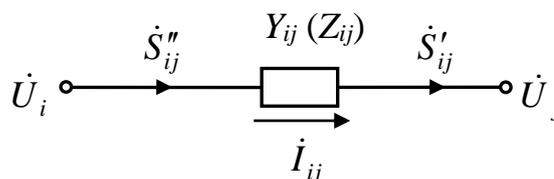


Рис. 1.1.1 – Ветвь схемы

Мощности потребителей (нагрузки). В общем случае эти мощности зависят от уровня напряжения у данного потребителя в соответствии со статическими характеристиками $P = f(U)$, $Q = g(U)$. Часто статические характеристики по напряжению аппроксимируются полиномами второй степени. Тогда

$$P = P_{ном} (a_2 k^2 + a_1 k + a_0), \quad (1.1.6)$$

$$Q = Q_{ном} (b_2 k^2 + b_1 k + b_0), \quad (1.1.7)$$

где $k = U / U_{ном}$; $U_{ном}$ – номинальное напряжение; $P_{ном}$ и $Q_{ном}$ – мощности, потребляемые при номинальном напряжении; $a_1, a_2, a_0, b_1, b_2, b_0$ – коэффициенты аппроксимации, причем $a_2 + a_1 + a_0 = 1, b_2 + b_1 + b_0 = 1$.

Часто нагрузки задаются в форме $P = const, Q = const$. В этом случае их мощности являются исходными данными для расчета режимов.

Потери мощности в элементах сети. В трехфазной сети в симметричном и синусоидальном режиме для ветви с комплексным сопротивлением Z_{ij} (рис. 1.1) потери полной мощности, приходящиеся на все три фазы, могут быть определены следующими способами:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = 3I_{ij}^2 Z_{ij} = |\dot{U}_i - \dot{U}_j|^2 Y_{ij}^* = \left(\frac{S''_{ij}}{U_i} \right)^2 Z_{ij} = \left(\frac{S'_{ij}}{U_j} \right)^2 Z_{ij}. \quad (1.1.8)$$

7. Потери энергии. Они представляют собой интегральный параметр, определяющийся не одним режимом, а их совокупностью, реализованной за некоторый интервал времени T . Потери энергии ΔW связаны с потерями активной мощности ΔP соотношением

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (1.1.9)$$

где время t обычно выражается в часах.

На практике вместо формулы (1.1.9) для расчета потерь энергии обычно используются упрощенные подходы.

Частота тока f . Данный параметр определен при условии, что мгновенные значения токов и напряжений являются периодическими функциями времени, в частности, синусоидами. Строго говоря, это условие выполняется только в установившихся режимах. Однако при переходных режимах, имеющих электромеханическую природу, электромагнитными процессами часто можно пренебречь. Тогда напряжения и токи также рассматриваются как периодические функции.

В большинстве случаев при расчете режимов частота тока принимается постоянной. Исключением являются некоторые аварийные и особые режимы.

1.2 Уравнения режимов [5]

Как правило, расчет установившихся режимов электрических систем с помощью ЭВМ производится на основе метода узловых напряжений. Существует несколько форм записи системы уравнений узловых напряжений.

Исходной (базовой) формой записи является *комплексная форма баланса токов*. Пусть сеть содержит n узлов с неизвестными напряжениями $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dots, \dot{U}_n$. Тогда система уравнений узловых напряжений в комплексной форме баланса токов имеет порядок n , а i -е уравнение системы имеет вид

$$\dot{U}_i Y_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \dot{U}_j Y_{ij} = \dot{I}_i, \quad (1.2.1)$$

где Y_{ii} – собственная проводимость i -го узла, равная сумме проводимостей ветвей, сходящихся в этом узле; Y_{ij} – взаимная проводимость i -го и j -го узлов, равная сумме проводимостей ветвей, непосредственно соединяющих эти узлы; \dot{I}_i – задающий ток i -го узла;

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^{n_{\delta}} (\dot{U}_{\delta j} Y_{i,\delta j}) - \frac{S_i^*}{U_i^*}, \quad (1.2.2)$$

где n_{δ} – количество базисных узлов (узлов, в которых заданы модуль и фаза напряжения); $\dot{U}_{\delta j}$ – напряжение j -го базисного узла; $Y_{i,\delta j}$ – взаимная проводимость i -го узла и j -го базисного узла; S_i^* – сопряженный комплекс мощности, потребляемой в i -м узле; U_i^* – сопряженный комплекс напряжения i -го узла.

Кроме узлов с неизвестными напряжениями и базисных узлов, сеть может содержать узлы, балансирующие по реактивной мощности, в которых заданы модули напряжений, а фазы являются неизвестными.

Введем единое обозначение для напряжений всех типов узлов: \dot{U}_i , где i – номер узла. Пронумеруем узлы следующим образом: узлы $1 \dots n$ – с

неизвестными напряжениями; узлы $(n + 1) \dots m$ – балансирующие по реактивной мощности; узлы $(m + 1) \dots k$ – базисные. Тогда уравнения узловых напряжений в комплексной форме баланса токов можно записать в следующем виде (с учетом (1.2.2)):

$$\dot{U}_i Y_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k \dot{U}_j Y_{ij} + \frac{S_i^*}{U_i^*} = 0. \quad (1.2.3)$$

Кроме формы баланса токов, при расчете режимов часто используют *форму баланса мощностей*. Уравнения узловых напряжений в комплексной форме баланса мощностей получаются умножением уравнений типа (1.2.3) на сопряженный комплекс напряжения i -го узла U_i^* и имеют следующий вид:

$$U_i^2 Y_{ii} - U_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k \dot{U}_j Y_{ij} + S_i^* = 0. \quad (1.2.4)$$

При непосредственном расчете режимов электрических сетей вместо комплексной формы используется *действительная форма записи* уравнений. Она получается путем разложения уравнений в комплексной форме на действительную и мнимую составляющие. При этом комплексы напряжений могут быть представлены в алгебраической форме (декартова система координат) или в тригонометрической форме (полярная система координат).

Запишем уравнения узловых напряжений в *действительной форме баланса мощностей в полярной системе координат*. Обозначим:

$$\dot{U}_i = U_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i), \quad (1.2.5)$$

$$Y_{ij} = g_{ij} - j b_{ij}, \quad (1.2.6)$$

$$S_i^* = P_i - j Q_i, \quad (1.2.7)$$

где U_i , δ_i – модуль и фаза напряжения i -го узла; g_{ij} , b_{ij} – действительная и взятая с обратным знаком мнимая составляющие проводимости Y_{ij} ; P_i , Q_i – активная и реактивная мощности, потребляемые в i -м узле.

Подставим (1.2.5), (1.2.6) и (1.2.7) в (1.2.4):

$$U_i^2 (g_{ii} - jb_{ii}) - U_i (\cos \delta_i - j \sin \delta_i) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (\cos \delta_j + j \sin \delta_j) (g_{ij} - jb_{ij}) + P_i - jQ_i = 0. \quad (1.2.8)$$

Разделим действительную и мнимую части (1.2.8). При этом учтем, что

$$(\cos \delta_i - j \sin \delta_i)(\cos \delta_j + j \sin \delta_j) = \cos(\delta_i - \delta_j) - j \sin(\delta_i - \delta_j).$$

В результате получим общий вид уравнений узловых напряжений в действительной форме баланса мощностей в полярной системе координат (первое уравнение соответствует действительной части (1.2.8), а второе – мнимой части):

$$U_i^2 g_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) + P_i = 0, \quad (1.2.9)$$

$$U_i^2 b_{ii} - U_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) + Q_i = 0. \quad (1.2.10)$$

Выражения (1.2.9) и (1.2.10) можно разделить на величину U_i . Тогда получим уравнения узловых напряжений в *действительной форме баланса токов в полярной системе координат*, сдвинутые относительно уравнений (1.2.3) на угол $(-\delta_i)$:

$$U_i g_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) + \frac{P_i}{U_i} = 0, \quad (1.2.11)$$

$$U_i b_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k U_j (b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) + \frac{Q_i}{U_i} = 0. \quad (1.2.12)$$

Неизвестными в системе уравнений вида (1.2.11), (1.2.12) (или (1.2.9), (1.2.10)) являются модули напряжений U_1, \dots, U_n и фазы напряжений $\delta_1, \dots, \delta_m$. Соответственно общее число уравнений в системе равно $(n + m)$. Для каждого узла с неизвестными напряжениями записываются оба уравнения вида (1.2.11), (1.2.12) (или (1.2.9), (1.2.10)). Для каждого узла, балансирующего по реактивной мощности, используется только одно уравнение, например, (1.2.11) (или (1.2.9)).

1.3 Модели генераторных узлов при расчётах режимов

Особенности расчета электрических схем зависят также от способа представления исходных данных генерирующих узлов. Выделяют три следующие основные модели генераторов при расчётах режимов [11]:

- постоянные активная и реактивная мощности: $P = \text{const}$, $Q = \text{const}$, напряжение – $U = \text{var}$, угол – $\delta = \text{var}$. При таком способе задания мощность генераторов отличается только знаком от случая задания постоянной активной и реактивной мощностей нагрузки потребителей. Задание постоянной активной мощности соответствует реальным условиям работы генераторов в электрической системе; она может поддерживаться за счет регулирования частоты на генераторах. Задание постоянной реактивной мощности не соответствует реальному управлению режимом в электрической системе, так как на генераторах нет регуляторов реактивной мощности. Задание $Q = \text{const}$ часто бывает необходимо при расчетах установившихся или оптимальных режимов;

- постоянные активная мощность и модуль напряжения: $P = \text{const}$, $U = \text{const}$, $Q = \text{var}$, $\delta = \text{var}$. В этом случае переменными являются, как правило, реактивная мощность и фаза напряжения. Узлы со свободной реактивной мощностью при $P = \text{const}$ соответствуют синхронным компенсаторам, иначе – генераторам. Такие узлы называют *балансирующими по реактивной мощности*. Задание постоянного модуля напряжения при $Q = \text{var}$ соответствует реальным условиям работы генераторов или синхронных компенсаторов с регуляторами напряжения, поддерживающими $U = \text{const}$;

- постоянные модуль и фаза напряжения (такой узел называется балансирующим): $U = \text{const}$, $\delta = \text{const}$, $P = \text{var}$, $Q = \text{var}$. В таких узлах переменные – это активная и реактивная мощности. Этот способ задания исходных данных соответствует узлам, балансирующим по активной и реактивной мощностям и базисным по напряжению. Такие узлы будем называть *балансирующими*. В расчетах установившихся режимов, а также при их оптимизации возможно задание нескольких балансирующих узлов. Каждый

из них соответствует станции, участвующей в регулировании частоты – принимающей на себя небалансы активной мощности и поддерживающей при этом постоянную частоту в системе. Введение одного или нескольких балансирующих узлов соответствует предположению о том, что частота в электрической системе постоянна.

1.4 Применение матричной алгебры для расчета режимов [5]

Двухмерной *матрицей* называется упорядоченный набор чисел, расположенных в виде таблицы. В дальнейшем будем обозначать матрицы большими буквами, выделенными жирным шрифтом (без курсива), например, **A**.

Если число строк в матрице равно числу столбцов, то матрица называется *квадратной*.

Матрица, состоящая из одного столбца, называется *матрицей-столбцом*, *вектор-столбцом* или просто *вектором*. Матрица, состоящая из одной строки, называется *матрицей-строкой*.

Элементы матриц обозначаются с использованием двух индексов, например, $a_{i,j}$, где i – номер строки, j – номер столбца. Элементы, для которых $i = j$, составляют *главную диагональ* матрицы.

Если для всех элементов квадратной матрицы выполняется равенство $a_{i,j} = a_{j,i}$, то такая матрица называется *симметричной*.

Матрица, все элементы которой, за исключением главной диагонали, равны нулю, называется *диагональной* матрицей.

Матрица, все ненулевые элементы которой сосредоточены вблизи главной диагонали (включая саму диагональ), называется матрицей *ленточного типа*.

Диагональная матрица, у которой все элементы главной диагонали равны 1, называется *единичной* матрицей. Единичная матрица имеет стандартное обозначение **E**.

Суммой матриц \mathbf{A} и \mathbf{B} с элементами $a_{i,j}$ и $b_{i,j}$ называется матрица \mathbf{C} , каждый элемент которой $c_{i,j} = a_{i,j} + b_{i,j}$. Очевидно, что складываемые матрицы должны иметь одинаковые размерности (количества строк и столбцов).

Произведением матрицы \mathbf{A} с элементами $a_{i,j}$ на число x называется матрица \mathbf{B} , каждый элемент которой $b_{i,j} = xa_{i,j}$.

Произведением матриц \mathbf{A} и \mathbf{B} с элементами $a_{i,j}$ и $b_{i,j}$ называется матрица \mathbf{C} , каждый элемент которой $c_{i,j} = \sum_{k=1}^n a_{i,k}b_{k,j}$, где n – число столбцов матрицы \mathbf{A} , которое должно быть равно числу строк матрицы \mathbf{B} . В общем случае $\mathbf{AB} \neq \mathbf{BA}$, однако $\mathbf{AE} = \mathbf{EA} = \mathbf{A}$, где \mathbf{E} – единичная матрица.

Транспонированием матрицы \mathbf{A} с элементами $a_{i,j}$ называется замена ее строк столбцами. В результате получается транспонированная матрица \mathbf{A}^T , каждый элемент которой $a^T_{i,j} = a_{j,i}$.

Обратной по отношению к матрице \mathbf{A} называется матрица \mathbf{A}^{-1} , для которой выполняется условие $\mathbf{A} \mathbf{A}^{-1} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{A} = \mathbf{E}$.

Алгебра матриц является наиболее общим и эффективным средством записи и преобразования систем алгебраических уравнений. Матричная форма записи системы уравнений баланса токов (1.2.1) имеет вид

$$\mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{I}}, \quad (1.4.1)$$

где \mathbf{Y} – матрица собственных и взаимных проводимостей узлов с неизвестными напряжениями (матрица узловых проводимостей); $\dot{\mathbf{U}}$ – вектор-столбец неизвестных напряжений; $\dot{\mathbf{I}}$ – вектор-столбец задающих (узловых) токов.

Матрица узловых проводимостей имеет следующую структуру:

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} Y_{1,1} & -Y_{1,2} & \dots & -Y_{1,n} \\ -Y_{2,1} & Y_{2,2} & \dots & -Y_{2,n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -Y_{n,1} & -Y_{n,2} & \dots & Y_{n,n} \end{pmatrix},$$

где n – число узлов с неизвестными напряжениями.

Матрица \mathbf{Y} является квадратной и симметричной. При большом числе узлов она становится *разреженной*, то есть содержит много нулевых элементов. Данное свойство часто используется при расчете сложных электрических систем. Однако элементы главной диагонали всегда отличны от нуля.

Вектор-столбцы $\dot{\mathbf{U}}$ и $\dot{\mathbf{I}}$ имеют вид

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{pmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dots \\ \dot{U}_n \end{pmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}} = \begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dots \\ \dot{I}_n \end{pmatrix}.$$

Умножим обе части уравнения (2.13) слева на матрицу $\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1}$:

$$\mathbf{ZY}\dot{\mathbf{U}} = \mathbf{Z}\dot{\mathbf{I}}. \quad (1.4.2)$$

Матрица \mathbf{Z} , обратная матрице узловых проводимостей, называется *матрицей собственных и взаимных сопротивлений* или *матрицей узловых сопротивлений*. Поскольку $\mathbf{ZY} = \mathbf{E}$, то (1.4.2) принимает вид

$$\dot{\mathbf{U}} = \mathbf{Z}\dot{\mathbf{I}}. \quad (1.4.3)$$

Если уравнения режима линейны, то выражение (1.4.3) является их решением. Если уравнения нелинейны, то (1.4.3) позволяет найти напряжения в узлах сети методом последовательных приближений. При этом на каждом шаге расчета уточняются значения узловых токов.

Метод расчета режима, основанный на использовании выражения (1.4.3), называется *методом обратной матрицы*. Он обладает быстрой сходимостью (то есть позволяет найти решение при сравнительно небольшом числе итераций). Однако нахождение обратной матрицы связано с громоздкими вычислениями. Кроме того, матрица \mathbf{Z} не содержит нулевых элементов, что не дает возможности упростить расчеты сложных систем с учетом их топологии.

Поэтому метод обратной матрицы имеет ограниченное применение, главным образом в сетях с небольшим числом узлов. Он эффективен в тех случаях, когда для одной и той же сети производятся многократные расчеты режимов, поскольку обратная матрица при этом вычисляется только один раз.

При расчете режима методом обратной матрицы выражение (1.4.3) обычно записывается не в комплексной форме, а в действительной форме в декартовой системе координат. Сопротивления, напряжения и токи представляются следующим образом:

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}, \quad (1.4.4)$$

$$\dot{U}_i = U'_i + jU''_i, \quad (1.4.5)$$

$$\dot{I}_i = I'_i + jI''_i. \quad (1.4.6)$$

В соответствии с (1.4.3) можно записать

$$U'_i + jU''_i = \sum_{k=1}^n (R_{ik} + jX_{ik})(I'_k + jI''_k) = \sum_{k=1}^n [R_{ik}I'_k - X_{ik}I''_k + j(X_{ik}I'_k + R_{ik}I''_k)].$$

Последнему выражению эквивалентно матричное уравнение

$$\begin{pmatrix} \mathbf{U}' \\ \mathbf{U}'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{R} & -\mathbf{X} \\ \mathbf{X} & \mathbf{R} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{I}' \\ \mathbf{I}'' \end{pmatrix}, \quad (1.4.7)$$

которое и представляет собой действительную форму (1.4.3). Здесь матрицы записаны в так называемой блочной форме, то есть составлены из нескольких матриц. \mathbf{U}' и \mathbf{U}'' – векторы действительных и мнимых составляющих напряжений; \mathbf{I}' и \mathbf{I}'' – векторы действительных и мнимых составляющих узловых токов; \mathbf{R} и \mathbf{X} – квадратные матрицы действительных и мнимых составляющих узловых сопротивлений.

1.5 Численные методы решения уравнений режима

Все методы решения уравнений и их систем можно разделить на *аналитические* и *численные*.

При аналитических (прямых) методах искомые значения переменных определяются как явные функции известных параметров уравнений. Например,

если уравнения режима электрической сети (1.4.1) линейны (известны значения узловых токов), то их аналитическим решением является выражение (1.4.3).

Численными (итерационными) методами решения уравнений называются различные методы последовательных приближений. При этом расчет производится на основе рекуррентных соотношений вида

$$x_i^{[p+1]} = F_i(x_1^{[p]}, x_2^{[p]}, \dots, x_n^{[p]}) \quad (1.5.1)$$

или

$$x_i^{[p+1]} = F_i(x_1^{[p+1]}, \dots, x_{i-1}^{[p+1]}, x_i^{[p]}, \dots, x_n^{[p]}), \quad (1.5.2)$$

где p – номер итерации (приближения); n – общее число неизвестных (и уравнений); F_i – некоторые функции, вид которых зависит от решаемых уравнений и/или используемого численного метода.

Решение систем линейных алгебраических уравнений может производиться как аналитическими, так и численными методами. Нелинейные уравнения и их системы решаются, как правило, численными методами; аналитическое решение существует лишь в частных случаях (например, для квадратных уравнений).

Одним из численных методов расчета режима электрической сети является метод обратной матрицы в случае нелинейных уравнений режима. При этом рекуррентное соотношение в матричной комплексной форме имеет вид

$$\dot{\mathbf{U}}^{[p+1]} = \mathbf{Z}\dot{\mathbf{I}}^{[p]}, \quad (1.5.3)$$

где $\dot{\mathbf{U}}^{[p+1]}$ – вектор $[p+1]$ -го приближения напряжений; $\dot{\mathbf{I}}^{[p]}$ – вектор p -го приближения узловых токов, каждый компонент которого вычисляется по формуле (1.2.2) через сопряженный комплекс p -го приближения соответствующего напряжения.

Кроме метода обратной матрицы, для расчета режима электрических сетей используются следующие численные методы:

– метод Зейделя;

– метод Ньютона и его модификации.

1.5.1 Метод Зейделя

Данный метод основан на использовании выражения (1.5.2). Рекуррентные соотношения получаются путем простого преобразования исходных уравнений. Оно производится таким образом, чтобы в левой части каждого уравнения осталась только неизвестная, соответствующая номеру уравнения в системе.

Для решения по методу Зейделя уравнения режима электрических сетей обычно записываются в действительной форме баланса токов в декартовой системе координат, однако может использоваться и комплексная форма записи. Рекуррентные соотношения (в комплексной форме) легко получаются из уравнений (2.3) и имеют следующий вид:

$$\dot{U}_i^{[p+1]} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\sum_{j=1}^{i-1} \dot{U}_j^{[p+1]} Y_{ij} + \sum_{j=i+1}^n \dot{U}_j^{[p]} Y_{ij} + \sum_{j=n+1}^k \dot{U}_j Y_{ij} - \frac{S_i^*}{U_i^{*[p]}} \right]. \quad (1.5.4)$$

Нумерация узлов соответствует введенной выше, но узлы, балансирующие по реактивной мощности, отсутствуют.

Алгоритм решения уравнений режима методом Зейделя

- задаются нулевые приближения действительных U' и мнимых U'' составляющих искомого напряжений. Обычно принимают $U_i'^{[0]} = U_{ном}$, $U_i''^{[0]} = 0$.

- последовательно (в порядке нумерации уравнений) вычисляются $[p+1]$ -е приближения напряжений по формуле (1.5.4).

- для всех искомого напряжений проверяются условия

$$\left| \frac{U_i'^{[p+1]} - U_i'^{[p]}}{U_i'^{[p+1]}} \right| < \varepsilon, \quad (1.5.5)$$

$$\left| \frac{U_i''^{[p+1]} - U_i''^{[p]}}{U_i'^{[p+1]}} \right| < \varepsilon, \quad (1.5.6)$$

где ε – заданная точность расчета (в знаменателе последнего выражения стоит действительная составляющая напряжения вместо мнимой, что позволяет избежать деления на число, близкое к нулю, а также применить в (1.5.5) и (1.5.6) одно и то же значение ε).

Если условия (1.5.5) и (1.5.6) выполнены для всех узлов, то расчет заканчивается, и решением является последнее приближение напряжений.

Если хотя бы для одного узла не выполнилось хотя бы одно из этих условий, то производится возврат к пункту 2.

В рассмотренном виде метод Зейделя применительно к расчету режимов электрических сетей обладает медленной сходимостью (то есть решение уравнений происходит с большим числом итераций). Для частичного устранения этого недостатка применяется *ускоренный метод Зейделя*. Он отличается от рассмотренного рекуррентной формулой, в которую вводится ускоряющий коэффициент t :

$$\dot{U}_i^{[p+1]} = \dot{U}_i^{[p]} + t\Delta\dot{U}_i, \quad (1.5.7)$$

где

$$\Delta\dot{U}_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\sum_{j=1}^{i-1} \dot{U}_j^{[p+1]} Y_{ij} + \sum_{j=i+1}^n \dot{U}_j^{[p]} Y_{ij} + \sum_{j=n+1}^k \dot{U}_j Y_{ij} - \frac{S_i^*}{U_i^{*[p]}} \right] - \dot{U}_i^{[p]}. \quad (1.5.8)$$

Значение t находится в пределах от 0 до 2.

Ускоренный метод Зейделя обладает приемлемой сходимостью и поэтому применяется на практике. Основным его достоинством является простота алгоритма. Однако при расчете режимов неоднородных сетей, а также режимов, близких к пределу по статической устойчивости, сходимость метода ухудшается, а в определенных случаях он может расходиться (то есть решение не будет найдено).

1.5.2 Метод Ньютона

Итерационный метод Ньютона предназначен для решения систем нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений. Он основан на линеаризации уравнений путем их разложения в ряд Тейлора, ограничиваясь первыми производными.

В результате решения системы (1.5.11) на каждом шаге итерационного процесса определяются значения невязок переменных. Рекуррентная формула метода Ньютона имеет вид

$$x_i^{[p+1]} = x_i^{[p]} + \Delta x_i. \quad (1.5.12)$$

При расчете режимов электрических сетей методом Ньютона уравнения записываются в форме баланса мощностей или баланса токов в полярной системе координат.

Алгоритм решения уравнений баланса токов методом Ньютона

- задается начальное приближение модулей и фаз напряжений.

Рекомендуется принимать $U_i^{[0]} = U_{ном}$, $\delta_i^{[0]} = 0$.

- вычисляются значения функций W_i при данном приближении переменных:

$$W_i = \begin{cases} W_{a,i}, & i = 1 \dots n, \\ W_{p,i-n}, & i = (n+1) \dots 2n, \\ W_{a,i-n}, & i = (2n+1) \dots (n+m). \end{cases} \quad (1.5.13)$$

Здесь нумерация узлов соответствует принятой ранее; $W_{a,i}$, $W_{p,i}$ – действительная (активная) и мнимая (реактивная) составляющие уравнений баланса токов, вычисляемые при p -м приближении переменных:

$$\begin{aligned} W_{a,i} = & U_i^{[p]} g_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j^{[p]} (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) - \\ & - \sum_{j=n+1}^m U_j (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) - \\ & - \sum_{j=m+1}^k U_j (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j)) + \frac{P_i^{[p]}}{U_i^{[p]}} = 0, \quad i = 1 \dots n, \end{aligned} \quad (1.5.14)$$

$$W_{p,i} = U_i^{[p]} b_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_j^{[p]} (b_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) + g_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) -$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_{j=n+1}^m U_j (b_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) + g_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) - \\
& - \sum_{j=m+1}^k U_j (b_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j) + g_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j)) + \frac{Q_i^{[p]}}{U_i^{[p]}} = 0, \quad i = 1 \dots n, \quad (1.5.15)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
W_{a,i} &= U_i g_{ii} - \sum_{j=1}^n U_j^{[p]} (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) - \\
& - \sum_{\substack{j=n+1 \\ j \neq i}}^m U_j (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]}) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j^{[p]})) - \\
& - \sum_{j=m+1}^k U_j (g_{ij} \cos(\delta_i^{[p]} - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i^{[p]} - \delta_j)) + \frac{P_i}{U_i^{[p]}} = 0, \quad i \\
& = (n+1) \dots m. \quad (1.5.16)
\end{aligned}$$

В формулах (1.5.14) и (1.5.15) учтено, что активная и реактивная мощности нагрузки могут зависеть от напряжения, и поэтому они также вычисляются заново на каждой итерации. Выражение (1.5.16) соответствует узлам, балансирующим по реактивной мощности. Значение P_i для этих узлов постоянно (и отрицательно, если мощность генерируется).

- проверяются условия

$$|W_i| < \varepsilon, \quad (1.5.17)$$

где ε – заданная точность решения.

Если эти условия выполнены для всех узлов, то расчет заканчивается, и решением является последнее приближение переменных. Если условие (1.5.17) не выполнилось хотя бы для одного узла, то осуществляется переход к следующему пункту.

- вычисляются компоненты матрицы Якоби $a_{i,j}$ при данном приближении переменных:

$$a_{i,j} = \begin{cases} \frac{\partial W_{a,i}}{\partial U_j}, & i=1\dots n, j=1\dots n, \\ \frac{\partial W_{a,i}}{\partial \delta_{j-n}}, & i=1\dots n, j=(n+1)\dots(n+m), \\ \frac{\partial W_{p,i-n}}{\partial U_j}, & i=(n+1)\dots 2n, j=1\dots n, \\ \frac{\partial W_{p,i-n}}{\partial \delta_{j-n}}, & i=(n+1)\dots 2n, j=(n+1)\dots(n+m), \\ \frac{\partial W_{a,i-n}}{\partial U_j}, & i=(2n+1)\dots(n+m), j=1\dots n, \\ \frac{\partial W_{a,i-n}}{\partial \delta_{j-n}}, & i=(2n+1)\dots(n+m), j=(n+1)\dots(n+m). \end{cases}$$

Например, производная функции $W_{a,i}$ по напряжению U_i равна

$$\frac{\partial W_{a,i}}{\partial U_i} = g_{ii} + \frac{1}{U_i^{[p]}} \frac{\partial P_i}{\partial U_i} - \frac{P_i^{[p]}}{(U_i^{[p]})^2}, \quad (1.5.18)$$

где производная активной мощности вычисляется при $U_i = U_i^{[p]}$.

- составляется и решается линейная система (1.5.11), которая имеет порядок $(n+m)$. Обычно для ее решения используется метод Гаусса.

- определяется $(p+1)$ -е приближение переменных:

$$U_i^{[p+1]} = U_i^{[p]} + \Delta x_i, \quad i=1\dots n,$$

$$\delta_i^{[p+1]} = \delta_i^{[p]} + \Delta x_{i+n}, \quad i=1\dots m.$$

- осуществляется возврат ко второму пункту.

Метод Ньютона имеет в среднем лучшую сходимость, чем метод Зейделя.

Однако алгоритм расчета по методу Ньютона более сложный, и каждая итерация включает в себя большее количество вычислений.

В целом метод Ньютона и метод Зейделя конкурентоспособны. Но возможности расчета режимов электрических сетей методом Ньютона шире,

чем методом Зейделя. Поэтому метод Ньютона является более распространенным.

1.5.3 Модификации метода Ньютона

Как указано выше, в среднем метод Ньютона обладает быстрой и надежной сходимостью. Тем не менее в определенных случаях (режимы, близкие к пределу по статической устойчивости, резко неоднородные сети) сходимость метода Ньютона замедляется, и возможна ситуация, когда он будет расходиться. Для расчета таких режимов используются модификации метода Ньютона, имеющие улучшенную сходимость: *методы по параметру* и *методы второго порядка*.

Методы Ньютона по параметру по своей идее аналогичны ускоренному методу Зейделя. В рекуррентные формулы также вводится параметр t :

$$U_i^{[p+1]} = U_i^{[p]} + t\Delta x_i, \quad i = 1 \dots n,$$

$$\delta_i^{[p+1]} = \delta_i^{[p]} + t\Delta x_{i+n}, \quad i = 1 \dots m.$$

Основная трудность использования данного метода состоит в правильном выборе значения t . Существует оптимальное значение, которое обеспечивает наиболее быструю сходимость. В то же время неправильный подбор этого параметра может привести, наоборот, к замедлению сходимости. В общем случае $t \leq 1$.

Методы Ньютона второго порядка учитывают не только линейные, но и квадратичные члены разложения в ряд Тейлора (вторые производные). Разложение i -го уравнения системы (1.5.9) примет следующий вид:

$$W_i + \sum_{j=1}^n \frac{\partial W_i}{\partial x_j} \Delta x_j + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{\partial^2 W_i}{\partial x_j \partial x_k} \Delta x_j \Delta x_k = 0. \quad (1.5.19)$$

Учет вторых производных значительно улучшает сходимость метода. Однако система, составленная из уравнений (1.5.19), сама по себе является нелинейной. Методы Ньютона второго порядка предусматривают не точное, а приближенное решение этой системы на каждом шаге итерационного процесса.

Оно может осуществляться различными способами, и по объему вычислений приблизительно соответствует решению двух систем линейных уравнений той же размерности.

Методы Ньютона второго порядка используются для решения уравнений режима в форме баланса мощностей, поскольку относительно модулей напряжения эти уравнения уже являются квадратичными, и система уравнений после разложения оказывается близка к исходной.

Рассмотренные модификации метода Ньютона представляют собой его усложненные варианты. Существует также упрощенная модификация: метод Ньютона с постоянной матрицей Якоби (рассчитанной при нулевом приближении). Этот метод сходится несколько медленнее, чем стандартный метод Ньютона, однако на каждой итерации, кроме нулевой, производится меньшее количество вычислений. Метод Ньютона с постоянной матрицей Якоби эффективен при расчете «легких» режимов, когда не возникает проблем со сходимостью.

1.6 Алгоритмизация методов расчёта режимов [5]

Алгоритм расчета режима электрической сети не ограничивается только решением уравнений режима. В целом расчет режима включает следующие этапы:

- определение параметров схемы замещения электрической сети.
- вычисление параметров (коэффициентов) уравнений режима.
- решение уравнений режима (вычисление напряжений в узлах сети).
- расчет токов, мощностей и потерь мощности.

Примерная блок-схема алгоритма расчета режима электрической сети на ЭВМ показана на рис. 1.6.3.

На этапе определения параметров схемы замещения вычисляются:

- сопротивления продольных ветвей R_{ij} , X_{ij} (i, j – номера узлов в начале и конце ветви);
- проводимости поперечных ветвей G_i , B_i (i – номер узла, от которого отходит данная поперечная ветвь);

- коэффициенты трансформации идеальных трансформаторов $k_{mpi,j}$ (трансформация производится от узла i к узлу j).

Для примера на рис. 1.6.1 показан фрагмент сети, содержащий воздушную линию ВЛ, двухобмоточный трансформатор Т, кабельную линию КЛ и нагрузку S . Схема замещения приведена на рис. 1.6.2. На этой схеме $Z_{1,2} = R_{1,2} + jX_{1,2}$ – сопротивление воздушной линии; $Z_{2,3} = R_{2,3} + jX_{2,3}$ – сопротивление трансформатора; $R_{3,4}$ – сопротивление кабельной линии (активное). Проводимости поперечных ветвей имеются только в узлах 1 и 2: $B_1 = -B_l$, $G_2 = G_m$, $B_2 = B_m - B_l$. Здесь B_l – емкостная проводимость воздушной линии; G_m и B_m – активная и индуктивная проводимости ветви намагничивания трансформатора, которые соответствуют комплексной проводимости Y_m .

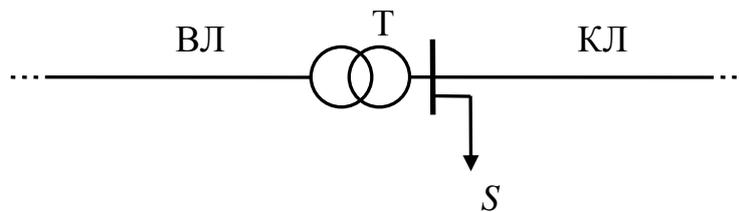


Рис. 1.6.1 – Фрагмент сети

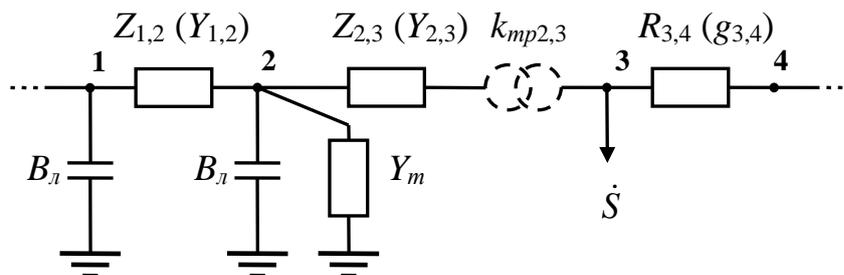


Рис. 1.6.2 – Схема замещения фрагмента сети

Вычисление параметров уравнений режима включает:

- расчет взаимных проводимостей узлов сети g_{ij} , b_{ij} ;

Вычисление параметров уравнений режима включает:

- расчет взаимных проводимостей узлов сети g_{ii} , b_{ii} ;

- приведение сети к одному уровню напряжения;
- расчет собственных проводимостей узлов сети g_{ii}, b_{ii} ;
- при необходимости – вычисление некоторых других параметров.

Взаимная проводимость в комплексной форме

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} = \frac{R_{ij} - jX_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}.$$

Отсюда получаем следующие расчетные выражения для активной и индуктивной проводимостей:

$$g_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}, \quad b_{ij} = \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}. \quad (1.6.1)$$

После расчета взаимных проводимостей сеть приводится к одному классу напряжения. Приведение осуществляется по фактическим коэффициентам трансформации. Обычно сеть приводится к наиболее высокому уровню напряжения.

Операция приведения сети к одному классу напряжения заключается в пересчете взаимных проводимостей и проводимостей поперечных ветвей. Приведенная проводимость получается путем деления исходной проводимости на произведение квадратов коэффициентов трансформации, отделяющих участок сети, к которому осуществляется приведение, от участка сети, которому принадлежит данная проводимость:

$$g_{ij,np} = \frac{g_{ij,ucx}}{\prod k_{mp}^2}, \quad b_{ij,np} = \frac{b_{ij,ucx}}{\prod k_{mp}^2}. \quad (1.6.2)$$

Например, если сеть, показанная на рис. 1.6.2, приводится к уровню напряжения воздушной линии, то проводимость кабеля пересчитывается по формуле

$$g_{3,4,np} = \frac{g_{3,4,ucx}}{k_{mp2,3}^2}.$$

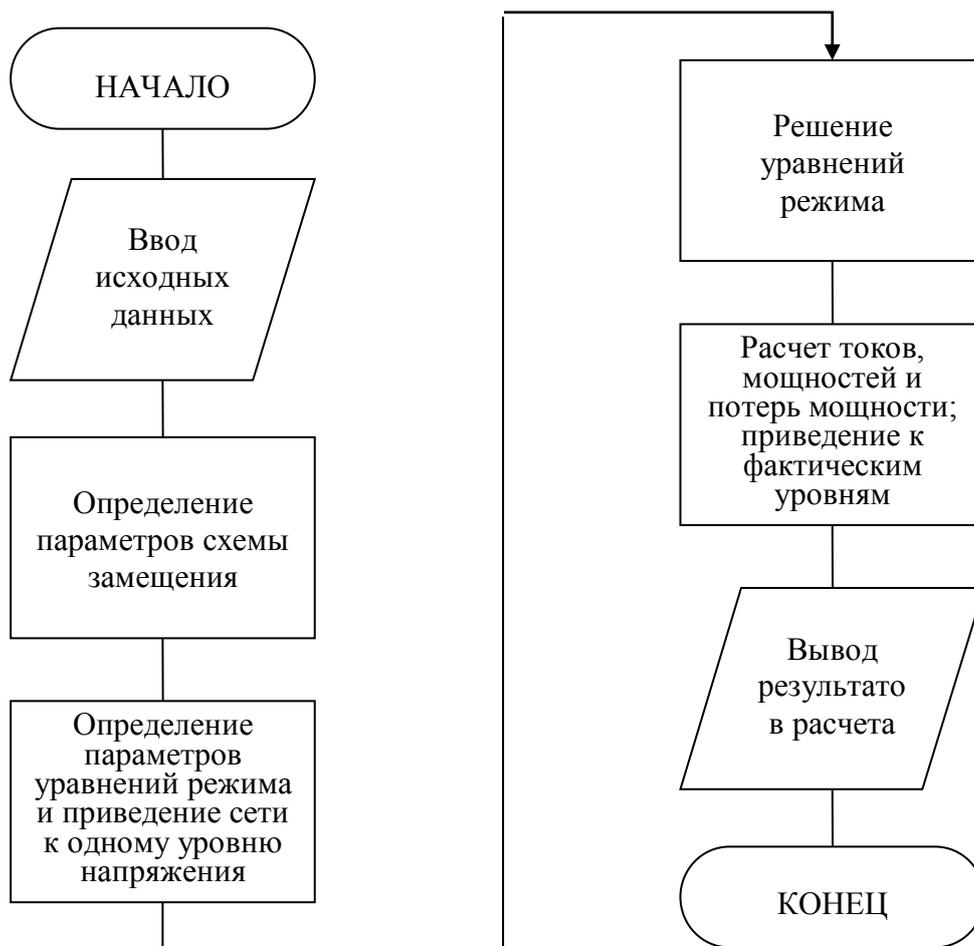


Рис. 1.6.3 – Укрупненная блок-схема алгоритма расчета режима электрической сети

Следующим шагом при определении параметров уравнений является расчет собственных проводимостей узлов. Эти проводимости вычисляются путем суммирования взаимных проводимостей ветвей, сходящихся в данном узле, и проводимости поперечной ветви данного узла. Например, собственные проводимости узла 2 на рис. 1.6.2 равны

$$g_{2,2} = g_{1,2} + g_{2,3} + G_2, \quad b_{2,2} = b_{1,2} + b_{2,3} + B_2.$$

После определения всех параметров уравнений режима осуществляется решение этих уравнений. Данный шаг представляет собой «ядро» алгоритма расчета режима электрической сети, к которому относится основное количество вычислительных операций. В результате определяются напряжения в узлах сети, приведенные к одному классу напряжения.

На заключительном этапе расчета режима осуществляется:

- вычисление мощностей, передаваемых через элементы сети;
- расчет генерируемых мощностей и мощностей потребителей (за исключением тех, которые являются постоянными);
- определение потерь мощности в элементах сети и суммарных потерь мощности;
- вычисление токов в ветвях сети;
- обратное приведение параметров режима к фактическим классам напряжения.

Расчет токов, мощностей и потерь мощности производится через напряжения по достаточно простым формулам, которые в комплексной форме приведены в предыдущих пунктах. Параллельно осуществляется обратное приведение параметров режима к фактическим классам напряжения. При этом токи могут быть вычислены как до обратного приведения напряжений, так и после. В первом случае обратное приведение производится для токов и напряжений, а во втором случае – только для напряжений.

1.7 Определение параметров элементов схемы замещения

В расчете электромагнитных переходных процессов используются как именованные, так и относительные единицы при определении параметров схемы замещения. Расчет установившихся режимов обычно проводится только в именованных единицах. Кроме того, расчет параметров элементов схемы замещения зависит от поставленных целей и задач.

Параметры линий в схеме замещения представляется следующими формулами:

$$R_{\text{вл}} = r_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{1}{n}, \quad (1.7.1)$$

$$X_{\text{вл}} = x_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{1}{n}, \quad (1.7.2)$$

где $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – активное и реактивное погонное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км;

n – число цепей.

Проводимость линии:

$$B_{\text{вл}} = b_{\text{уд}} \cdot L \cdot n, \quad (1.7.3)$$

где $b_{\text{уд}}$ – погонная емкостная проводимость линии, См/км.

Двухобмоточный трансформатор в схеме замещения представляется реактивным и активным сопротивлениями:

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{T}}}, \quad (1.7.4)$$

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot 10^3 \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{1}{n_{\text{T}}}. \quad (1.7.5)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta P_{\text{к}}$ – активная составляющая потерь короткого замыкания, кВт;

n_{T} – число трансформаторов.

Активная проводимость трансформатора:

$$G_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot n_{\text{T}}. \quad (1.7.6)$$

Реактивная проводимость трансформатора:

$$B_{\text{T}} = \frac{I_{\text{х\%}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot n_{\text{T}}, \quad (1.7.7)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$I_{\text{х\%}}$ – ток холостого хода трансформатора, %.

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы вводятся в схему замещения по схеме соединения звезды с тремя лучами, два из которых имеют коэффициенты трансформации.

Компенсирующие устройства задаются своими проводимостями (в мкСм).

1.8 Контрольные вопросы

1. Что такое режим электрической сети?
2. В чем отличие параметров сети от параметров режима?
3. Что такое баланс мощности в сети и почему он должен соблюдаться?
4. Какие формы записей уравнений режима существуют?
5. Какие существуют основные модели генераторных узлов при расчетах режимов?
6. Что такое балансирующий узел при расчете режима?
7. Может ли в схеме быть два или более балансирующих узла?
8. В чем состоит отличие аналитических от численных методов расчета режимов?
9. Метод Зейделя, организация итерационного процесса.
10. Метод Ньютона, организация итерационного процесса.
11. Блок-схема алгоритма расчета режима электрической сети.
12. Как определяются параметры Π -образной схемы замещения линии электропередачи?
13. Как определяются параметры схемы замещения двухобмоточных трансформаторов?
14. Как определяются параметры схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов?
15. Каким образом учитываются батареи статических конденсаторов и шунтирующие реакторы при расчете режима?

2. РАСЧЁТЫ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Наиболее частой причиной возникновения аварийных переходных процессов являются короткие замыкания (КЗ), разделяющиеся на *симметричные* (трехфазные) и *несимметричные*. Подробную информацию о расчете симметричных КЗ можно получить в [4,6,7]. Далее приведена информация о наиболее частых видах повреждений в сети – несимметричных КЗ.

Для расчета токов при несимметричных КЗ целесообразно использовать метод симметричных составляющих. При этом кроме схемы замещения прямой последовательности для расчета двухфазного КЗ необходимо составить схему замещения обратной последовательности, а для расчета однофазного и двухфазного КЗ на землю – также схему замещения нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы. При этом электрические машины с вращающимся ротором и обобщенные нагрузки узлов должны быть учтены соответствующим сопротивлением обратной последовательности, а ЭДС приняты равными нулю. Индуктивное сопротивление обратной последовательности синхронных и асинхронных электродвигателей допустимо принимать численно равным индуктивной составляющей их сопротивления короткого замыкания. Сопротивление обратной последовательности обобщенной нагрузки какого-либо узла в о.е., отнесенное к полной мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению той ступени напряжения сети, где эта нагрузка присоединена, следует принимать равным: при напряжении сети 35 кВ и более $X_{*2(\text{ном})} = 0,45$ и $X_{*2(\text{ном})} = 0,35$ в остальных случаях.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы. Чтобы составить схему замещения нулевой последовательности, следует допустить, что в точке несимметричного КЗ все фазы соединены между собой накоротко и между этой точкой и землей приложено напряжение нулевой последовательности. Затем, идя от точки КЗ поочередно в разные стороны, необходимо на каждой ступени напряжения исходной расчетной схемы выявить возможные пути циркуляции токов нулевой последовательности (циркуляция этих токов возможна только в тех ветвях, которые образуют контуры для замыкания токов через землю и параллельные ей цепи) и соответственно определить элементы этой схемы, которые должны быть введены в схему замещения. При этом следует иметь в виду, что сопротивление нулевой последовательности трансформатора со стороны обмотки, соединенной в треугольник или звезду с незаземленной нейтралью, бесконечно велико, поэтому трансформаторы с указанными схемами соединения и все находящиеся за ними элементы исходной расчетной схемы в схему замещения нулевой последовательности не входят.

Циркуляция токов нулевой последовательности возможна только в том случае, если обмотка трансформатора, обращенная в сторону расчетной точки КЗ, соединена в звезду с заземленной нейтралью.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Δ , представлена на рис. 2.1а. Поскольку индуктивное сопротивление $X_{\mu 0}$ во много раз больше сопротивлений рассеяния обмоток X_I и X_{II} , то в исходной схеме замещения нулевой последовательности трансформатор с указанной схемой соединения обмоток представляется в виде одного индуктивного сопротивления $X_{T0} = X_I + X_{II}$, которое с противоположной стороны (идя от расчетной точки КЗ) соединяется с точкой нулевого потенциала схемы замещения (с землей). Таким

образом, если в исходной расчетной схеме за таким трансформатором имеются какие-либо элементы (трансформаторы, генераторы, воздушные или кабельные линии и т.д.), то независимо от их вида и схемы соединения их обмоток эти элементы в схему замещения нулевой последовательности не вводятся. Это объясняется тем, что при соединении обмоток трансформатора по схеме Y_0/Δ ЭДС нулевой последовательности, наводимая в соединенной треугольником обмотке, полностью компенсируется падением напряжения от тока нулевой последовательности в индуктивном сопротивлении рассеяния этой обмотки, вследствие чего напряжение нулевой последовательности на выводах этой обмотки равно нулю.

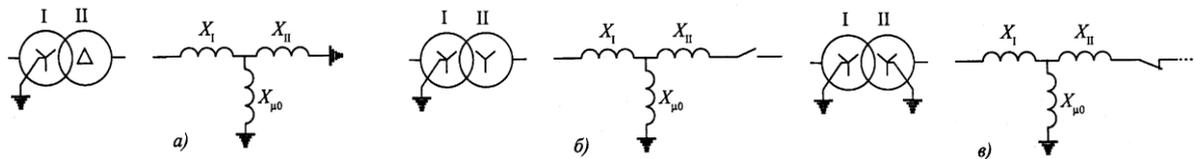


Рисунок 2.1 – Схемы замещения нулевой последовательности двухобмоточных трансформаторов

В случае соединения обмоток двухобмоточного трансформатора по схеме Y_0/Y циркуляция токов нулевой последовательности в обмотке, соединенной в звезду, невозможна (см. схему замещения нулевой последовательности такого трансформатора на рис. 2.1б). Поскольку у трансформаторов с номинальным напряжением обмоток свыше 1 кВ сопротивление $X_{\mu 0}$ весьма значительно, то в схему замещения нулевой последовательности такие трансформаторы не вводят.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Y_0 , представлена на рис. 2.1в. Очевидно, трансформатор необходимо вводить в исходную схему замещения нулевой последовательности только в том случае, если на стороне обмотки II имеется контур для циркуляции токов нулевой последовательности

(имеются в виду электроустановки напряжением свыше 1 кВ, когда $X_{\mu 0} \gg X_I + X_{II}$).

Сопротивление нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, зависит от схемы соединения двух других обмоток. Обычно одна из них соединена треугольником, а другая может быть соединена или треугольником, или в звезду с изолированной нейтралью, или в звезду с заземленной нейтралью. В первом случае компенсация тока нулевой последовательности обмотки, обращенной к расчетной точке КЗ, осуществляется токами обеих обмоток, соединенных треугольником, и схема замещения нулевой последовательности такого трансформатора имеет вид, как показано на рис. 2.2а.

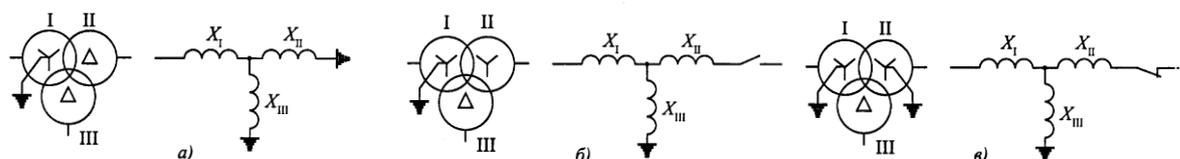


Рисунок 2.2 – Схемы замещения нулевой последовательности трехобмоточных трансформаторов

При этом сопротивление нулевой последовательности трансформатора $X_{T0} = X_I + X_{II} // X_{III}$. Во втором случае по обмотке, соединенной в звезду с изолированной нейтралью, протекание тока нулевой последовательности невозможно (см. схему на рис. 2.2б), поэтому сопротивление нулевой последовательности такого трансформатора $X_{T0} = X_I + X_{III}$. В третьем случае циркуляция тока нулевой последовательности возможна и в обмотке II (рис. 2.2в), если в сети, электрически связанной с этой обмоткой, обеспечены условия для замыкания этого тока.

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора, который имеет обмотку, соединенную треугольником, а его нейтраль заземлена наглухо, аналогична схеме замещения нулевой последовательности

трехобмоточного трансформатора, у которого обмотки соединены по схеме $Y_0/Y_0/\Delta$.

Составление исходной комплексной схемы замещения для расчета несимметричных коротких замыканий

В тех случаях, когда требуется определить токи и напряжения не только в месте несимметричного КЗ, но и в других ветвях и точках расчетной схемы, целесообразно использовать комплексные схемы замещения. Исходные комплексные схемы замещения для расчета двухфазного КЗ и двухфазного КЗ на землю получаются путем соединения соответственно начал и концов исходных схем замещения различных последовательностей, как показано на рисунках ниже:

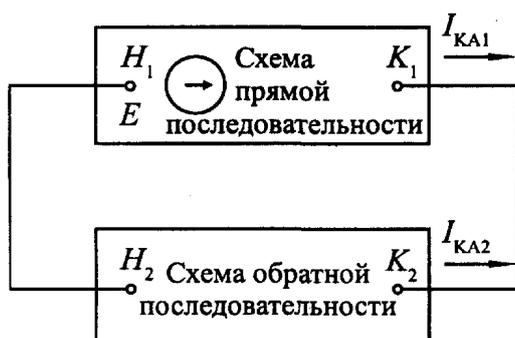


Рисунок 2.3 – Комплексная схема замещения для двухфазного КЗ

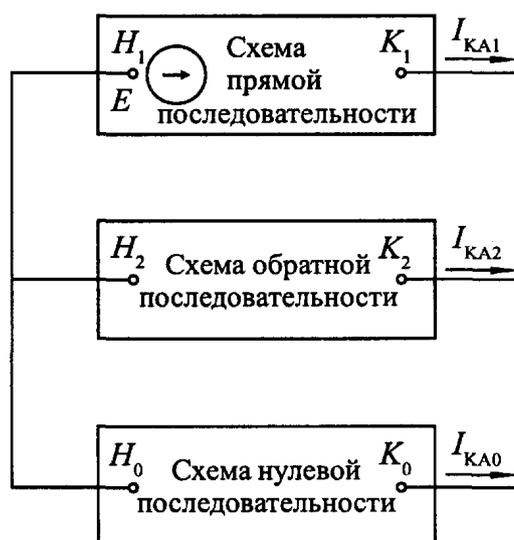


Рисунок 2.4 – Комплексная схема замещения для двухфазного КЗ на землю

Комплексную схему замещения для однофазного КЗ, в которой выполняются все соотношения не только для симметричных составляющих тока особой фазы, но и для симметричных составляющих напряжения, можно получить, если схемы замещения отдельных последовательностей соединить

между собой с помощью идеальных промежуточных трансформаторов (т.е. трансформаторов, у которых потери мощности и ток намагничивания равны нулю) с коэффициентом трансформации 1:1. Такая комплексная схема замещения приведена на рис. 2.4а.

При аналитических расчетах допускается использовать упрощенную комплексную схему замещения без промежуточных трансформаторов, которая справедлива только для симметричных составляющих тока особой фазы. Такая комплексная схема представлена на рис. 2.4б.

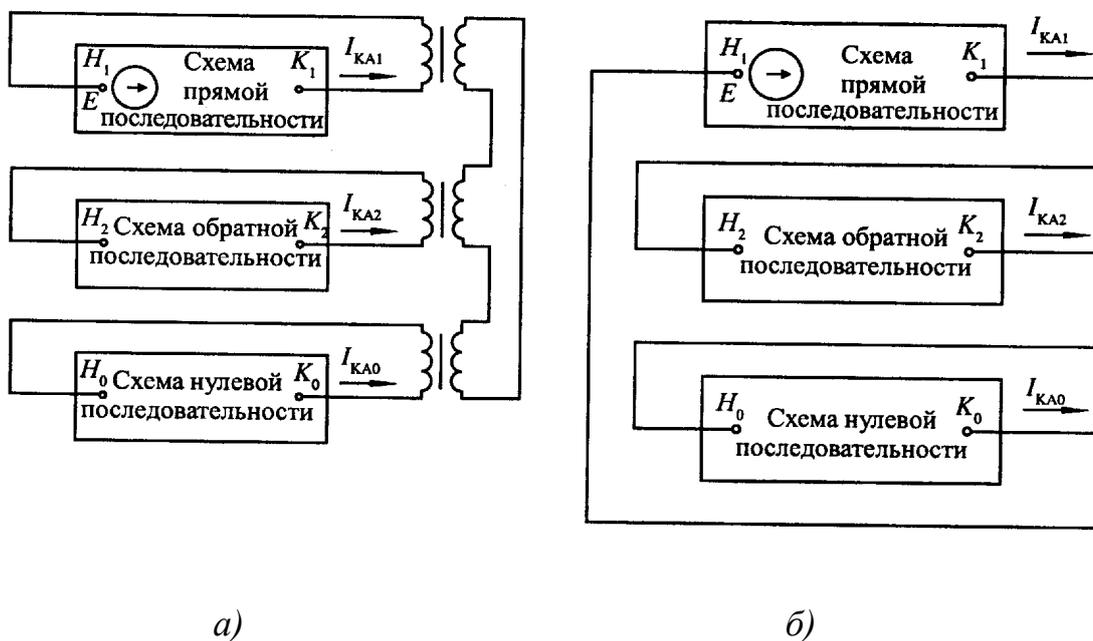


Рисунок 2.4 – Комплексные схемы замещения для однофазного КЗ:

а) – точная; б) – приближенная

Учет взаимоиндукции линий электропередачи

При определении сопротивления нулевой последовательности воздушных линий электропередачи необходимо учитывать влияние взаимоиндукции от других линий (цепей), проложенных по той же трассе.

Индуктивное сопротивление взаимоиндукции нулевой последовательности одной цепи от другой (т.е. между проводом одной цепи и

тремя проводами другой цепи) при отсутствии у обеих цепей заземленных тросов, Ом/км, следует определять по формуле

$$X_{I-II} = 0,4351g \frac{D_3}{D_{I-II}}, \quad (2.1)$$

где $D_3 \approx 935$ м – эквивалентная глубина возврата тока через землю; D_{I-II} – среднее геометрическое расстояние между цепями I и II, которое определяется расстояниями между каждым проводом (A, B, C) цепи I и каждым проводом (A', B', C') цепи II:

$$D_{I-II} = \sqrt[3]{D_{AA'} \cdot D_{AB'} \cdot D_{AC'} \cdot D_{BA'} \cdot D_{BB'} \cdot D_{BC'} \cdot D_{CA'} \cdot D_{CB'} \cdot D_{CC'}}. \quad (2.2)$$

При наличии у цепей заземленных тросов сопротивление взаимоиндукции нулевой последовательности одной цепи от другой следует определять с учетом этих тросов, используя формулу

$$X_{I-II}^{(T)} = X_{I-II} - X_{IT0} X_{IIT0} / X_{T0}, \quad (2.3)$$

где X_{IT0} и X_{IIT0} – индуктивные сопротивления взаимоиндукции нулевой последовательности между проводами соответственно первой и второй цепей и системой тросов; X_{T0} – индуктивное сопротивление нулевой последовательности системы тросов.

Применяя метод симметричных составляющих для несимметричных трехфазных систем токов и напряжений и пренебрегая влиянием высших гармоник, расчеты режимов несимметричного КЗ в одном месте цепи можно производить аналогично расчету трехфазного КЗ.

Если параметры всех фаз исходной расчетной схемы одинаковы, а причиной нарушения симметрии является короткое замыкание в одном или двух местах, то для расчета токов при несимметричных КЗ следует применять метод симметричных составляющих, так как при указанных условиях этот метод имеет большие преимущества: симметричные системы токов прямой,

обратной и нулевой последовательностей связаны законом Ома только с симметричными системами напряжений одноименной последовательности:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_1 &= \dot{I}_1 \underline{Z}_1; \\ \Delta \dot{U}_2 &= \dot{I}_2 \underline{Z}_2; \\ \Delta \dot{U}_0 &= \dot{I}_0 \underline{Z}_0; \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

где \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 ; \underline{Z}_0 - сопротивления соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Поскольку при этом разные фазы симметричной системы любой последовательности находятся в одинаковых условиях (в них соблюдается симметрия токов, напряжений и других электрических величин), то метод симметричных составляющих позволяет использовать эквивалентные схемы замещения различных последовательностей в однолинейном изображении и вести расчеты для одной фазы (она обычно называется особой).

Примечание. При несимметричных КЗ вследствие несимметрии ротора синхронных машин помимо основной гармоники ток КЗ содержит высшие гармонические составляющие. Это существенно затрудняет расчеты токов КЗ. Чтобы иметь возможность применять метод симметричных составляющих в обычной форме как при расчете установившихся токов несимметричных КЗ, так и токов при переходных процессах, допустимо пренебрегать высшими гармоническими составляющими тока КЗ.

Обычно при коротких замыканиях в основных цепях электроэнергетических систем результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление расчетной схемы относительно точки КЗ значительно превышает результирующее активное сопротивление (в 10 и более раз), поэтому расчет периодической составляющей тока при несимметричных КЗ допускается производить, не учитывая активные сопротивления различных элементов расчетной схемы. При этом условии ток прямой последовательности особой фазы в месте любого несимметричного КЗ следует определять по формуле

$$\dot{i}_{\text{кА1}}^{(n)} = \frac{\dot{E}_{\text{ЭК}}}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})}, \quad (2.5)$$

где (n) - вид несимметричного КЗ; $\dot{E}_{\text{ЭК}}$ - результирующая эквивалентная ЭДС всех учитываемых источников энергии; $X_{1\Sigma}$ - результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения прямой последовательности относительно точки несимметричного КЗ; $\Delta X^{(n)}$ - дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ (n) и параметрами схем замещения обратной и нулевой (при однофазном и двухфазном КЗ на землю) последовательностей.

Токи обратной и нулевой последовательностей особой фазы в месте несимметричного КЗ связаны с током прямой последовательности соотношениями:

- при двухфазном КЗ $\dot{i}_{\text{кА2}} = -\dot{i}_{\text{кА1}}$;
- при однофазном КЗ $\dot{i}_{\text{кА2}} = \dot{i}_{\text{кА0}} = \dot{i}_{\text{кА1}}$;
- при двухфазном КЗ на землю $\dot{i}_{\text{кА2}} = -\dot{i}_{\text{кА1}} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$ и

$$\dot{i}_{\text{кА0}} = -\dot{i}_{\text{кА1}} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (2.6)$$

Модуль полного (суммарного) тока поврежденной фазы в месте несимметричного КЗ связан с модулем соответствующего тока прямой последовательности следующим соотношением:

$$|I_{\text{к}}^{(n)}| = m^{(n)} |I_{\text{к1}}^{(n)}|, \quad (2.7)$$

где $m^{(n)}$ - коэффициент, показывающий, во сколько раз модуль полного (суммарного) тока поврежденной фазы при n -м виде несимметричного КЗ в расчетной точке КЗ превышает ток прямой последовательности при этом же виде КЗ и в той же точке.

При расчетах несимметричных КЗ определению подлежит не только ток КЗ, но и напряжение в месте КЗ.

Напряжение прямой последовательности особой фазы в точке несимметричного КЗ любого вида составляет $\dot{U}_{кА1} = j\dot{I}_{кА1}\Delta X^{(n)}$.

Напряжения обратной и нулевой (при однофазном и двухфазном КЗ на землю) последовательностей особой фазы в точке КЗ равны соответственно:

- при двухфазном КЗ $\dot{U}_{кА2} = \dot{U}_{кА1}$;
- при однофазном КЗ $\dot{U}_{кА2} = -j\dot{I}_{кА2}X_{2\Sigma}$ и $\dot{U}_{кА0} = -j\dot{I}_{кА0}X_{0\Sigma}$;
- при двухфазном КЗ на землю $\dot{U}_{кА2} = \dot{U}_{кА0} = \dot{U}_{кА1}$.

Структура формулы показывает, что ток прямой последовательности любого несимметричного КЗ может быть определен как ток эквивалентного трехфазного КЗ, удаленного от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$. Последнее не зависит от рассматриваемого момента времени и определяется только результирующими эквивалентными сопротивлениями обратной и нулевой последовательностей относительно расчетной точки КЗ. Это положение, известное как правило эквивалентности тока прямой последовательности, показывает, что для расчета тока прямой последовательности любого несимметричного КЗ могут быть использованы все методы расчета тока трехфазного КЗ. А для определения модуля результирующего тока КЗ поврежденной фазы достаточно найденный ток прямой последовательности увеличить в $m^{(n)}$ раз.

Аналитические расчеты тока КЗ от синхронной машины в произвольный момент времени при несимметричном КЗ рекомендуется выполнять с использованием метода типовых кривых. При этом расчеты целесообразно вести в следующем порядке:

- по исходной расчетной схеме составить эквивалентные схемы замещения прямой, обратной и нулевой (при однофазном и двухфазном КЗ на землю) последовательностей, выразив все параметры в относительных единицах при предварительно выбранных базисных условиях, причем в схеме замещения прямой последовательности синхронную машину следует учесть

сверхпереходной ЭДС (предварительно найденной из предшествующего режима) и сверхпереходным сопротивлением;

- с помощью преобразований привести схемы к простейшему виду и определить $\Delta X^{(n)}$;

- определить начальное действующее значение тока прямой последовательности

$$I_{*1\pi0(\delta)} = \frac{E_{*0(\delta)}'}{X_{*1\Sigma(\delta)} + \Delta X_{* (\delta)}^{(n)}}; \quad (2.8)$$

- определить значение величины $I_{*1\pi0(\text{ном})}$, характеризующей электрическую удаленность расчетной точки КЗ от синхронной машины

$$I_{*1\pi0(\text{ном})} = I_{*1\pi0(\delta)} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.9)$$

- в соответствии с типом генератора, его системы возбуждения и найденным значением $I_{*1\pi0(\text{ном})}$ выбрать необходимую типовую кривую и для заданного момента времени определить коэффициент γ_t ;

- определить искомое значение периодической составляющей тока КЗ от синхронной машины в заданный момент времени

$$I_{\text{нт}} = m^{(n)} \gamma_t I_{*1\pi0(\delta)} I_{\delta}, \quad (2.10)$$

где $m^{(n)}$ — коэффициент, зависящий от вида КЗ.

Определение токов прямой, последовательности в месте несимметричного КЗ

- составляется схема замещения для токов прямой последовательности. Эта схема является обычной схемой, которую составляют для расчета токов при трехфазном КЗ, т.к. последние являются токами прямой последовательности. Далее, упрощая схему относительно рассматриваемой точки несимметричного КЗ, определяют ее эквивалентную ЭДС E_{Σ} и суммарное сопротивление;

- составляется схема замещения для токов обратной последовательности. Схема состоит из трех элементов, как и схема прямой последовательности, т.к. токи прямой и обратной последовательностей протекают по одним и тем же путям.

Отличие: точки приложения ЭДС источников заземляются, т.к. ЭДС обратной последовательности генерирующих ветвей условно принимают равными нулю ($E_2 = 0$); генераторы замещаются со своими сопротивлениями обратной последовательности X_2 .

Сопротивление трансформаторов, линии и реактора прямой и обратной последовательностей равны.

Далее упрощая схему относительно точки несимметричного КЗ определяют ее суммарное сопротивление $X_{2\Sigma}$;

- составляется схема замещения для токов нулевой последовательности.

Схема существенно отличается от схемы прямой и обратной последовательности, т.к. токи нулевой последовательности протекают по путям, отличным от путей протекания токов при трехфазном КЗ

Токи нулевой последовательности, протекая от места КЗ, могут иметь возврат к месту КЗ только через землю и параллельные ей цепи (троссы линий, оболочка кабелей, нулевые провода). Поэтому, приступая к составлению схемы, прежде всего необходимо установить возможные контуры протекания тока нулевой последовательности. Для образования таких контуров необходимо чтобы в цепи, электрически связанной с точкой КЗ, имелись заземленные нейтралы элемента (генератора, трансформатора).

Составление схемы следует начинать от точки КЗ Вид этой схемы зависит от количества трансформаторов и схемы соединений их обмоток.

Например, рассмотрим трансформатор, имеющий соединение обмоток Y / Δ . Пусть этот трансформатор на участок сети включен, как на рис. 2.5:

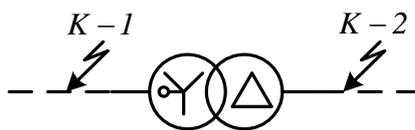


Рисунок 2.5 – Вариант включения трансформатора в сеть

Если точка КЗ $K-1$ со стороны обмотки, соединенной в заземленную звезду, то образуется циркуляция тока нулевой последовательности: через точки КЗ попадает в землю, затем в нейтраль обмотки ВН трансформатора, далее по трем фазам обмотки ВН, линии и обратно к точке КЗ. Кроме того, во вторичной обмотке соединенной в треугольник трансформатора наводится ЭДС нулевой последовательности и так как фазы этой обмотки соединены в треугольник, то в них возникает ток нулевой последовательности, не выходящий за пределы треугольника.

Таким образом, в случае КЗ в точке $K-1$ в схему нулевой последовательности войдет сам трансформатор и элементы от схемы точки КЗ до этого трансформатора, т.е. в схему должны войти все элементы, по которым пойдет ток нулевой последовательности.

Если точка КЗ $K-2$ находится со стороны обмотки, соединенной в треугольник, то сам трансформатор и элементы от точки КЗ до этого трансформатора в схему не войдет, т.к. через обмотку, соединенную в треугольник, ток нулевой последовательности не образуется.

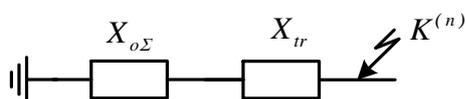


Рисунок 2.6 – Схема замещения нулевой последовательности

Контрольные вопросы по разделу приведены в [4, 6, 7].

3. РАСЧЁТЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Точное определение потерь за интервал времени T возможно при известных параметрах R и ΔP_x и функций времени $I(t)$ и $U(t)$ на всем интервале. Параметры R и ΔP_x обычно известны, и в расчетах их считают постоянными. Но при этом сопротивление проводника зависит от температуры.

Информация о режимных параметрах $I(t)$ и $U(t)$ имеется обычно лишь для дней контрольных замеров. На большинстве подстанций без обслуживающего персонала они регистрируются 3 раза за контрольные сутки. Эта информация является неполной и ограничено достоверной, так как замеры проводятся аппаратурой с определенным классом точности и не одновременно на всех подстанциях.

Нагрузочные потери электроэнергии за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из следующих пяти методов [8] а зависимости от объема информации о схемах и нагрузках сетей (расположены в порядке снижения точности расчета): 1) метод оперативных расчетов; 2) расчетных суток; 3) средних нагрузок; 4) числа часов наибольших потерь мощности; 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета методов 1-4 определяют на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, найденных с помощью измерений или расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2-5 должны определяться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные.

Потери электроэнергии за расчетный период находят как сумму потерь, определенных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

3.1 Метод оперативных расчётов

Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}, \quad (3.1.1)$$

где n – число элементов сети;

Δt_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m – число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, ОУИК и АИИС КУЭ.

Основная формула (3.1.1) метода (основанная на законе Джоуля – Ленца) не учитывает изменение структуры потребления и распределения электрической энергии, изменение токовой нагрузки, фактический нагрев токоведущих частей и климатические параметры.

3.2 Метод расчётных суток

Метод расчётных суток состоит в определении потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н\bar{j}} = k_{л} \cdot k_{ф.м}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{экв\bar{j}}, \quad (3.2.1)$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;

$k_{\text{л}}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и 1,0 – для линий более низких напряжений;

$k_{\text{ф.м}}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{\text{экв}j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчётном интервале, определяемое по формуле

$$D_{\text{экв}j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{M_i}^2 \cdot D_{M_i} / W_{\text{м.р}}^2, \quad (3.2.2)$$

где W_{M_i} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{M_i} ;

$W_{\text{м.р}}$ – то же, в расчётном месяце;

N_j – число месяцев в j -м расчётном интервале.

При расчёте потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экв}j} = D_{M_i}$.

Потери за расчётные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяют как сумму потерь во всех расчётных интервалах года.

Допускается определять годовые потери на основе расчёта $\Delta W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (3.2.2) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ находят по формуле

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \sum_{i=1}^{D_M} W_i^2 / (W_{\text{ср.сут}}^2 \cdot D_M), \quad (3.2.3)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца;

D_M – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi.m}^2$ определяют по формуле

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 \cdot D_{н.р}) \cdot D_M}{(D_p + k_w \cdot D_{н.р})^2}, \quad (3.2.4)$$

где D_p и $D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце;

k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни.

3.3 Метод средних нагрузок

Метод средних нагрузок состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{нj} = k_l \cdot k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T_j \cdot k_{\phi}^2, \quad (3.3.1)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j – продолжительность j -го расчётного интервала, ч.

Коэффициент k_k в формуле (3.3.1) принимают равным 0,99.

Квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot \Delta t_i / (P_{cp}^2 \cdot T), \quad (3.3.2)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i ;

m – число ступеней графика на расчётном интервале;

P_{cp} – средняя нагрузка сети за расчётный интервал.

Для сетей 6-20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (3.3.2) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять квадрат коэффициента формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (3.3.3)$$

где $k_{\phi.c}^2$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (3.3.2);

$k_{\phi.N}^2$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчётном интервале), рассчитываемый по формуле

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{M_i}^2 / (N_j \cdot W_{cp.мес}^2), \quad (3.3.4)$$

где W_{M_i} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчётного интервала;

$W_{cp.мес}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчёте потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки k_{ϕ}^2 определяют по формуле [3]

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}. \quad (3.3.5)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 рассчитывают по формуле

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{max} \cdot T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (3.3.6)$$

где W_o – отпуск электроэнергии в сеть за время T ;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го узла определяют по формуле:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T}, \quad (3.3.7)$$

где W_i – энергия, потреблённая (генерированная) в i -м узле за время T .

3.4 Метод числа наибольших потерь

Метод числа наибольших потерь мощности состоит в расчёте потерь электроэнергии по формуле

$$\Delta W_{nj} = k_l \cdot k_k \cdot \Delta P_{max} \cdot T_j \cdot \tau_o, \quad (3.4.1)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети;

τ_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле (3.4.1) принимают равным 1,03.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot \Delta t_i / (P_{max}^2 \cdot T_j), \quad (3.4.2)$$

где P_{max} – наибольшее значение из m рассматриваемых значений P_i в расчетном интервале.

Для сетей напряжением 6-20 кВ и радиальных линий напряжением 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (3.4.2) могут использоваться значения тока

головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле [2, 10]

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_M \cdot \tau_N, \quad (3.4.3)$$

где τ_c – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (3.4.2) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_M и τ_N находят по формулам

$$\tau_M = \frac{D_p + k_w^2 \cdot D_{н.р.}}{D_M}; \quad (3.4.4)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{M_i}^2 / (N_j \cdot W_{м.р.}^2), \quad (3.4.5)$$

где $W_{м.р.}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчётном месяце.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяют по формуле

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3}. \quad (3.4.6)$$

3.5 Метод оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети [3]

Метод оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему включаются все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) R_{Π} определяют с учетом температуры провода t_{Π} , зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_B и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_{\Pi} = R_{20} \cdot \left[1 + 0,004 \cdot \left(t_B - 20 + 8,3 \cdot j^2 \cdot \sqrt{\frac{F}{300}} \right) \right], \quad (3.5.1)$$

где R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_n = 20$ °С (при отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электросети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм²).

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле

$$\Delta W_{\Pi C} = 2,3 \cdot F \cdot j^2 \cdot L \cdot \tau_0 \cdot D, \quad (3.5.2)$$

где F – среднее сечение проводов (шин);

L – суммарная протяжённость проводов (шин) на подстанции;

j – плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (3.5.2), расчетные потери в СППС принимают в соответствии с [8] и относят их к условно-постоянным потерям.

Потери электроэнергии в измерительных ТТ определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = \Delta P_{\text{ТТном}} \cdot T \cdot \beta_{\text{ТТср}}^2 \cdot k_{\phi}^2, \quad (3.5.3)$$

где $\Delta P_{TТном}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке;

$\beta_{TТcp}^2$ – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (3.5.3), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с [8] и относят их к условно-постоянным потерям.

3.6 Нормативные методы расчёта потерь электроэнергии

Нормативными методами расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35-220 кВ являются: при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35-220 кВ – метод расчетных суток; при наличии реверсивных потоков энергии – метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии.

Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

Нормативным методом расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6-20 кВ является метод средних нагрузок.

Перечисленные методы предусматривают проведение электрических расчетов сети при заданных значениях параметров схемы и нагрузок. Иначе их называют *схемотехническими* [1].

3.7 Методы расчёта условно-постоянных потерь [3]

К условно-постоянным относятся следующие потери электроэнергии:

- холостого хода в силовых трансформаторах;
- в компенсирующих устройствах;
- в оборудовании подстанций: ОПН, РВ, УПВЧ, ТН, электрических счётчиках, изоляции кабелей, шунтирующих и токоограничивающих реакторах;
- климатические: на «корону», от токов утечки по изоляторам воздушных линий, расход энергии на плавку гололеда;
- расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций.

Потери электроэнергии холостого хода в трансформаторе за время T определяются следующим образом:

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_H} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (3.7.1)$$

где ΔP_X – потери мощности холостого хода (потери в стали) трансформатора при номинальном напряжении U_H , кВт;

$U(t)$ – напряжение в точке подключения (на вводе ВН) трансформатора в момент времени t , кВ.

Потери в компенсирующих устройствах (КУ) зависят от типа устройства. В распределительных сетях 0,38-6-10 кВ используются в основном батареи статических конденсаторов (БСК). Потери в них определяют на основе известных удельных потерь мощности $\Delta p_{БСК}$:

$$\Delta W_{БСК} = \Delta p_{БСК} \cdot \Delta W_{QБСК}, \quad (3.7.2)$$

где $\Delta W_{QБСК}$ – реактивная энергия, выработанная батареями конденсаторов за расчетный период, кВт/квар.

Потери в трансформаторах напряжения (ТН). Потери активной мощности в ТН состоят из потерь в самом ТН и потерь во вторичной нагрузке:

$$\Delta P_{ТН} = \Delta P_{1ТН} + \Delta P_{2ТН}. \quad (3.7.3)$$

Потери $\Delta P_{1ТН}$ состоят в основном из потерь в стальном магнитопроводе трансформатора. Они растут с ростом номинального напряжения и для одной фазы при номинальном напряжении численно примерно равны номинальному напряжению сети. В распределительных сетях напряжением 0,38-6-10 кВ они составляют около 6-10 Вт.

Потери во вторичной нагрузке $\Delta P_{2ТН}$ зависят от класса точности ТН $K_{ТН}$. Причем, для трансформаторов напряжением 6-10 кВ эта зависимость линейная.

При номинальной нагрузке для ТН данного класса напряжения $\Delta P_{2ТН} \approx 40$ Вт. Однако, на практике вторичные цепи ТН часто перегружаются, поэтому указанные значения необходимо умножить на коэффициент загрузки вторичной цепи ТН $\beta_{2ТН}$. Учитывая вышеизложенное, суммарные потери электроэнергии в ТН и нагрузке его вторичной цепи определяют следующим образом:

$$\Delta W_{ТН} = (U + \beta_{2ТН} \cdot \Delta P_{2ТН} \cdot K_{ТН}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (3.7.4)$$

Потери в изоляции кабельных линий определяются по формуле:

$$\Delta W_{каб} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot tg\phi \cdot L_{каб}, \quad (3.7.5)$$

где b_c – емкостная проводимость кабеля, См/км;

U – рабочее напряжение линии, кВ;

$L_{каб}$ – длина кабеля, км;

$tg\phi$ – тангенс угла диэлектрических потерь, определяемый по формуле:

$$tg\phi = (0,003 + 0,0002 \cdot T_{cl}) \cdot (1 + a_\tau \cdot T_{cl}), \quad (3.7.6)$$

где T_{cl} – число лет эксплуатации кабеля;

a_τ – коэффициент старения, учитывающий старение изоляции в течение эксплуатации. Происходящее при этом увеличение тангенса угла диэлектрических потерь отражается второй скобкой формулы.

Климатические потери включают:

- *потери на «корону»*. Потери на «корону» зависят от сечения провода и рабочего напряжения, конструкции фазы, протяженности линии, а также от погоды. Удельные потери при различных погодных условиях определяют на основании экспериментальных исследований;

- *потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий (ВЛ)*.

Минимальная длина пути тока утечки по изоляторам нормируется в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА). При этом

приводимые в литературе данные о сопротивлениях изоляторов весьма разнородны и не привязаны к уровню СЗА.

Мощность, выделяющуюся на одном изоляторе, определяют по формуле:

$$P_{из} = \frac{U_{из}^2}{R_{из}}, \quad (3.7.7)$$

где $U_{из}$ – напряжение, приходящееся на изолятор, кВ;

$R_{из}$ – сопротивление изолятора, кОм.

Потери электроэнергии, обусловленные токами утечки по изоляторам ВЛ, можно определить по следующей формуле:

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{из} \cdot N_{из}} \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (3.7.8)$$

где $T_{вл}$ – продолжительность в расчетном периоде влажной погоды (туман, роса и морозящие дожди), ч;

$N_{гир}$ – число гирлянд изоляторов;

- *потери на плавку гололеда* определяется на основе приборов учёта, установленных на устройствах плавки гололеда.

Расход электроэнергии на СН подстанций определяется на основе приборов учёта, установленных на трансформаторе СН. При установке прибора учёта на шинах 0,38 кВ СН потери электроэнергии в трансформаторе СН должны быть добавлены к показанию счётчика. В случае отсутствия приборов учета на СН подстанций 10(6)/0,38 кВ удельный расход электроэнергии (кВт·ч/кВ·А) определяется по результатам энергетического обследования.

Условно-постоянные потери также можно определять по данным заводоизготовителей либо по удельным значениям, приведённым в [8].

3.8 Контрольные вопросы

1. Методы расчёта потерь электроэнергии, область их применения.
2. Метод оперативных расчетов, суть, основные формулы.

3. Метод расчётных суток, суть, основные формулы.
4. Метод средних нагрузок, суть, основные формулы.
5. Метод числа наибольших потерь, суть, основные формулы.
6. Метод оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети, суть, область применения.
7. Нормативные методы расчёта потерь электроэнергии.
8. Условно-постоянные потери, их состав. Чем они отличаются от нагрузочных?
9. Потери электроэнергии в оборудовании подстанций, их состав.
10. Климатические потери электроэнергии, их состав.

4. РАСЧЁТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Важность расчёта электрических нагрузок определяется следующим:

- расчет электрических нагрузок (РЭН) является *наиболее ответственным* расчётом, необходимым для проектирования электрических линий, станций и подстанций;

- РЭН – первоочередный вопрос, решаемый при проектировании и развитии электрических сетей, определяющий ход всех дальнейших расчётов;

- результаты расчёта в значительной степени определяют размеры *капитальных вложений* в энергетическое строительство.

РЭН неразрывно связан с прогнозированием электропотребления – одним из самых востребованных направлений в энергетике. Прогнозы электропотребления составляют основную исходную информацию для принятия решений о планировании оптимальных режимов работы и развития ЭЭС.

Во многих странах, в т. ч. и в России, произошла приватизация энергосистем. Электроэнергия стала товаром, продаваемым и покупаемым по маркетинговым (рыночным) ценам. *Прогнозирование нагрузки играет решающую роль при ценообразовании на электроэнергию.*

При проектировании и эксплуатации электрических сетей приходится иметь дело с различными видами их нагрузок: по активной мощности P , по реактивной мощности Q и по току I .

Кривая изменения активной, реактивной и токовой нагрузки во времени, называется графиком нагрузки по активной, реактивной мощностям и току соответственно.

Графики электрических нагрузок (ГЭН) дают возможность определить некоторые показатели, необходимые при расчетах нагрузок, и более рационально выполнить систему электроснабжения.

Для проектирования электрической сети ГЭН необходимо представлять едиными величинами:

- средняя мощность – используется для выбора силовых трансформаторов и расчёта суммарного электропотребления;

- среднеквадратичная (эффективная) мощность – используется для расчёта и анализа потерь электроэнергии;

- максимальная мощность – используется для выбора всех остальных, кроме СТ, элементов сети (например, сечений проводников);

- минимальная мощность – по ней оценивается устойчивость работы энергосистемы.

В учебном проектировании ГЭН может задаваться следующим образом:

- известен реальный ГЭН;

- задана структура потребления на ПС, при этом для расчёта используются типовые ГЭН и коэффициент заполнения;

- структуры потребления нет, известны коэффициенты ГЭН (формы, максимума и т.д.), а также коэффициент использования.

4.1 Реальный ГЭН

Реальный ГЭН имеется в том случае, если на ПС организован автоматический учёт электроэнергии, в этом случае помимо ГЭН по активной и реактивной мощности других исходных данных не требуется.

Определяется средняя мощность:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i. \quad (4.1.1)$$

Определяется эффективная мощность:

$$P_{эф} = P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}. \quad (4.1.2)$$

Максимальная и минимальная мощности определяются из графика как максимальное и минимальное значение соответственно.

Для реактивной мощности расчет выполняется аналогично.

4.2 Расчет нагрузок по коэффициентам ГЭН

В этом случае известны суммарная установленная мощность подстанции

$P_{уст}^{ПС}$ и коэффициент реактивной мощности нагрузки $tg\varphi$.

Определяется средняя мощность:

$$P_{cp} = k_{II} \cdot P_{уст}^{ПС} \quad (4.2.1)$$

Коэффициент использования характеризует степень использования установленного и фактически работающего оборудования по мощности.

Определяется эффективная мощность:

$$P_{эф} = P_{ск} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (4.2.2)$$

Коэффициент формы характеризует степень неравномерности ГЭН по времени.

Определяется максимальная мощность:

$$P_{max} = P_{cp} \cdot k_{max} \quad (4.2.3)$$

Коэффициент максимума связывает максимальную и среднюю мощности.

Определяются вероятностные реактивные мощности ПС:

$$Q = P \cdot tg\varphi \quad (4.2.4)$$

Таким образом находятся средняя, эффективная и максимальная реактивные нагрузки.

Определяются вероятностные характеристики в летний период:

$$P_{летн} = P_{зимн} \cdot k_{ЛН} \quad (4.2.5)$$

$$Q_{летн} = Q_{зимн} \cdot k_{ЛН} \quad (4.2.6)$$

Коэффициент летнего снижения максимума нагрузки связывает нагрузки в зимний и летний период.

4.3 Расчет нагрузок с использованием типовых ГЭН [9]

Типовой график нагрузки (график-аналог) строится по результатам исследований аналогичных действующих потребителей и приводится в справочной литературе.

Для удобства анализа результатов график выполняется ступенчатым. Наибольшая нагрузка за сутки принимается за 100 %, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток. Такой график является идеальным (коэффициент формы примерно равен 1), летний график повторяет форму зимнего (рис. 4.3.1).

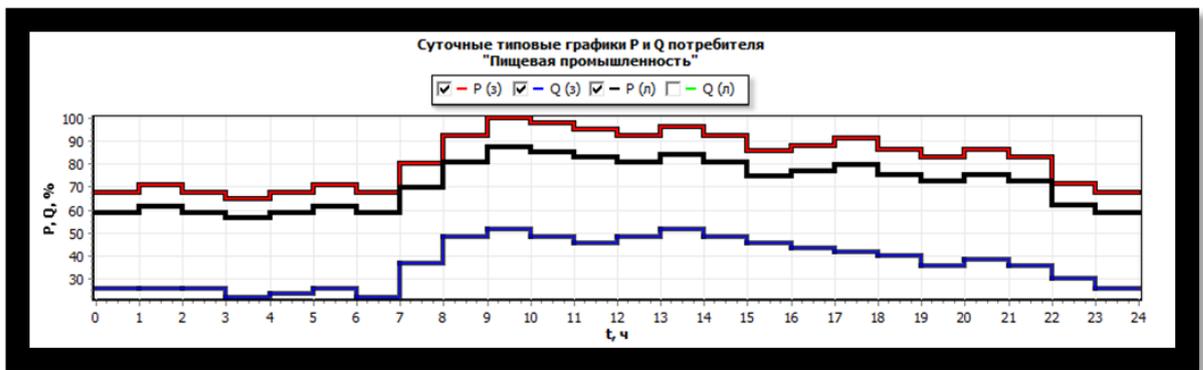


Рисунок 4.3.1 – Типовой ГЭН потребителя «Пищевая промышленность»

Определяется установленная мощность i -го потребителя, подключенного к ПС:

$$P_{уст_i} = a_i \cdot P_{уст}^{ПС}, \quad (4.3.1)$$

где a_i - доля потребителя в суммарной установленной мощности ПС, о.е.

График нагрузки отдельного i -го потребителя определим по типовому графику:

$$P_i = P_{уст_i} \cdot P_i^*, \quad (4.3.2)$$

где P_i^* - ордината типового ГЭН i -го потребителя, соответствующая моменту t , о.е.; P_i - ордината ГЭН i -го потребителя, соответствующая моменту t (именованные единицы).

Определяются ординаты суммарного графика путем суммирования ординат графиков всех потребителей на ПС:

$$P_{\Sigma_i} = \sum_{i=1}^n P_i. \quad (4.3.3)$$

Аналогично строится суммарный график реактивных нагрузок:

$$Q_i = P_{уст_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot Q_i^*, \quad (4.3.4)$$

$$Q_{\Sigma_i} = \sum_{i=1}^n Q_i. \quad (4.3.5)$$

Поскольку типовой ГЭН является идеальным, его коэффициент формы должен быть скорректирован с учётом коэффициента заполнения ГЭН подстанции.

Коэффициент заполнения, в общем случае, определяется из договора энергоснабжения:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{W}{P_{max} \cdot T}, \quad (4.3.6)$$

где W - отпуск электроэнергии в сеть за время T ; P_{max} - максимальная мощность, определяемая из договора энергоснабжения.

В том случае, если данных о коэффициенте заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [8].

Определяется идеальный коэффициент формы построенного ранее суммарного графика:

$$k_{\phi(\text{ГЭН})} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}}{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i}, \quad (4.3.7)$$

Определяется уточнённый коэффициент формы ГЭН:

$$k_{\phi(y)} = k_{\phi(\text{ГЭН})} \cdot \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}}, \quad (4.3.8)$$

Определяется эффективная мощность:

$$P_{\text{эф}(y)} = k_{\phi(y)} \cdot P_{cp} \quad (4.3.9)$$

Определяются максимальная и минимальная мощности:

$$P_{max} = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi(y)}^2 - 1}\right), \quad (4.3.10)$$

$$P_{min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi(y)}^2 - 1}\right). \quad (4.3.11)$$

Коэффициент Стьюдента t_{β} равен 2,069 при $\alpha = 95 \%$ и $n = 24$.

Аналогичный объем расчётов производится для определения реактивных вероятностных характеристик.

Каждый типовой график имеет свой собственный коэффициент летнего снижения нагрузки. Чтобы перейти от суммарных зимних графиков к летним, требуется определить суммарный коэффициент летнего снижения нагрузки:

$$k_{ЛН_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^n k_{ЛН_i} \cdot a_i \quad (4.3.12)$$

Пересчитываются все мощности для летнего периода:

$$P_l = P_z \cdot k_{ЛН_{\Sigma}}, \quad (4.3.13)$$

$$Q_l = Q_z \cdot k_{ЛН_{\Sigma}} \quad (4.3.14)$$

На этом расчет завершён. В заключение отметим:

- расчёт электрических нагрузок – важнейший и самый ответственный, базовый этап любого проекта развития существующих или создания новых электрических сетей;
- результаты РЭН влияют на экономические показатели проекта;
- для каждого способа задания исходной информации применяются своя методика расчёта нагрузок.

4.4 Прогнозирование нагрузок

Проектируемая сеть должна не только удовлетворять потребности в электроэнергии существующих на момент выполнения проекта потребителей, но и обеспечить возможность подключения новых потребителей.

Для учёта увеличения нагрузки с течением времени и производится её прогнозирование.

При проектировании распределительных сетей прогноз электрических нагрузок выполняются на 5 лет вперед.

Определённые прогнозные значения всех вероятностных характеристик будут использоваться во всех дальнейших расчётах.

Для прогнозирования нагрузок будем пользоваться формулой сложных процентов:

$$P^{прогн} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (4.4.1)$$

$$Q^{прогн} = P^{прогн} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.4.2)$$

где $P^{баз}$ - базовое значение вероятностной характеристики активной мощности; ε - относительный прирост нагрузки (определяется из руководящих документов Минэнерго РФ); N – срок выполнения прогноза (5 лет для распределительных электрических сетей).

Прогнозировать нагрузку следует в соответствии с заданием. На ПС с установившемся технологическим производственным процессом прогнозирование нагрузки не выполняют.

Прогнозирование нагрузок является продолжением расчёта нагрузок, определяя перспективу дальнейшего развития сети.

4.5 Контрольные вопросы

1. Что такое расчет электрических нагрузок и для чего он проводится?
2. Что такое график электрических нагрузок?
3. Каким образом может задаваться ГЭН при расчетах нагрузок?
4. Коэффициенты ГЭН: формы, заполнения, максимума, минимума, летнего снижения нагрузки, их назначение.
5. Средняя, эффективная, минимальная и максимальная мощности, их определения.
6. Что такое типовой ГЭН? Характеристики типовых ГЭН.
7. Для чего проводят прогнозирования электрических нагрузок?
8. Формула сложных процентов для прогнозирования электрических нагрузок.

5. РАСЧЁТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА

5.1 Пример задания на РГР

Для однолинейной электрической схемы, приведённой на рис. 5.1.1, выполнить следующий объем расчётов:

а) Составить подробную схему замещения сети для расчёта режима, произвести выбор силовых трансформаторов и автотрансформаторов, если требуется;

б) Рассчитать зимний установившийся режим сети с помощью ПВК RastrWin. В качестве балансирующих узлов принять узлы с источниками питания (ИП). Напряжения на шинах НН сети должны находиться в пределах $\pm 5\%$ от номинального; в противном случае – выполнить регулирование напряжения в узлах НН, используя устройства РПН и ПБВ силовых трансформаторов и автотрансформаторов, а также компенсирующие устройства;

в) Построить графическое изображение схемы в ПВК RastrWin. На графике должны присутствовать: величины напряжений в узлах (по модулю), потоки мощности в начале и конце ветвей в комплексной форме, величины нагрузок и генераций в узлах, компенсирующие устройства, текстовые названия узлов;

г) Выполнить аналогичный расчёт режима в ПВК Energy CS Режим, результат расчёта по ветвям и узлам передать на лист MS Office Word;

д) Рассчитать режим летнего минимума схемы. Для этого следует пересчитать активные сопротивления воздушных линий схемы, а также уменьшить все нагрузки сети на 5 %, используя функцию «Групповая коррекция» в таблице ветвей ПВК RastrWin;

е) Рассчитать суммарные потери электроэнергии в сети с помощью ПВК RastrWin;

ж) Заменить любой из балансирующих узлов схемы на электростанцию с одним PU-генератором и выполнить перерасчёт установившегося режима.

Активную мощность генератора принять равной (округлить) активной мощности генерации балансирующего узла в прошлом зимнем режиме, номинальное напряжение генератора – 10,5 кВ. Трансформатор генераторного РУ выбрать самостоятельно;

з) Определить величины тока трехфазного и однофазного КЗ в точке, указанной на схеме, с помощью ПВК EnergyCS ТКЗ. Результаты расчёта оформить на листе MS Office Word.

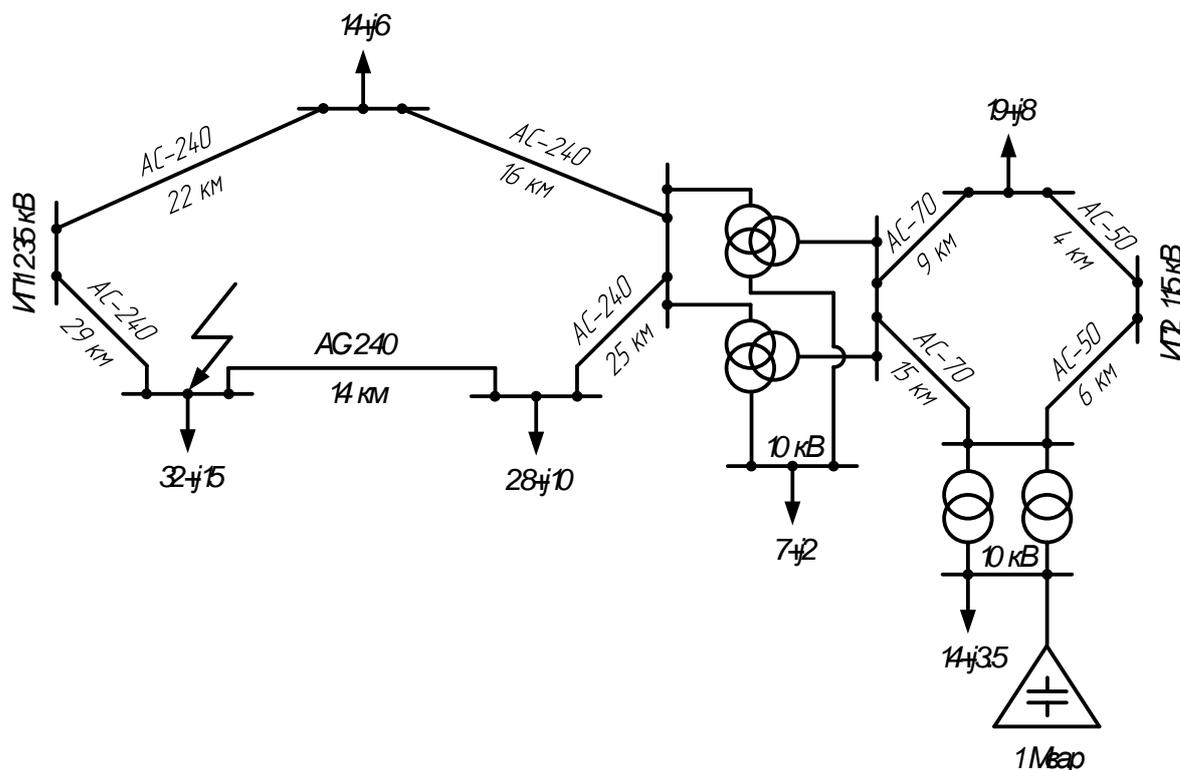
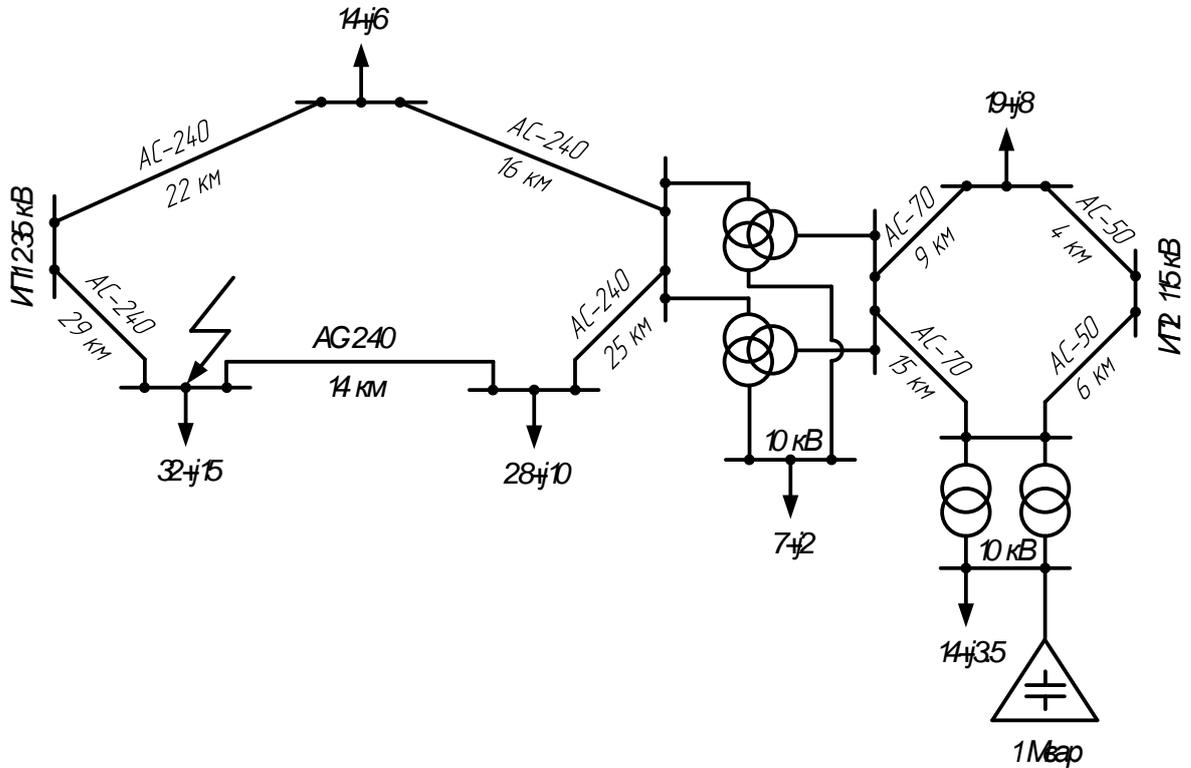


Рисунок 5.1.1 – Пример задания на РГР

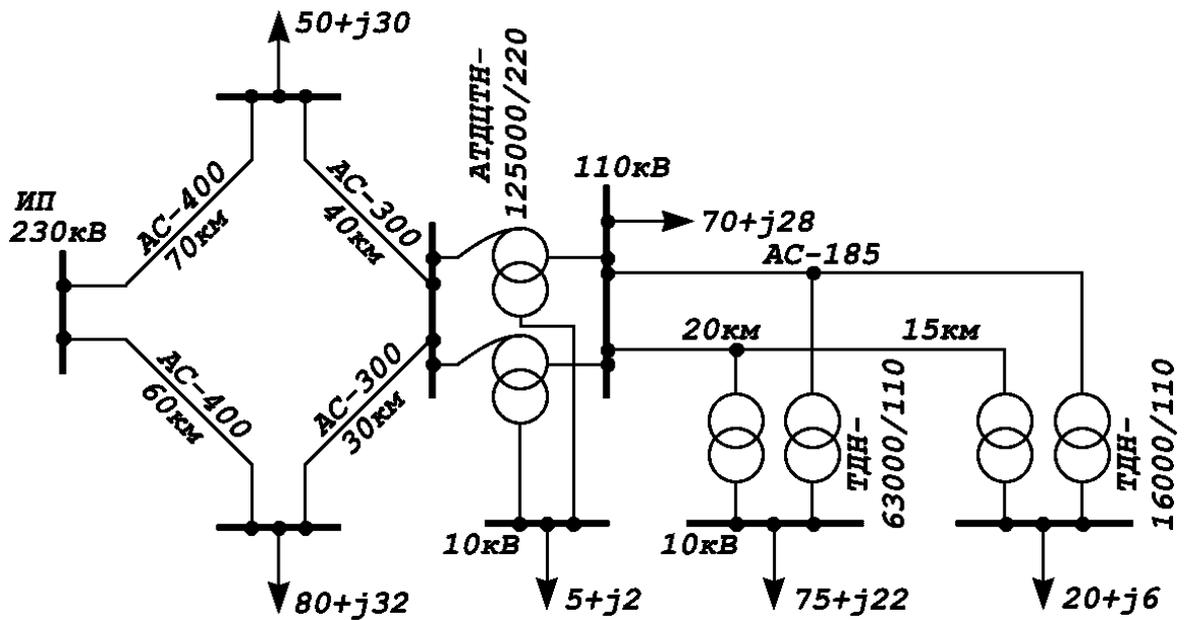
Расчётно-графическая работа оформляется на листах формата А4 в программе Microsoft Office Word в соответствии с СТО СМК 4.2.3.05-2011 «Оформление выпускных квалификационных и курсовых работ (проектов)».

5.2 Варианты заданий на РГР

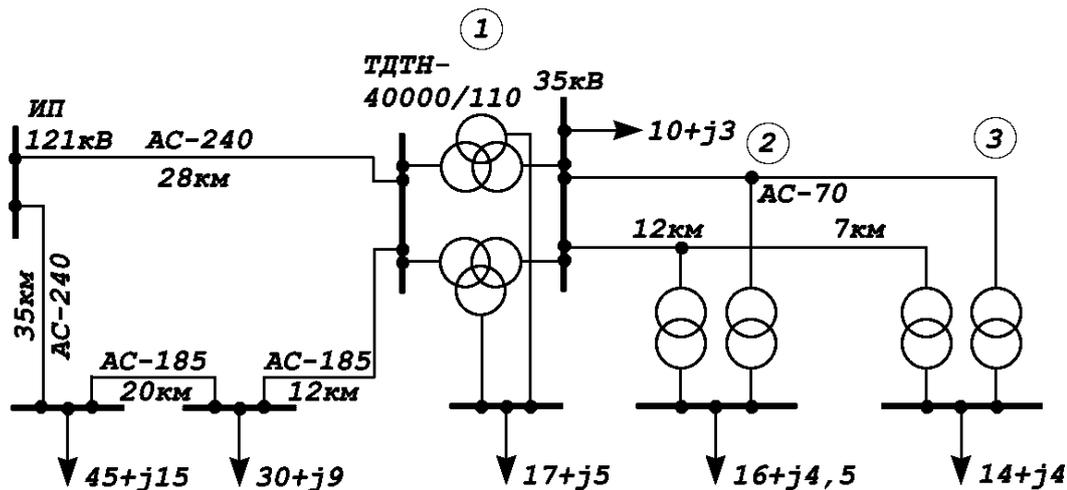
Вариант 1



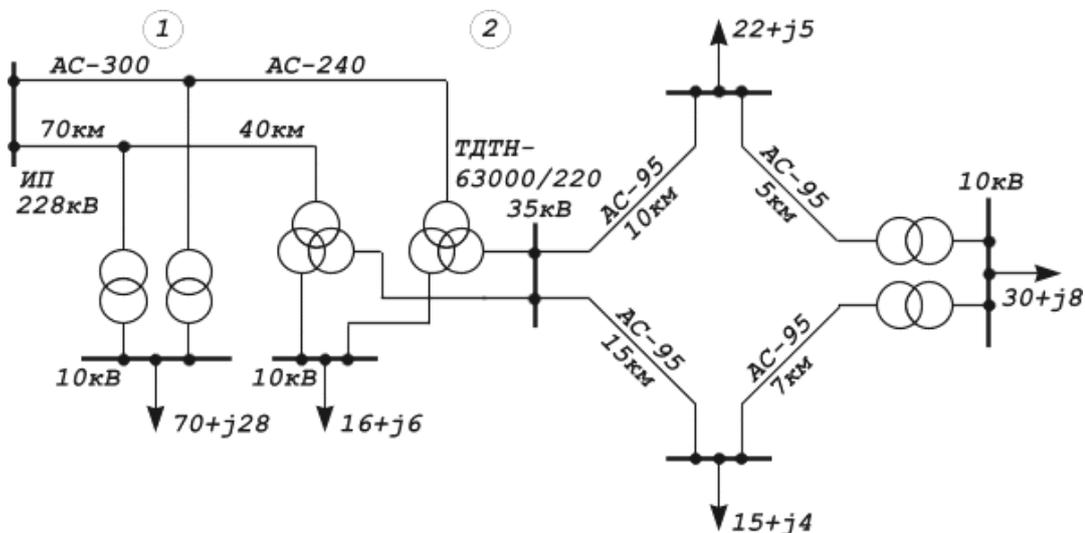
Вариант 2



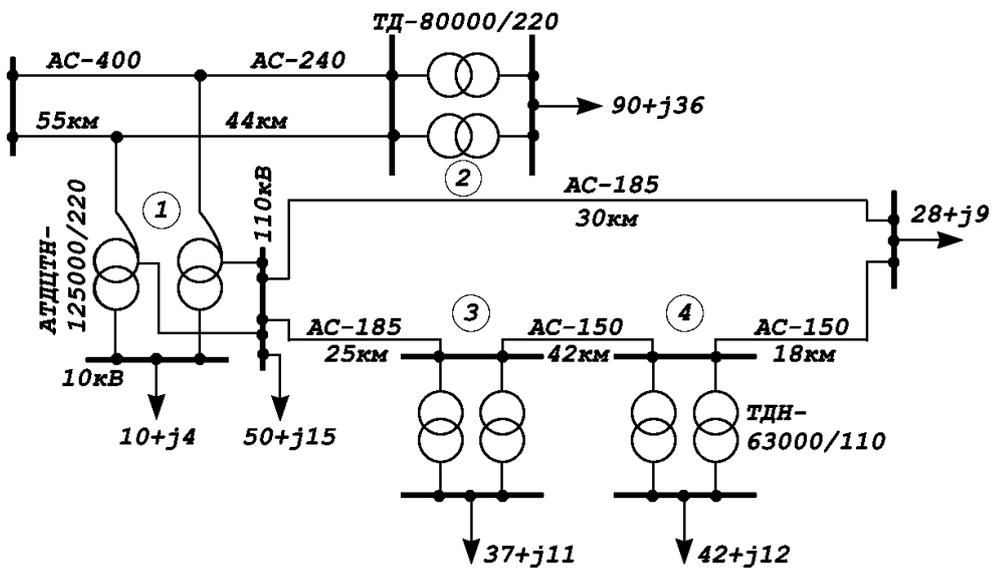
Вариант 3



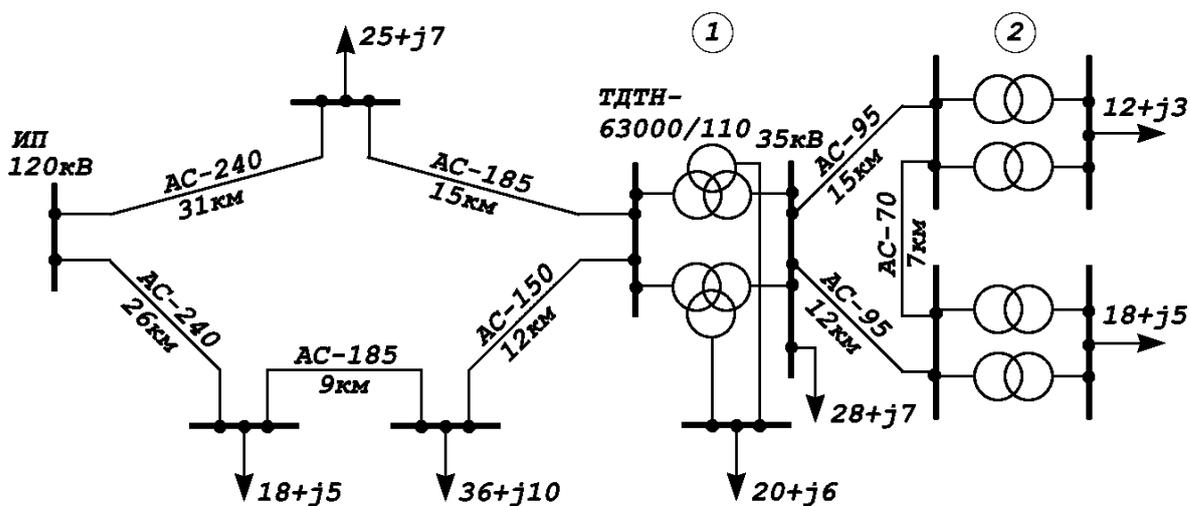
Вариант 4



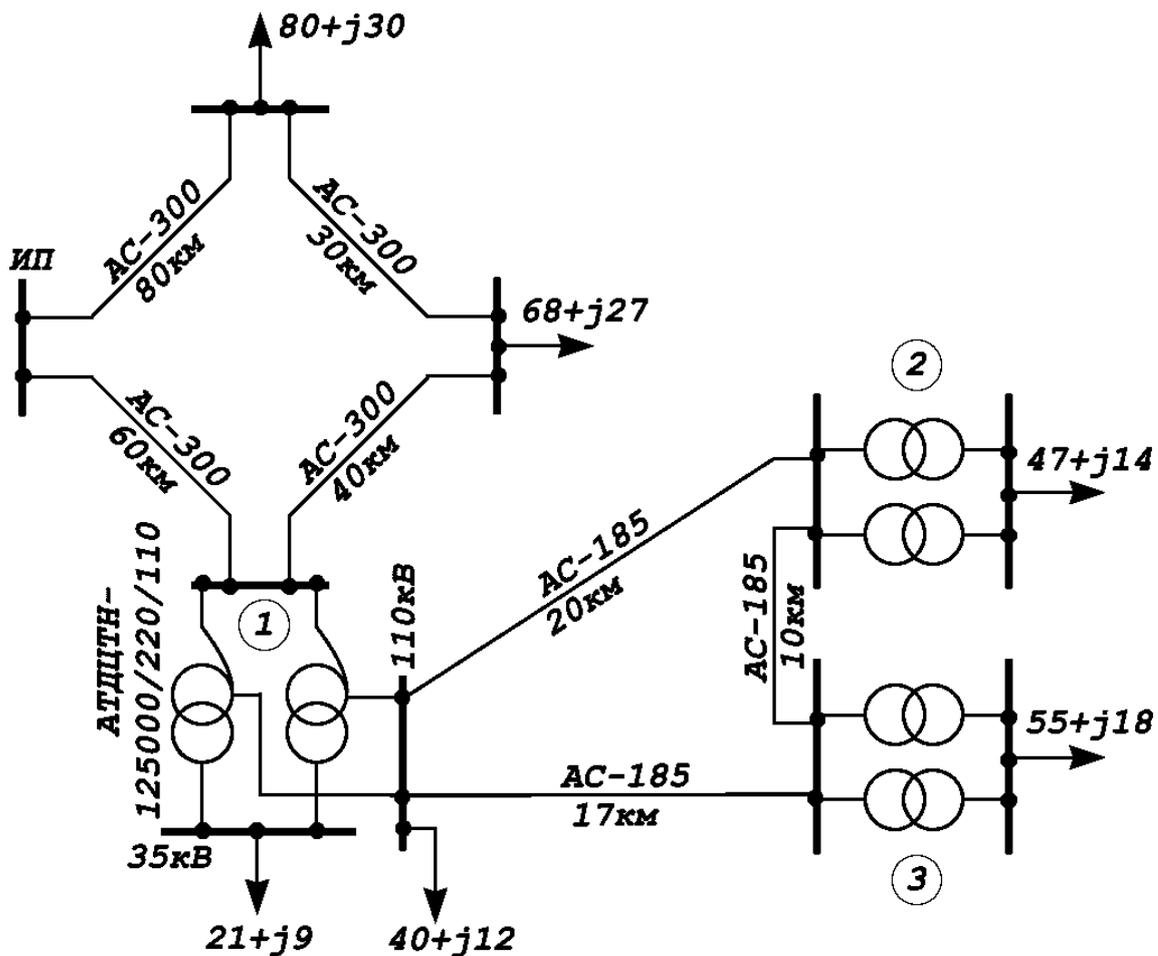
Вариант 5



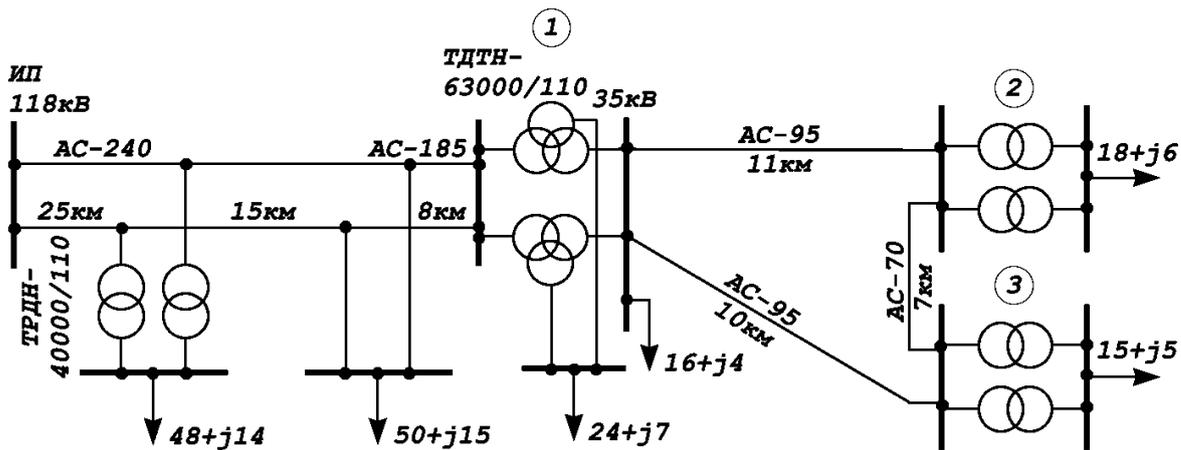
Вариант 6



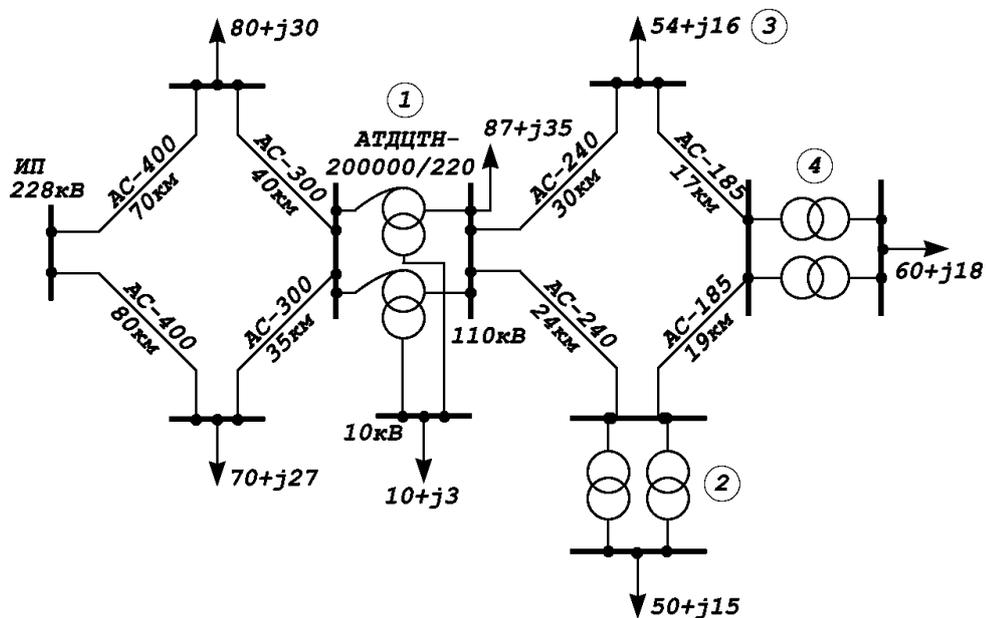
Вариант 7



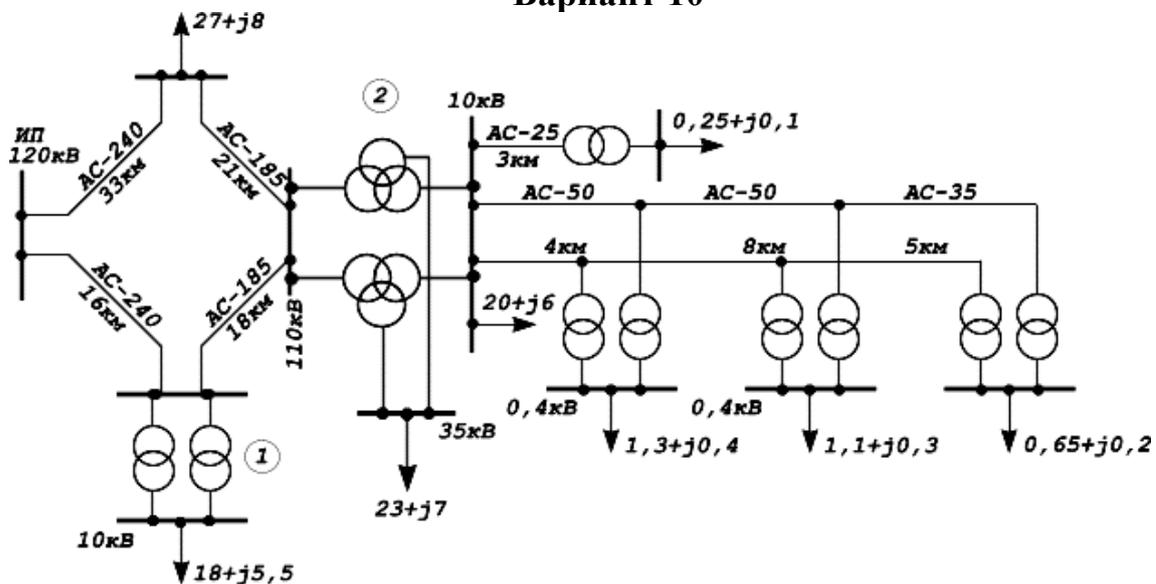
Вариант 8



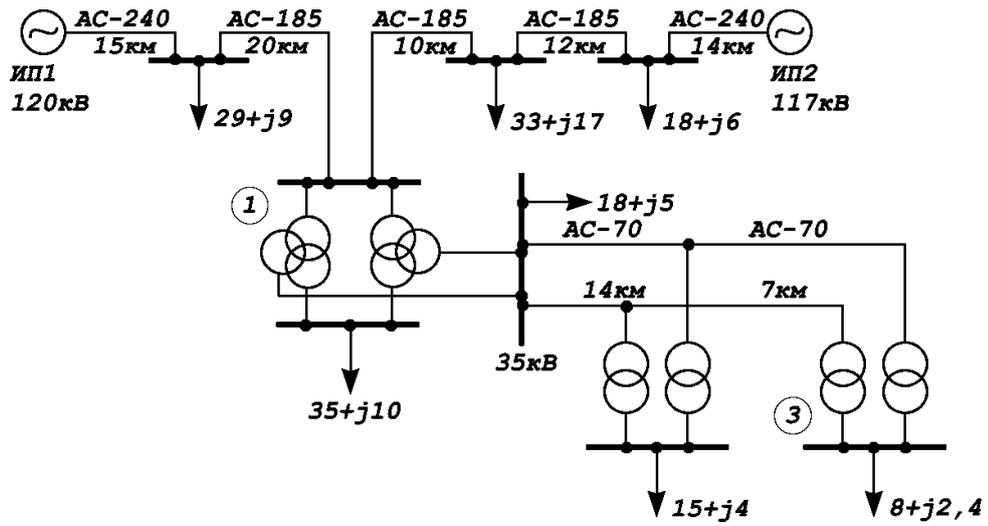
Вариант 9



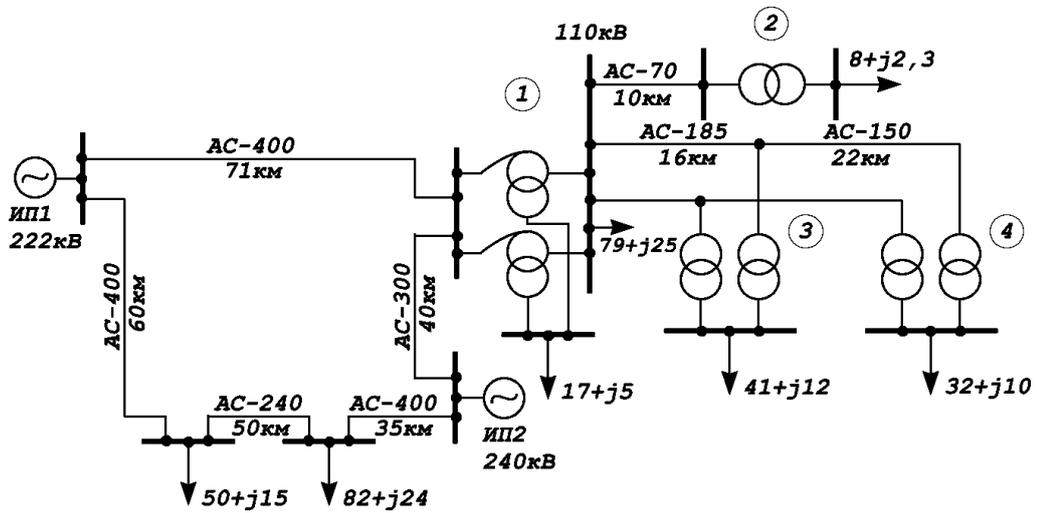
Вариант 10



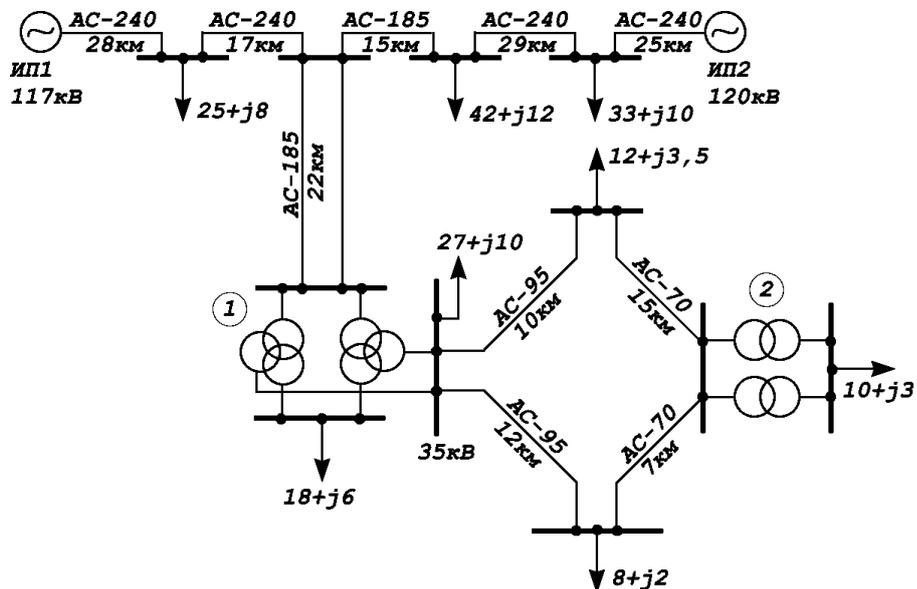
Вариант 11



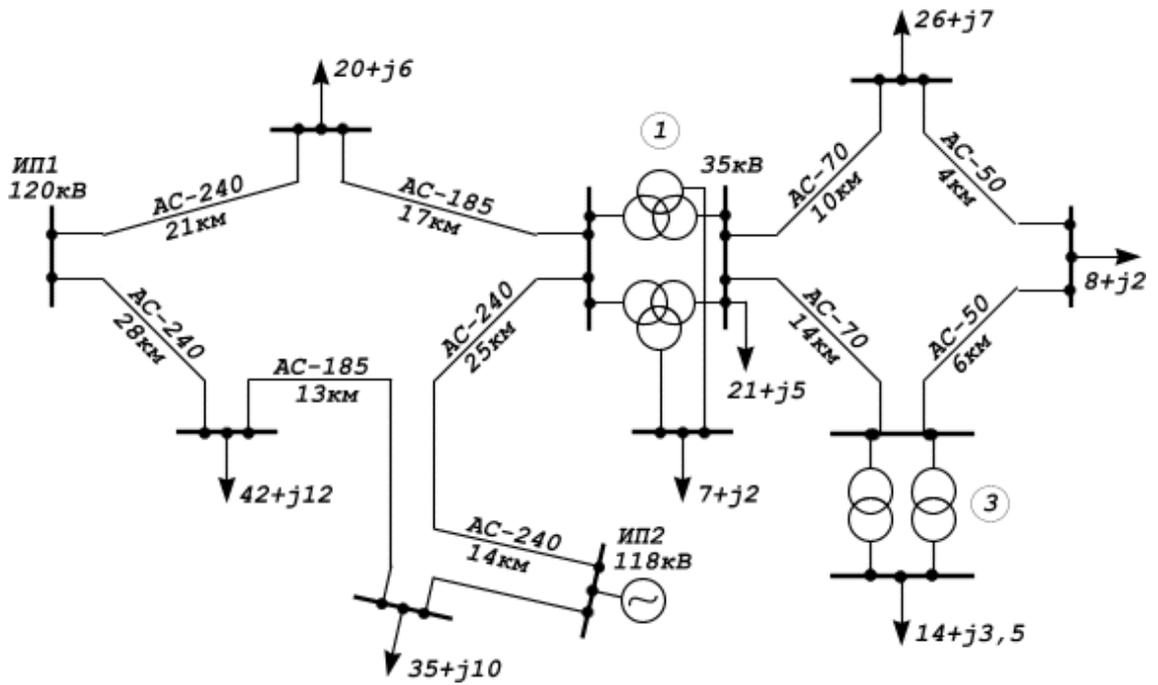
Вариант 12



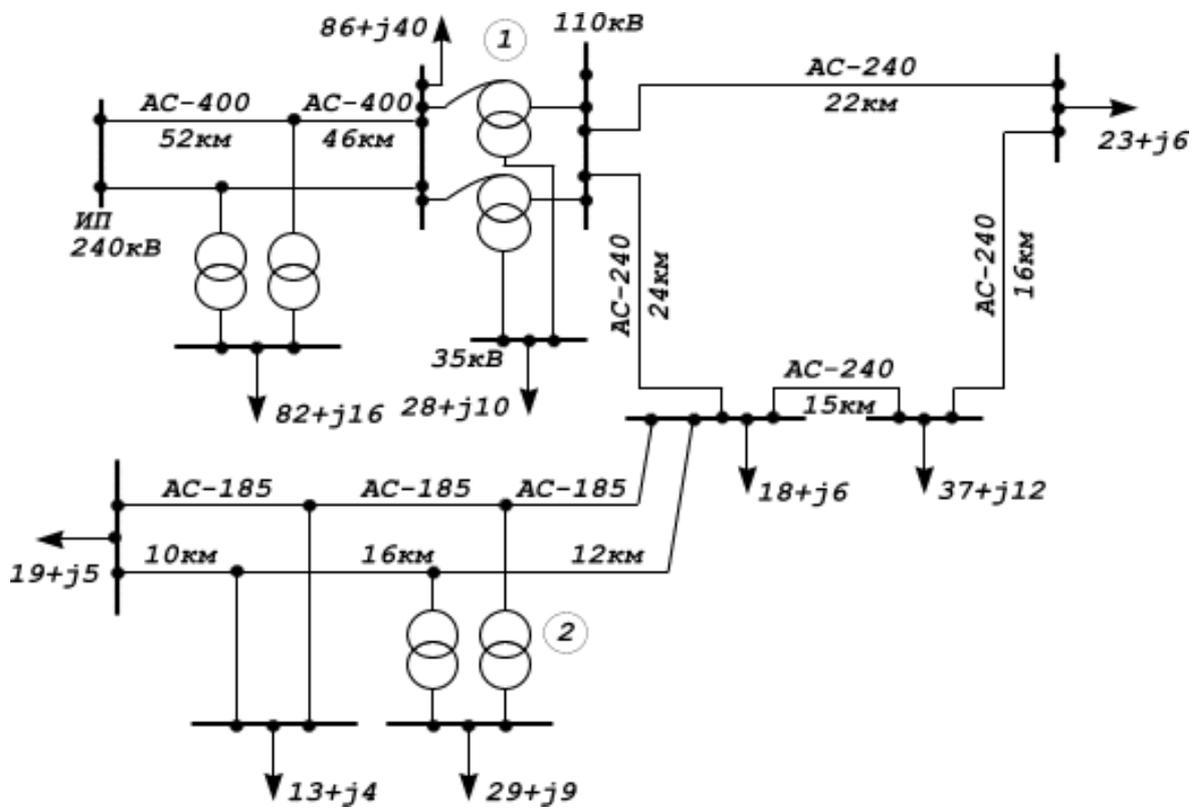
Вариант 13



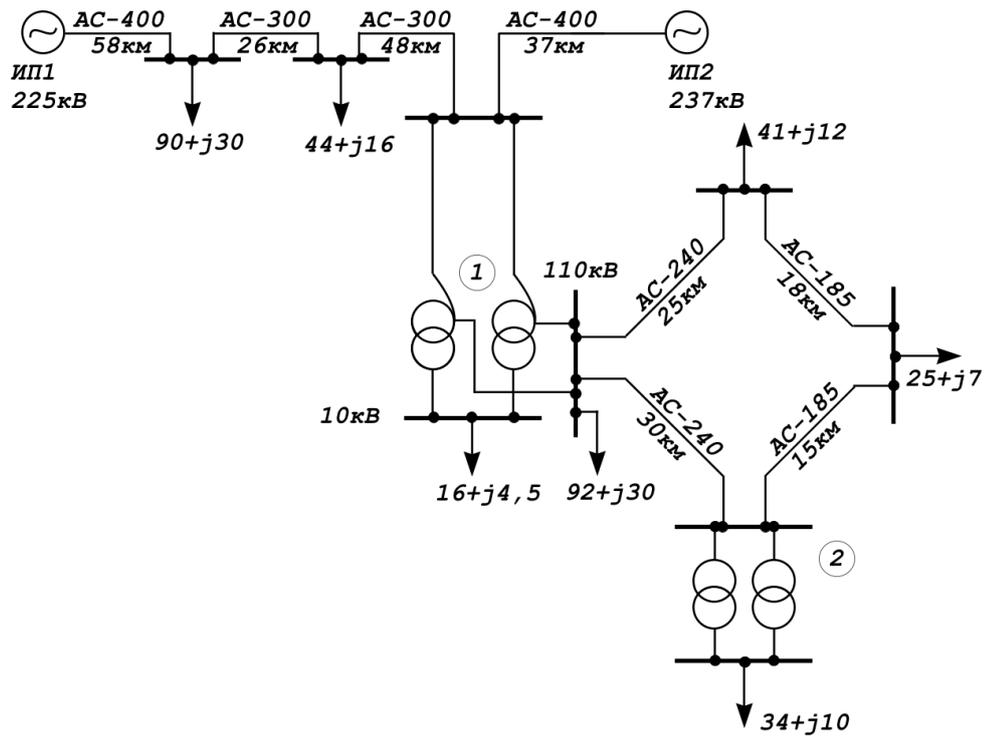
Вариант 14



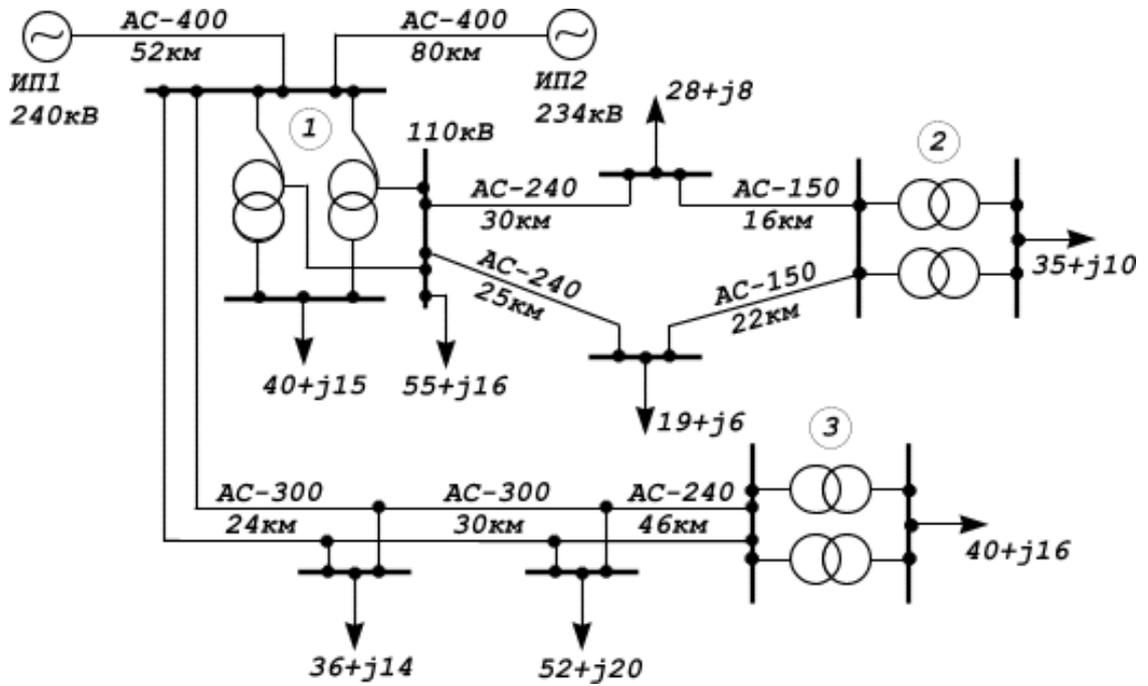
Вариант 15



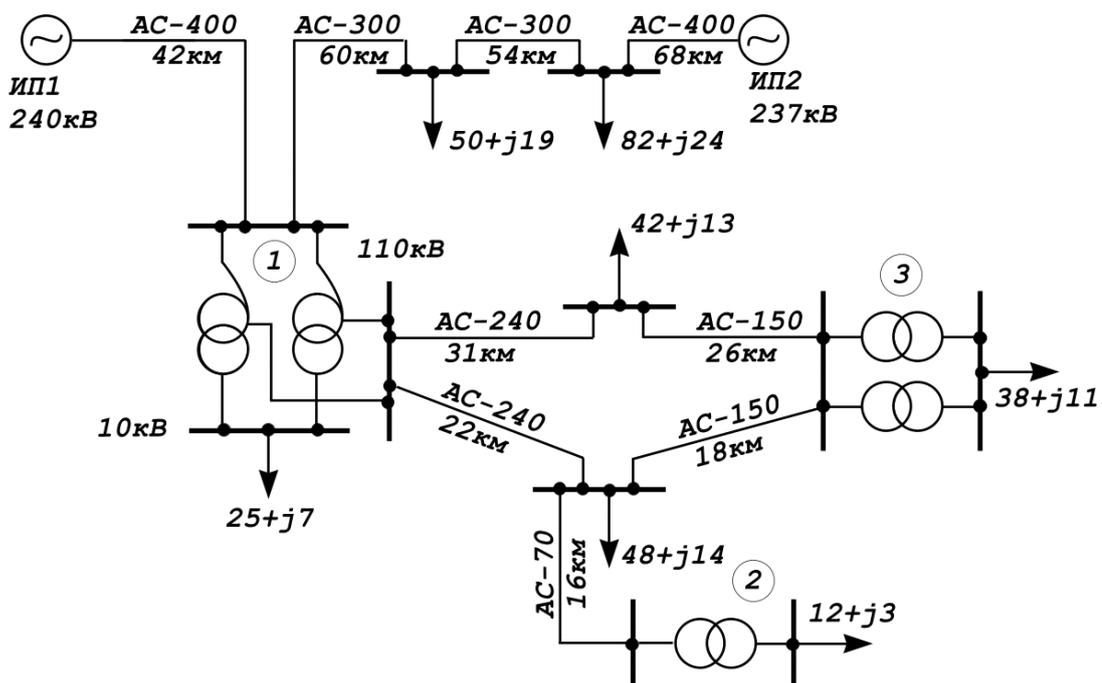
Вариант 16



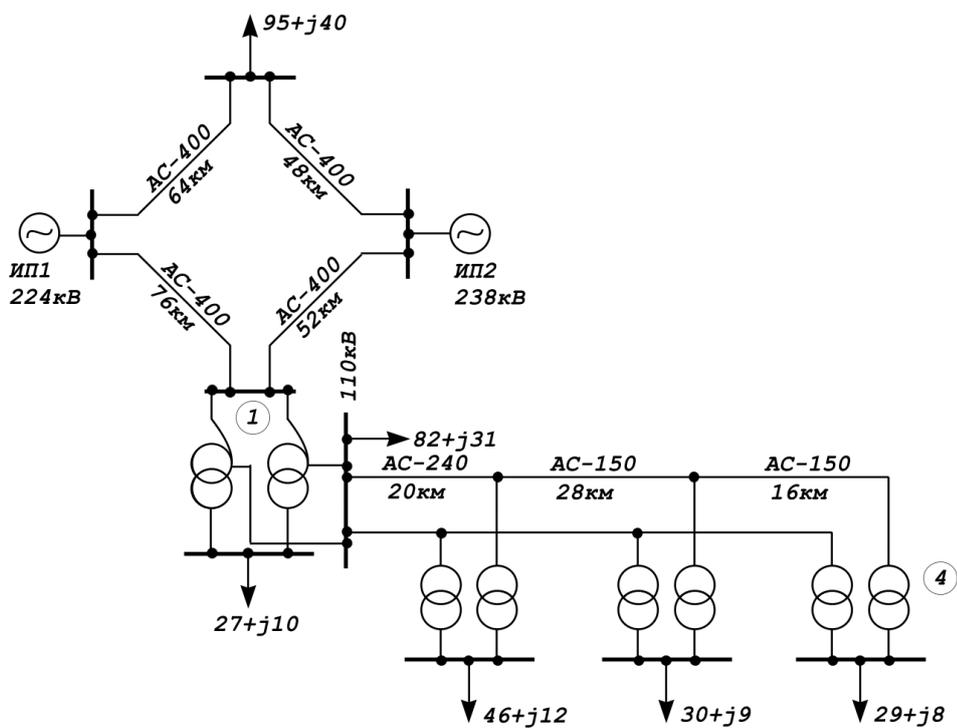
Вариант 17



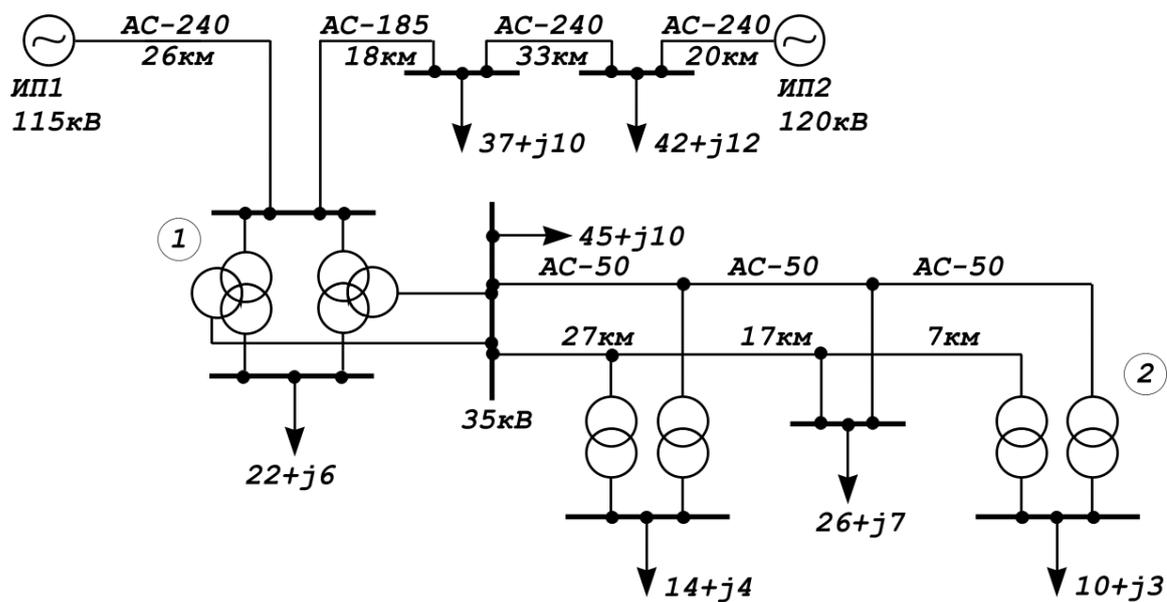
Вариант 18



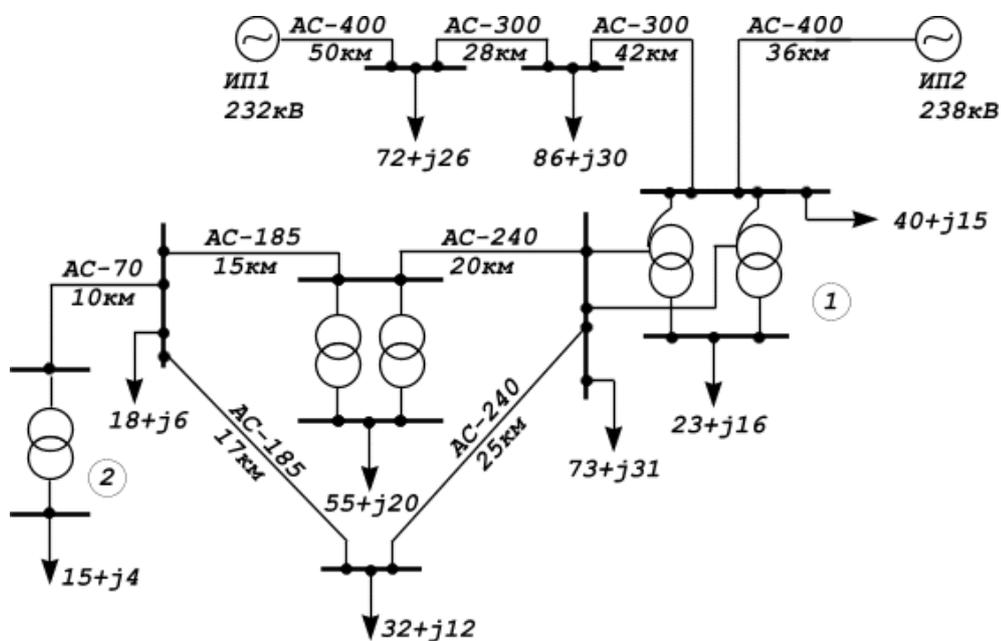
Вариант 19



Вариант 20



Вариант 21



БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

2 Железко, Ю. С. О рациональных способах определения числа часов наибольших потерь и коэффициента формы графика / Ю. С. Железко, Е. А. Васильчиков // Электрические станции. – 1988. – № 1. – С. 12-15.

3 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

4 Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок [Текст] : учеб.пособие / И. П. Крючков [и др.]. - 2-е изд., стер. – М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2011. – 472 с.

5 Методы расчета и оптимизация режимов электроэнергетических систем: конспект лекций / С. С. Гиршин, Л. В. Владимиров. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 48 с.

6 Мясоедов, Ю. В. Расчет симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения [Текст] : учеб.-метод. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. Б. Гоголева ; АмГУ. Эн.Ф. – Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2002. – 64 с.

7 Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст] : учеб.пособие : доп. Мин. обр. РФ / И. П. Крючков [и др.] ; под ред. И. П. Крючкова. - 2-е изд., стер. – М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2009. - 415 с. – Библиогр. : с. 397.

8 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». – М. : Минэнерго, 2008. – 93 с.

9 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях : моногр. / Н. В. Савина. – Новосибирск : Наука, 2008. – 228 с.

10 Рахимов, К. Р. Об определении времени максимальных потерь / К. Р. Рахимов // Известия вузов. Энергетика. – 1990. – № 11.

11 Электрические системы и сети [Текст] : учеб. / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 594.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
1 Расчёты режимов электрических сетей	6
1.1 Параметры установившихся режимов	6
1.2 Уравнения режимов	9
1.3 Модели генераторных узлов при расчётах режимов	12
1.4 Применение матричной алгебры для расчета режимов	13
1.5 Численные методы решения уравнений режима	16
1.5.1 Метод Зейделя	18
1.5.2 Метод Ньютона	19
1.5.3 Модификации метода Ньютона	24
1.6 Алгоритмизация методов расчёта режимов	25
1.7 Определение параметров элементов схемы замещения	29
1.8 Контрольные вопросы	31
2 Расчёты переходных процессов в электроэнергетических системах	32
3 Расчёты потерь электроэнергии в электрических сетях	45
3.1 Метод оперативных расчётов	46
3.2 Метод расчётных суток	46
3.3 Метод средних нагрузок	48
3.4 Метод числа наибольших потерь	50
3.5 Метод оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети	51
3.6 Нормативные методы расчёта потерь электроэнергии	53
3.7 Методы расчёта условно-постоянных потерь	53
3.8 Контрольные вопросы	56
4 Расчёты электрических нагрузок	58
4.1 Реальный ГЭН	59
4.2 Расчет нагрузок по коэффициентам ГЭН	59
4.3 Расчет нагрузок с использованием типовых ГЭН	60

4.4	Прогнозирование нагрузок	63
5	Расчётно-графическая работа	65
5.1	Пример задания на РГР	65
5.2	Варианты заданий на РГР	67
	Библиографический список	76

Рябинин Вячеслав Вячеславович,
ассистент кафедры энергетики АмГУ

Программные средства автоматизации профессиональной деятельности.
Методические указания для самостоятельной работы студентов.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 5,35. Заказ 394.