

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Агафонов Александр Викторович
Должность: директор филиала
Дата подписания: 18.06.2025 22:54:16
Уникальный программный ключ: 2539477

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ЧЕБОКСАРСКИЙ ИНСТИТУТ (ФИЛИАЛ) МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Кафедра информационных технологий,
электроэнергетики и систем управления

УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала
А.В. Агафонов
« 26 » мая 2022г.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

(наименование дисциплины)

Методические указания по выполнению
расчётно-графической работы

Направление подготовки	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника (код и наименование направления подготовки)
Направленность (профиль) подготовки	Электроснабжение (наименование профиля подготовки)
Квалификация выпускника	бакалавр
Форма обучения	очная, заочная

Чебоксары, 2022

Методические указания разработаны в соответствии с требованиями
ФГОС ВО по специальности

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Автор Карчин Виктор Васильевич, к.т.н., доцент кафедры «Информацион-
ные технологии, электроэнергетика и системы управления»

ФИО, ученая степень, ученое звание или должность, наименование кафедры

Методические рекомендации одобрены на заседании кафедры
«Информационные технологии, электроэнергетика и системы управления»

(протокол № 10 от 14.05.2022 г.).

Содержание

Введение	4
1. Задание на выполнение РГР	5
2. Разработка схем развития сети	7
3. Расчет потокораспределения в сети	11
4. Выбор номинального напряжения сети	11
5. Выбор сечений линий электропередачи	12
5.1. Экономические интервалы сечений	12
5.2. Проверка сечений по допустимому току	13
5.3. Расчет токораспределения в сети	14
5.4. Выбор сечений линий электропередач	15
6. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях	18
7. Выбор схем подстанций	19
8. Экономическое сопоставление вариантов развития сети	21
8.1. Общие положения	21
8.2. Пример экономического сопоставления вариантов	23
9. Расчет установившихся режимов сети	28
9.1. Расчет установившегося режима максимальных нагрузок (вариант 2)	29
9.2. Выбор средств регулирования напряжения и окончательное сопоставление вариантов сети	32
9.3. Расчет установившихся послеаварийных режимов	32
9.4. Расчет установившихся режимов максимальных нагрузок с применением программы RASTR для IBM PC (на примере варианта 2)	33
10. Задание на расчётно-графическую работу.....	38
Библиографический список	42

Введение

Цель выполнения РГР – систематическая проверка степени освоения программы дисциплины «Электроэнергетические системы и сети», уровня сформированности знаний, умений, навыков, компетенций на текущих занятиях.

Задачи текущего контроля:

1. определение индивидуального учебного рейтинга студентов;
2. своевременное выполнение корректирующих действий по содержанию и организации процесса обучения; обнаружение и устранение пробелов в усвоении учебной дисциплины;
3. подготовки к промежуточной аттестации.

1. Задание на выполнение РГР

Содержанием работы является выбор наилучшей в технико-экономическом смысле схемы развития районной электрической сети при соблюдении заданных требований к надежности схемы и к качеству электроэнергии, отпускаемой потребителям. Выполнение РГР включает следующие расчеты.

1. Разработка вариантов развития сети.
2. Расчет потокораспределения в каждом из выбранных вариантов по длинам и нагрузкам узлов.
3. Выбор номинального напряжения сети.
4. Выбор сечений линий электропередачи на участках сети.
5. Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом категорий надежности потребителей данного района.
6. Выбор схем подстанций на высоком и низком напряжениях.
7. Экономическое сопоставление вариантов сети и выбор двух наиболее экономичных, принимаемых для дальнейшего рассмотрения.
8. Электрические расчеты принятых вариантов развития распределительных сетей в максимальном и аварийном режимах при условии, что напряжения на шинах 35-110 кВ близки номинальным напряжениям соответствующих обмоток трансформаторов. Проверка необходимости местного регулирования напряжения. Определение мощности батарей статических конденсаторов для целей местного регулирования напряжения. Установившиеся режимы максимальных нагрузок и установившиеся послеаварийные режимы необходимо также рассчитать, используя программу RASTR. Окончательное сравнение двух вариантов в одном из районов и выбор наилучшего в экономическом смысле с учетом заданных технических требований.

При разработке проекта развития энергорайона следует проанализировать потребителей электроэнергии и сформулировать основные требования в отношении надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Эти требования определяют пути построения схем сети, необходимое число линий электропередачи и трансформаторов на подстанциях. В этом же разделе освещаются климатические условия района, которые определяют типы и конструкции опор, длины пролета линий и стоимости сооружения одного километра ЛЭП.

В соответствии с изложенным, в задании на проектирование указаны: категории потребителей по надежности, район развития сети и ограничения по пути построения схем сетей.

Схема района развития сети показана на рис. 1.

Дополнительные данные:

- $\cos\varphi = 0,9$ - для всех нагрузок;
- потребители узла 3 - III категории надежности, в остальных узлах состав потребителей по надежности одинаков: I категории - 30%, II - 30%, III - 40%;
- номинальное напряжение потребителей 10 кВ;
- T_{\max} нагрузок - 4500 ч;
- район проектирования - Урал;
- масштаб: 1 см - 5 км;
- заштрихована зона высокоценных пахотных земель.

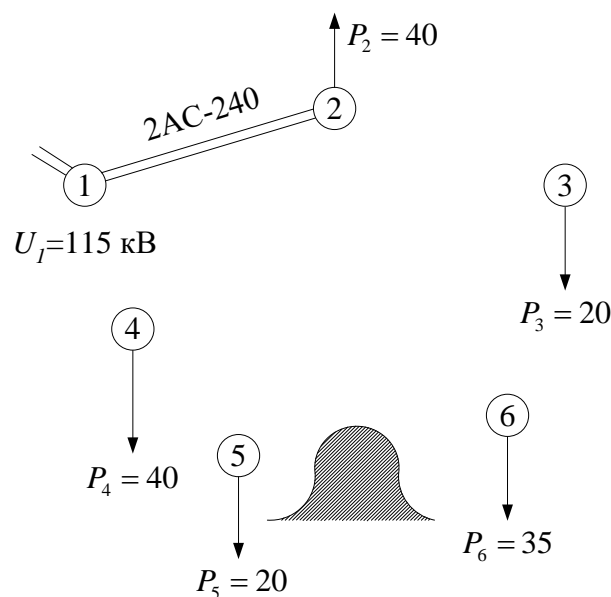


Рис.1. Исходная схема района развития сети

2. Разработка схем развития сети

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития сети и подключения новых потребителей. В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, при котором для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью. Намечаемые варианты не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения схемы: на каждом последующем участке поток электроэнергии должен быть направлен от источника. Необходимо руководствоваться следующими положениями при составлении вариантов схемы сети.

1. Передача электроэнергии от источника к потребителям должна производиться по самому короткому пути.

2. Разработку вариантов начинать с наиболее простых схем, требующих для создания сети наименьшего количества линий и электрооборудования подстанций. К числу таких вариантов относятся схемы линий магистрального и замкнутого типов.

3. Наряду с наиболее простыми вариантами следует рассмотреть и варианты схем с увеличенными капиталовложениями на сооружение линий и подстанций, за счет чего достигается большая эксплуатационная гибкость схемы или повышенная надежность электроснабжения. К числу таких относятся смешанные магистрально-радиальные схемы со сложнзамкнутыми контурами.

4. К использованию наиболее сложных и дорогих схем сетей следует переходить лишь в тех случаях, когда более простые схемы неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечениях проводов, необходимых по допустимому нагреву; при неприемлемых потерях напряжения и т.п.).

5. В итоге из всех вариантов целесообразно выбрать схемы сети построенные по двум различным принципам:

- а) в виде схемы с односторонним питанием;
- б) в виде схемы замкнутого (кольцевого) типа.

Эти схемы обладают различными качественными и технико-экономическими показателями, поэтому должны быть внимательно изучены. Лучшая из них определяется по приведенным затратам.

В соответствии с ПУЭ нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (допускается от двух секций шин районных подстанций).

В большинстве случаев двухцепная ЛЭП не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I и II категорий, так как при повреждении опор возможен перерыв питания. Для таких потребителей следует предусматривать не менее двух одноцепных линий. Для электроприемников III категории допустимо питание по одной линии при технико-экономическом обосновании такого варианта, то есть при учете ущерба от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания.

На основании приведенных выше соображений в проекте решается вопрос о необходимом количестве ЛЭП для каждого потребителя. При этом замкнутая схема приравнивается по надежности к системе электроснабжения по двум одноцепным линиям. Количество присоединяемых к ЛЭП потребителей не ограничивается. Выбранная схема сети (радиальная, магистральная, замкнутая, смешанная) в значительной степени влияет на схемы подстанций. Поэтому при выборе наиболее целесообразного варианта электроснабжения необходимо учитывать стоимость оборудования распределительных устройств подстанций того же класса напряжения, на котором проектируется электрическая сеть. Для каждого варианта схемы сети нужно наметить и схемы электрических соединений подключенных подстанций. При составлении схемы подстанций руководствуются следующими соображениями. Для каждого потребителя I и II категорий на его подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительным устройством на высокой стороне. Упрощенные схемы подстанций приведены в [1, рис. 1.2-1.4].

При разработке вариантов электроснабжения потребителей (рис.2) рассмотренного примера проектирования сети, учтены следующие обстоятельства.

Наличие двух существующих линий 110 кВ сечением АС-240 между питающей подстанцией 1 и узлом 2 мощностью 40 МВт однозначно определяет питание нагрузки узла 3 через узел 2 в вариантах разомкнутых сетей. Суммарный переток мощности по линии 1-2 со -

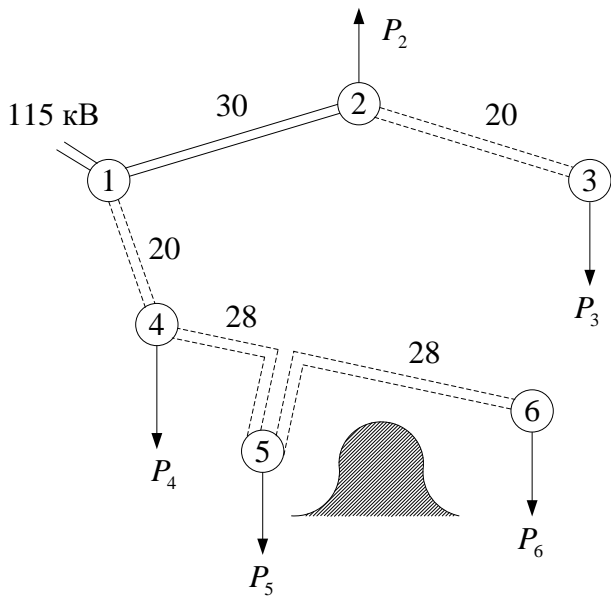


Рис. 2, а. Вариант 1 развития сети

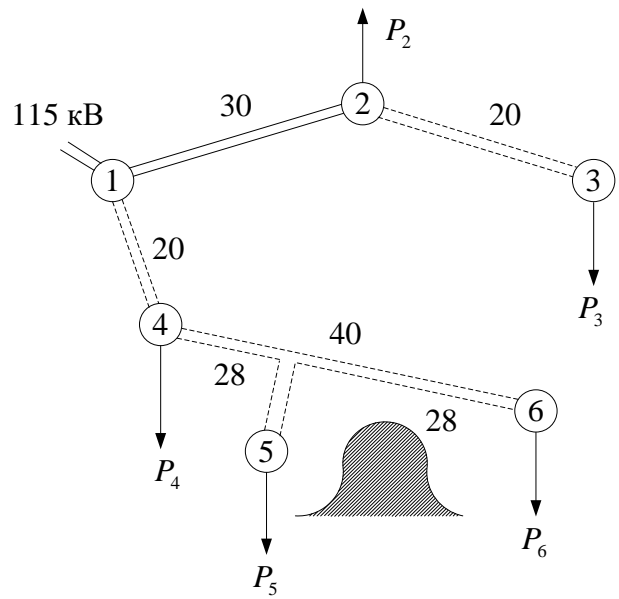


Рис. 2, б. Вариант 2 развития сети

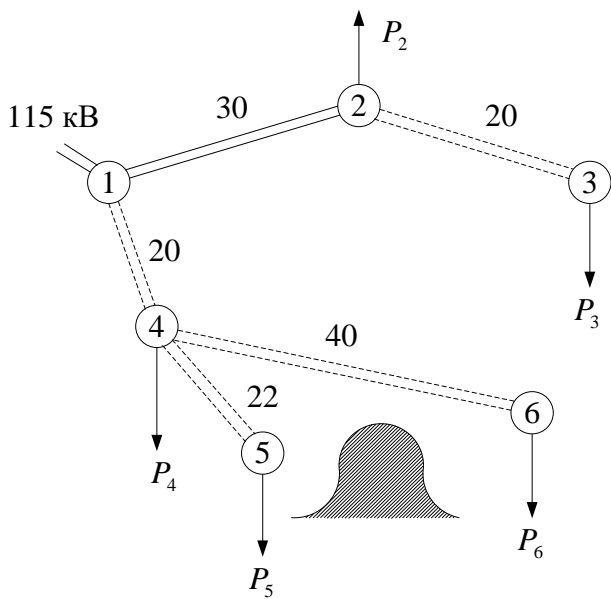


Рис. 2, в. Вариант 3 развития сети

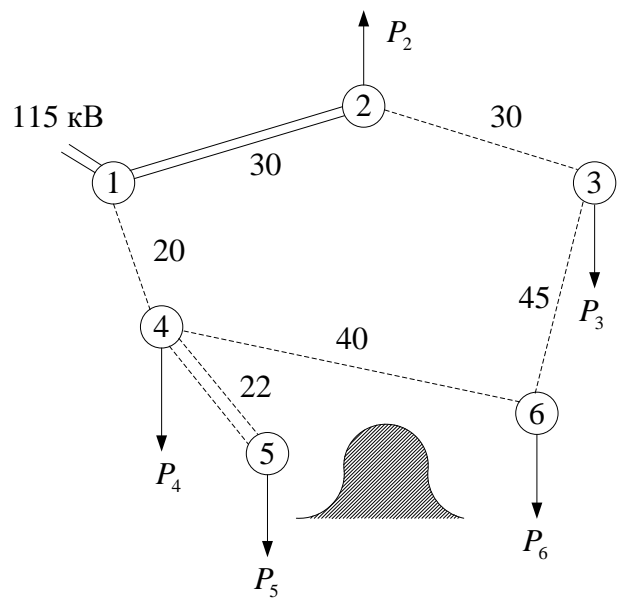


Рис. 2, г. Вариант 4 развития сети

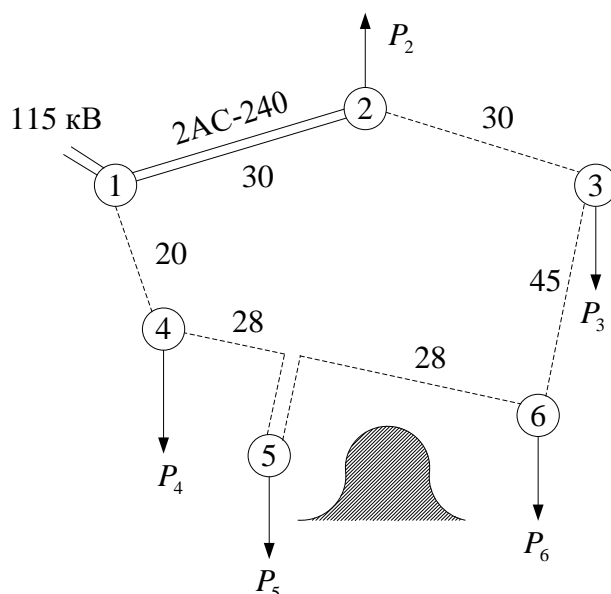


Рис. 2, д. Вариант 5 развития сети

ставляет около 70 МВт с учетом потерь в сети, что соответствует нормальной нагрузке двух линий 110 кВ (от 15 до 45 МВт на одну цепь при длине электропередачи от 80 до 25 км).

Потребитель узла 3 имеет III категории надежности, поэтому на участке 2-3 может рассматриваться сооружение одной или двух цепей. При строительстве одной цепи следует учесть ущерб от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания. Решение вопроса о числе линий на участке 2-3 следует принять отдельно и распространить на варианты 2 и 3.

Присоединение потребителей 5 и 6 может быть выполнено различными способами через узел 4. Разомкнутая схема питания (вариант 1) и кольцевая (вариант 2). В обоих случаях трассы линий вынуждены из-за ограничений по использованию пахотных земель. Сооружение линии 4-5 по прямой от узла 4 до узла 5 сокращает трассу линии на 6 км, но не использует уже созданный коридор линии на участке 4-6.

Вариант 3 предусматривает питание нагрузок узлов 5 и 6 по кратчайшему электрическому пути, но дает проигрыш в длине линий по сравнению с вариантом 1 на 4 км.

Все разомкнутые варианты, в связи с заданной категорией потребителей по надежности, требуют сооружения на всех участках двух параллельных цепей, рассмотрение кольцевых сетей позволяет

наметить сооружение одной цепи на большинстве трасс. Следует сразу оговорить, что это решение не окончательное и должно быть проверено по условиям возможных отключений линий. Таким образом, к дальнейшему рассмотрению предложены все 5 вариантов развития сети.

3. Расчет потокораспределения в сети

В сетях с односторонним питанием потораспределение рассчитывается следующим образом. Последовательно, начиная от самых отдаленных потребителей складываем мощности узлов, встречающихся при приближении к источнику. Таким образом, получаем перетоки мощности на всех радиальных участках сети.

В случае сети замкнутого типа, перетоки необходимо рассчитывать, используя правило «моментов», представив сеть замкнутого типа в виде сети с двухсторонним питанием. При этом мощность каждого источника такой сети определяется по формуле:

$$P_K = \frac{\Sigma(P_i \cdot l_i)}{l_{12}}, \quad Q_K = \frac{\Sigma(Q_i \cdot l_i)}{l_{12}},$$

где P_K , Q_K - соответственно, определяемые активная и реактивная мощности источников; P_i , Q_i - активная и реактивная составляющие в узлах потребителей; l_i - расстояние противоположенного источника до данного потребителя; l_{12} - общее расстояние между источниками.

На остальных участках мощность определяется по закону Кирхгофа.

Если в кольце имеются участки с двумя и более параллельными цепями, то необходимо эти участки привести к эквивалентным длинам:

$$l_{ЭКВ} = l/n,$$

где l - длина линии, км; n - число параллельных ветвей.

4. Выбор номинального напряжения сети

Напряжение зависит от нескольких факторов:

- мощности потребителей;

- удаленности их от источника питания;
- района сооружения сети и класса номинального напряжения существующей сети.

Выбор напряжения определяется экономическими факторами, при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в сооружение сети, но за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки.

В практике проектирования для выбора рационального напряжения используются кривые, данные по пропускной способности и дальности линий электропередачи или эмпирические формулы, в частности, формула Г.А.Илларионова, дающая удовлетворительные результаты для шкалы напряжений от 35 до 1150 кВ,

$$U_{НОМ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P}}}$$

где ℓ - длина линии на рассматриваемом участке; P - переток мощности на рассматриваемом участке.

Учитывая существующую ЛЭП 110 кВ, перетоки мощности по участкам (P) и длины линий (ℓ) для всех рассматриваемых вариантов (рис. 2) выбран класс номинального напряжения 110 кВ.

5. Выбор сечений линий электропередачи

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи 35-500 кВ можно выполнить по экономическим интервалам и по экономической плотности тока. Более подробно рассмотрим выбор сечений по экономическим интервалам.

5.1. Экономические интервалы сечений

Экономические интервалы для различных стандартных сечений определенного класса напряжения получены при построении зависимости приведенных затрат в сооружение 1 км линии от тока. Вид зависимостей показан на рис. 3.

Сечение F_1, F_2, \dots, F_n - стандартные сечения для класса номинального напряжения $U_{НОМ}$. Экономические интервалы однозначно определяют сечение воздушной линии в зависимости от тока мак -

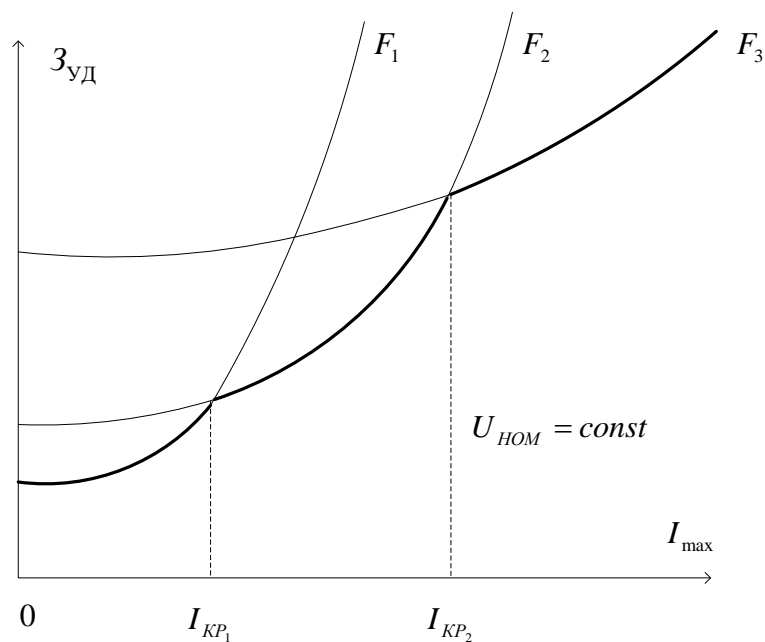


Рис. 3. Экономические интервалы сечений

симального нормального режима I_{\max} . Если ток в линии лежит в интервале от 0 до I_{KP} - наиболее экономично сечение F_1 , при токе от I_{KP1} до I_{KP2} - сечение F_2 и т.д. Здесь под I_{\max} понимается ток в одной цепи линии. Экономические интервалы сечений приведены в [1, табл. 1.12].

5.2. Проверка сечений по допустимому току

Выбранные сечения существующих и проектируемых линий электропередачи проверяются из условий наиболее тяжелого аварийного режима для каждой линии по допустимому току $[I]$, где под допустимым понимается ток, при длительном протекании которого проводник сохраняет свои электрические и механические свойства, а изоляция - термическую стойкость.

Условия проверки $I_{ав} < [I]$, допустимые токи для сечений воздушных линий приведены в [1, табл. 1.13], где $I_{ав}$ - максимальных ток по линии в наиболее тяжелом для данной линии аварийном режиме.

5.3. Расчет токораспределения в сети

Для выбора сечений необходимо определить токи в сети. При этом расчет токов в кольце выполняется одновременно с выбором сечений. При несовпадении заданного числа параллельных цепей в кольце с выбранным токи следует пересчитать заново с выбранным числом параллельных линий и уточнить выбор сечений.

Определение токораспределения в сети показано на примере расчета варианта 2. Нагрузочные токи сети определяются по соотношению

$$I = \frac{P}{\cos \varphi \cdot U_H \cdot \sqrt{3}}.$$

Токи нагрузок узлов в рассматриваемом примере:

$$I_2 = 40 / (0,9 \cdot 110 \cdot 1,73) = 0,234 \text{ кА};$$

$$I_3 = 20 / (0,9 \cdot 110 \cdot 1,73) = 0,117 \text{ кА};$$

$$I_4 = 40 / (0,9 \cdot 110 \cdot 1,73) = 0,234 \text{ кА};$$

$$I_5 = 20 / (0,9 \cdot 110 \cdot 1,73) = 0,117 \text{ кА};$$

$$I_6 = 35 / (0,9 \cdot 110 \cdot 1,73) = 0,204 \text{ кА}.$$

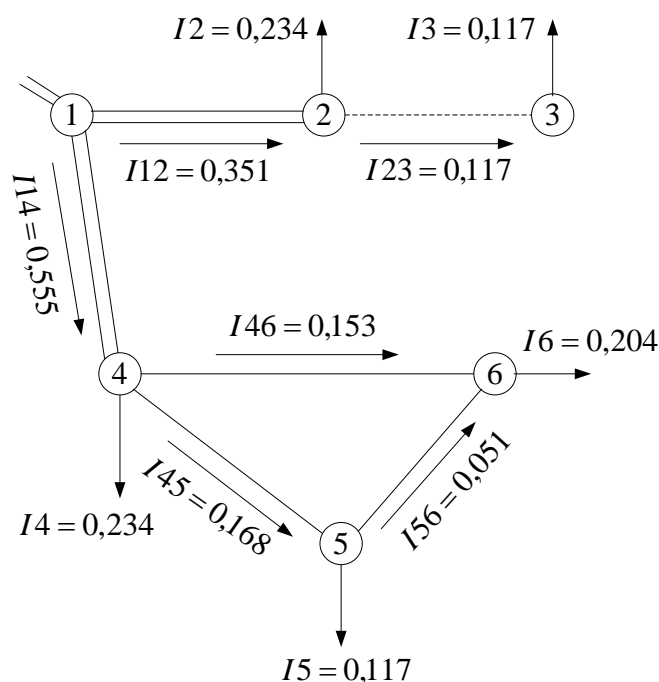


Рис. 4. Токораспределение в сети (токи указаны в кА)

Теперь токи на участках сети (см. рис. 4) в соответствии с 1 законом Кирхгофа для узла 3 находится как:

$$I_{23} = I_3 = 0,117 \text{ кА};$$

$$I_{12} = I_{23} + I_2 = 0,234 + 0,117 = 0,351 \text{ кА}.$$

Для кольца 4-5-6-4 узел 4 является балансирующим, ток на головном участке 4-5, $I_{\Gamma} = I_{45}$. При расчете I_{Γ} первоначально зададим сооружение на всех участках по одной ЛЭП, тогда

$$I_{45} = I_{\Gamma} = \frac{I_5(\ell_{56} + \ell_{64}) + I_6 \ell_{64}}{\ell_{45} + \ell_{56} + \ell_{64}} = \frac{0,117 \cdot 68 + 0,204 \cdot 40}{96} = 0,168 \text{ кА};$$

$$I_{56} = I_{45} - I_5 = 0,168 - 0,117 = 0,051 \text{ кА};$$

$$I_{46} = I_6 - I_{56} = 0,204 - 0,051 = 0,153 \text{ кА};$$

$$I_{1-4} = I_{46} + I_{45} + I_4 = 0,555 \text{ кА}.$$

5.4. Выбор сечений линий электропередач

Подробно выбор сечений приведен для варианта 2. Для выбора используются экономические интервалы для ОЭС Казахстана и Средней Азии [1, табл. 1.1]. Учитывая, что проектирование ведется на Урале (район по гололеду П), выбраны стальные опоры для линий 110 кВ.

Участок 2-3. При токе $I_{23} = 0,117$ кА, с учетом необходимости двух параллельных цепей на участке 2-3, ток на одну цепь $I_{Ц} = I_{23} / 2 = 0,0585$ кА. Ближайший критический ток [1, табл. 1.13] $I_{КР} = 0,117$ кА соответствует сечению 70 мм^2 , таким образом, на участке 2-3 выбираются две одноцепные линии АС-70.

Проверка сечения из условий аварийного режима производится при обрыве одной из 2 цепей, $I_{ав_{23}} = 0,117$ кА, допустимый ток по нагреву для сечения 70 мм^2 составляет 265 А [1, табл. 1.13]. Таким образом, $I_{ав_{23}} < I_{ДОП}$ и проверка дает удовлетворительный результат.

Учитывая, что в узле 3 потребитель III категории по надежности, возможно сооружение на участке 2-3 одной линии; $I_{23} = 0,117$ кА - выбирается сечение АС-120. Допустимый ток для сечения 390 А .

Участок 1-2. Существующая линия 1-2 сечением 2АС-240 проверяется по допустимому току из условий максимального длительно-

го режима (обрыв одной из параллельных цепей). Допустимый ток для сечения 610 А.

Максимальный ток по сечению возникает при обрыве одной цепи $I_{ab_{12}} = 351$ А, то есть $I_{ав_{23}} < I_{ДОП}$, результаты проверки удовлетворительны.

Кольцо 4-5-6-4. Выбор сечений производится аналогично выбору в разомкнутой сети: участок 4-5, ток $I_{45} = 168$ А, сечение АС-120; участок 5-6, $I_{56} = 51$ А, сечение АС-70; участок 6-4, ток $I_{64} = 153$ А, сечение АС-120.

Проверка из условий аварийных режимов выполняется отдельно для каждой линии. Максимальный ток по участку 4-5 возникает при обрыве линии 6-4,

$$I_{\max_{45}} = I_5 + I_6 = 0,321 \text{ кА} < I_{ДОП} = 390 \text{ А};$$

$$I_{\max_{46}} = I_5 + I_6 (\text{обрыв 4-5}) = 0,321 \text{ кА} < I_{ДОП} = 390 \text{ А};$$

$$I_{\max_{56}} = I_6 (\text{обрыв 4-6}) = 0,204 \text{ кА} < I_{ДОП} = 265 \text{ А}.$$

Таким образом, в кольце выбраны и проверены сечения из условий нагрева.

Участок 1-4. По условию надежности требуется две параллельные линии, $I_{14} = 0,555$ кА, ток на одну цепь $I_{Ц} = 0,278$ кА. Выбраны две одноцепные линии АС-240; $I_{ав_{14}}$ (обрыв одной цепи) составляет $555 \text{ А} < I_{ДОП} = 610 \text{ А}$. Результаты расчета сведены в табл. 1.

Таблица 1
Выбор сечений проводников (вариант 2)

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей	Вид аварии	I_{ab} , А	$I_{ДОП}$, А
2-3 (а)	проект	117	АС-70	2	обрыв 1 цепи	117	265
2-3 (б)	проект	117	АС-120	1	-	-	-
1-2	сущест	351	АС-240	2	обрыв 1 цепи	351	610
4-5	проект	168	АС-120	1	обрыв 4-6	321	390
5-6	проект	51	АС-70	1	обрыв 4-6	204	265
4-6	проект	153	АС-120	1	обрыв 4-5	321	390
1-4	проект	555	АС-240	2	обрыв 1 цепи	555	610

Таблица 2

Выбор сечений проводников (вариант 1)

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей	Вид аварии	I_{ab} , А	$I_{доп}$, А
2-3 (а)	проект	117	АС-70	2	обрыв 1 цепи	117	265
2-3 (б)	проект	117	АС-120	1	-	-	-
1-2	сущест	351	АС-240	2	обрыв 1 цепи	351	610
5-6	проект	204	АС-120	2	обрыв 1 цепи	204	390
4-5	проект	321	АС-120	2	обрыв 1 цепи	321	390
4-1	проект	555	АС-240	2	обрыв 1 цепи	555	610

Таблица 3

Выбор сечений проводников (вариант 3)

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей	Вид аварии	I_{ab} , А	$I_{доп}$, А
2-3 (а)	проект	117	АС-70	2	обрыв 1 цепи	117	265
2-3 (б)	проект	117	АС-120	1	-	-	-
1-2	сущест	351	АС-240	2	обрыв 1 цепи	351	610
4-5	проект	117	АС-70	2	обрыв 1 цепи	117	265
4-6	проект	204	АС-120	2	обрыв 1 цепи	204	390
4-1	проект	555	АС-240	2	обрыв 1 цепи	555	610

Таблица 4

Выбор сечений проводников (вариант 4)

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей	Вид аварии	I_{ab} , А	$I_{доп}$, А
1-2 (а)	сущест	398	АС-240	2	обрыв 1 цепи	357	610
2-3 (б)	проект	164	АС-120	1	обрыв 4-6	321	390
3-6	проект	47	АС-70	1	обрыв 4-6	204	265
4-6	проект	157	АС-120	1	обрыв 2-3	321	390
1-4	проект	508	АС-240	2	обрыв 1 цепи	472	610
4-5	проект	117	АС-70	2	обрыв 1 цепи	117	265

Таблица 5

Выбор сечений проводников (вариант 5)

Линия	Вид	Ток участка, А	Сечение	Число цепей	Вид аварии	I_{ab} , А	$I_{доп}$, А
1-2 (а)	сущест	438	АС-240	2	обрыв 1 цепи	397	610
2-3 (б)	проект	204	АС-240	1	обрыв 4-5	438	610
3-6	проект	87	АС-120	1	обрыв 4-5	321	390
5-6	проект	117	АС-120	1	обрыв 2-3	321	390
4-5	проект	234	АС-240	1	обрыв 2-3	438	610
1-4	проект	468	АС-240	2	обрыв 1 цепи	438	610

Расчет токов и выбор сечений по вариантам 1, 3, 4, 5 выполнены аналогично, результаты приведены соответственно в табл. 2, 3, 4, 5.

Как видно из анализа выбора сечений и проверки их из условий наиболее тяжелого режима, по условию надежности сечения в усилении не нуждаются.

6. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

Условия выбора:

$$1) U_{Н.ВН} \geq U_{УСТ};$$

$$2) U_{Н.НН} \geq U_{УСТ};$$

$$3) S_{Н.Т} \geq S_{Ф.Т} = 0,7 \cdot S_{\max}.$$

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и является технико-экономической задачей.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов (автотрансформаторов). Установка одного трансформатора рекомендуется только в случае питания потребителей III категории при наличии в сетевом районе передвижной резервной подстанции, обеспечивающей замену трансформатора в течение суток.

Мощность трансформатора в нормальных условиях должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, под-

ключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения энергией потребителей I и II категорий в случае аварии с одним из трансформаторов и его отключения. Поэтому, если подстанция питает потребителей таких категорий, на ней должны быть установлены трансформаторы такой мощности, при которой обеспечивалось бы питание одним трансформатором потребителей I и II категорий с допустимой перегрузкой до 40%, на время не более 6 часов, в течение 5 суток, при коэффициенте заполнения суточного графика 0,75. Следует учитывать, что при аварии с одним из трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. По указанному режиму работы трансформаторов его мощность может быть определена ориентировочно по выражению

$$S_{HT} \geq \frac{S_{NB}}{k_{ав}(n-1)},$$

где S_{NB} - наибольшая нагрузка подстанции, $k_{ав} = 1,4$ - коэффициент допустимой перегрузки, n - число трансформаторов на подстанции.

Типы, мощности и число понижающих трансформаторов на подстанциях во всех вариантах одинаковы, так как не зависят от схемы сети 110 кВ [1, табл. 1.30]. Выбор трансформаторов показан в таблице 6.

Таблица 6
Выбор понижающих трансформаторов

№ узла	Мощность нагрузки		S/1,4, МВ·А	Тип и число трансформаторов
	P, МВт	S, МВт		
2	40	44,4	31,8	2ТРДН-40000/110
3а	20	22,2	15,9	2ТДН-16000/110
3б	20	22,2	-	ТРДН-25000/110
4	40	44,4	31,8	2ТРДН-40000/110
5	20	22,2	15,9	2ТДН- 16000/1 10
6	35	38,9	27,8	2ТРДН-40000/110

7. Выбор схем подстанций

Выбор схем электрических соединений распределительных устройств подстанций выполняется на стороне высшего напряжения

и на стороне низшего напряжения подстанций, но схемы на стороне низшего напряжения подстанций не зависят от варианта развития электрической сети.

Наиболее дорогостоящим оборудованием распределительных устройств являются высоковольтные выключатели, и поэтому выбор схем распределительных устройств выполняется только с целью определения числа их ячеек [1, рис. 1.3, табл. 1.45].

В табл. 7 показано определение ячеек выключателей 110 кВ для варианта 2 электрической сети рассматриваемого примера. При этом необходимо учитывать, что в узле 1, связанном с энергосистемой, РУ должно быть на порядок надежнее.

Таблица 7

Определение числа ячеек выключателей 110 кВ (вариант 2)

№ уз-ла	Число присоединений		Схема распределительного устройства 110 кВ	Число ячеек выключателей 110 кВ
	линий	трансформаторов		
1	4	2	Две рабочие и обходная системы шин	8
2а	4	2	Одна секционированная система шин с обходной	8
2б	3	2	Одна секционированная система шин с обходной	7
3а	2	2	Два блока с неавтоматической переемычкой	2
3б	1	1	Блочная	1
4	4	2	Одна секционированная система шин с обходной	8
5	2	2	Мостик с неавтоматической переемычкой	3
6	2	2	Мостик с неавтоматической переемычкой	3
ИТОГО:		32 (вариант 2а)		30 (вариант 2б)

Определение числа ячеек выключателей 110 кВ для остальных сравниваемых вариантов выполнено аналогично.

Выбор схем распределительных устройств на стороне низкого напряжения зависит от количества трансформаторов и их типа. Схемы распределительных устройств на стороне низкого напряжения для всех вариантов будут одинаковы.

8. Экономическое сопоставление вариантов развития сети

8.1. Общие положения

Варианты, подлежащие технико-экономическому сравнению, должны быть технически и экономически сопоставимы, т.е. обеспечивать одинаковую передаваемую мощность и качество электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах работы сети. При сопоставлении схем с разной степенью надежности должна учитываться величина ущерба народному хозяйству от вероятного нарушения электроснабжения. В этом случае подсчет приведенных затрат производится по следующей формуле

$$Z = E_H K + I + U, \text{ руб./ год,}$$

где E_H - нормативный коэффициент эффективности (в энергетике $E_H = 0,12$); $K = K_L + K_{II}$ - соответственно капитальные вложения в линии и подстанции; $I = I_L + I_{II} + I_{\Delta\mathcal{E}}$ - соответственно издержки на амортизацию и обслуживание линий I_L , подстанций I_{II} и $I_{\Delta\mathcal{E}}$ - издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях; U - математическое ожидание народнохозяйственного ущерба от нарушения электроснабжения.

Определение капитальных вложений производится обычно по укрупненным стоимостным показателям для всего оборудования подстанций и ЛЭП.

Ежегодные издержки I_L и I_{II} определяются суммой отчислений от капитальных вложений $I_L = \alpha_L K_L$ и $I_{II} = \alpha_{II} K_{II}$, где α_L , α_{II} - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций [1, табл. 2. 1].

Учитывая существенную долю в приведенных затратах капиталовложений и издержек на подстанции, а также тот факт, что почти во всех вариантах число, мощность и типы трансформаторов, число и типы выключателей не зависят от схемы сети, учет подстанционных составляющих следует производить только при необходимости.

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = \beta_0 \left(\Delta P'_{\max} \cdot \tau + 8760 \cdot \Delta P_{XX} \right),$$

где β_0 - удельная стоимость потерь активной энергии [1, рис. 2.1]; $\Delta P'_{\max}$ - суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок; τ - число часов максимальных потерь в году $\tau = (0,124 + T_{\max}/10^4)^2 \cdot 8760$; ΔP_{XX} - суммарные потери холостого хода трансформаторов.

Учет фактора надежности производится путем определения среднегодового ущерба от нарушений электроснабжения. В случае питания потребителя по одной линии ущерб Y при ее аварийном отключении можно оценить по выражению

$$Y = aP_{\max} K_B \varepsilon,$$

где a - удельный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения [1, рис. 2.2]; P_{\max} - максимальная нагрузка потребителя; K_B - коэффициент вынужденного простоя; ε - степень ограничения потребителя ($\varepsilon = 1$ при полном отключении потребителя, $\varepsilon < 1$ при частичном отключении),

$$K_B = \sum_{i=1}^m T_{B_i} \omega_i,$$

где m - число последовательно, включенных элементов сети; T_{B_i} - среднее время восстановления элемента i [1, табл. 2.31]; ω_i - параметр потока отказов элемента i [1, табл. 2.33].

Необходимо иметь в виду, что варианты схемы с разными номинальными напряжениями из-за различной стоимости аппаратуры и разных величин потерь электроэнергии могут сравниваться только по приведенным затратам с учетом оборудования подстанций потребителей и потерь энергии в них. Это положение обязательно и для сравнения вариантов с разной надежностью питания потребителей.

На основании анализа результатов расчета выбираются 2 варианта с меньшими приведенными затратами.

Варианты схем считаются экономически равноценными, если разница в приведенных затратах равна или менее 5%. В таком случае следует выбирать варианты схем:

- а) с более высоким напряжением;
- б) с более высокой надежностью электроснабжения;
- в) с более высокой оперативной гибкостью схемы (приспособляемостью к необходимым режимам работы сети);

г) с меньшим расходом цветного металла на провода воздушных линий и с меньшим необходимым количеством электрической аппаратуры;

д) с лучшими возможностями развития сети при росте нагрузок или при появлении новых пунктов потребления электроэнергии.

8.2. Пример экономического сопоставления вариантов

Подробно экономическое сопоставление рассмотрено при анализе подвариантов присоединения узла 3. Решение этого вопроса позволяет однозначно определить схему питания потребителей III категории в узле 3 для вариантов 1, 2 и 3.

Подвариант а предполагает присоединение узла 3 к узлу 2 по двум линиям АС-70 с установкой на подстанции 3 двух трансформаторов ТДН-16000/110 (рис. 8.5, а), подвариант б предусматривает питание потребителей узла 3 по одной линии АС-120 с установкой на подстанции 3 одного трансформатора ТРДН-25000/110 (рис. 8.5, б).

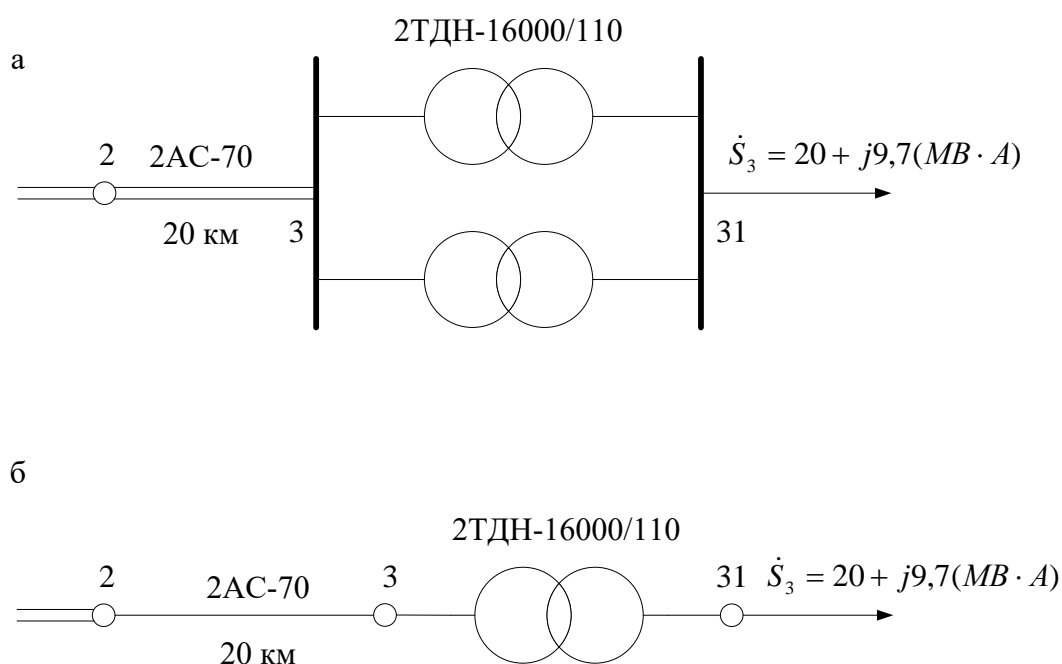


Рис. 5. Схема присоединения узла 3:
а) подвариант а; б) подвариант б

Подвариант а. Капитальные вложения в линии:

$$K_{Л} = C \ell n;$$

где C - стоимость 1 км линии; ℓ - длина линии; n - число параллельных линий.

Для АС-70 [1, табл. 2.22] при номинальном напряжении линии 110 кВ на стальных одноцепных опорах для II района по гололеду (в ценах 1985 г.) $C = 16,5$ тыс.руб./км, $\ell = 20$ км, $n = 2$. Тогда:

$$K_{Л} = 16,5 \cdot 20 \cdot 2 = 660 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в подстанцию включают стоимость трансформаторов и распредустройства (РУ) высшего напряжения. Стоимость РУ низшего напряжения незначительна вследствие невысокой стоимости выключателей 10 кВ. Расчетная стоимость трансформатора ТДН-16000/110 [1, табл. 2.6] составляет 63 тыс.руб., стоимость ячейки выключателя 110 кВ - 35 тыс.руб. [1, табл. 2.3], тогда:

$$K_{П} = 63 \cdot 2 + 35 \cdot 2 = 196 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = K_{Л} + K_{П} = 660 + 196 = 856 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание [1, табл. 2.1] для линий составляют 2,8%, для подстанций 110 кВ - 9,4%, соответственно $\alpha_{Л} = 0,028$, $\alpha_{П} = 0,028$.

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо найти параметры схемы замещения сети:

$$R_{\Sigma} = R_{Л} + R_{П},$$

где $R_{Л} = R_0 \ell / n_{Л}$; $R_{П} = R_T / n_T$; $R_0(АС - 70) = 0,428$ Ом/км [1, табл. 1.9].

Тогда:

$$R_{Л} = 0,428 \cdot 20 / 2 = 4,28 \text{ Ом};$$

$$R_T(\text{ТДН} - 16000/110) = 4,38 \text{ Ом} [1, \text{табл. 1.30}];$$

$$R_{П} = 4,38 / 2 = 2,19 \text{ Ом}; R_{\Sigma} = 4,28 + 2,19 = 6,47 \text{ Ом.}$$

Суммарные потери холостого хода трансформаторов:

$$\Delta P_{ХХ_n} = \Delta P_{ХХ} \cdot n = 0,019 \cdot 2 = 0,038 \text{ МВт.}$$

Потери мощности в максимальном режиме $\Delta P'_{\max} = 3 \cdot I_{23}^2 \cdot R_{\Sigma}$, ток определен при выборе сечений, $I_{23} = 0,117$ кА, тогда:

$$\Delta P'_{\max} = 3 \cdot 0,117^2 \cdot 6,47 = 0,266 \text{ МВт.}$$

Число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии β_0 составляет 1,5 коп./кВт·ч [1, рис. 2.1], $\beta_0 = 1,5 \cdot 10^{-2}$ тыс.руб./МВт·ч.

Издержки

$$\begin{aligned} I_{\Delta\mathcal{E}} &= \beta_0 (\tau \cdot \Delta P'_{\max} + 8760 \cdot \Delta P_{XX_n}) = \\ &= 1,5 \cdot 10^{-2} (2886 \cdot 0,266 + 8760 \cdot 0,038) = 16,51 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, приведенные затраты в **подвариант а** присоединения узла 3 составляют

$$\begin{aligned} Z_a &= E_H K_{\Sigma} + \alpha_L K_L + \alpha_{II} K_{II} + I_{\Delta\mathcal{E}} = \\ &= 0,12 \cdot 856 + 0,028 \cdot 660 + 0,094 \cdot 196 + 16,51 = 156,1 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Подвариант б. Капиталовложения в линии:

$$K_L = C \cdot \ell = 16,9 \cdot 20 = 338 \text{ тыс.руб.},$$

Капиталовложения в подстанцию:

$$K_{II} = 84 \cdot 1 + 35 \cdot 0 = 84 \text{ тыс.руб.}, \quad K_{\Sigma} = 338 + 84 = 422 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

$$R_L = 0,249 \cdot 20 = 4,98 \text{ Ом}; \quad R_T = 2,54 \text{ Ом}; \quad R_{\Sigma} = 7,52 \text{ Ом};$$

$$\Delta P'_{\max} = 3 \cdot 0,117^2 \cdot 7,52 = 0,309 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{XX_n} = 0,027 \text{ МВт};$$

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = 1,5 \cdot 10^{-2} (2886 \cdot 0,309 + 8760 \cdot 0,027) = 16,92 \text{ тыс.руб.}$$

Питание потребителей может быть аварийно прекращено и ущерб, связанный с перерывом питания

$$Y = a P_{\max} \varepsilon \cdot \sum_{i=1}^m T_{B_i} \omega_i;$$

при его расчете следует учесть два последовательно включенных элемента: линию и трансформатор ($m = 2$), при полном отключении $\varepsilon = 1$, удельный ущерб $a = 6 \text{ тыс.руб./кВт} = 6 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб./МВт}$ [1, рис. 2.2], $P_{\max} = 20 \text{ МВт}$.

Параметры потока отказов линии $\omega_L = 1,1 \text{ отказ/год}$ на 100 км, трансформатора $\omega_T = 0,02 \text{ отказ/год}$ [1, табл. 2.33]. Среднее время восстановления [1, рис. 2.31] для линии $T_{BL} = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ лет/отказ}$, трансформатора $T_{BT} = 20 \cdot 10^{-3} \text{ лет/отказ}$ при наличии в системе ре-

зервного трансформатора и $T_{BT} = 60 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ при его отсутствии,

$$Y = 6 \cdot 10^3 \cdot 20 \cdot 1 \cdot \left(1,1 \cdot \frac{20}{100} \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 0,02 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \right) = 74,4 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты для **подварианта б**:

$$Z_b = E_H K_\Sigma + \alpha_L K_L + \alpha_{II} K_{II} + I_{\Delta\mathcal{E}} + Y = \\ = 0,12 \cdot 422 + 0,028 \cdot 338 + 0,094 \cdot 84 + 16,92 + 74,4 = 153,32 \text{ тыс.руб.}$$

Сопоставление приведенных затрат показывает, что **подварианты а и б** равноэкономичны (отличие менее 5%), поэтому предпочтнее отдается подварианту *а*, обладающему большей надежностью электроснабжения потребителей.

Таким образом, при технико-экономическом сопоставлении всех рассматриваемых вариантов питание потребителей узла 3 осуществляется по двум линиям АС-70 с установкой на подстанции двух трансформаторов ТДН-16000/110.

Прежде чем переходить к анализу экономических характеристик по всем сравниваемым вариантам следует учесть, что во всех вариантах в узлах стоят одинаковые трансформаторы и поэтому нужно учесть только разное число выключателей. Число выключателей, которые следует учесть при сопоставлении вариантов показано в табл. 8.

Таблица 8

Число ячеек выключателей по вариантам

В а р и а н т	1	2а	3а	4	5
Число ячеек выключателей	36	32	32	30	26
Число ячеек для учета при экономическом сопоставлении	10	6	6	4	0

При определении приведенных затрат следует учесть, что линия 1-2 существующая и во всех вариантах капиталовложения на ее сооружение и амортизационные отчисления не учитываются. Расчет экономических показателей варианта 2 сведен в табл. 9.

Таблица 9

Расчет экономических показателей линии (вариант 2)

Линия	Вид	Длина, км	Ток, А	Сечение	R, Ом	$\Delta P'_{\max}$, МВт	K_L , тыс.руб.
1-2	сущест	30	351	2АС-240	1,80	0,665	-
2-3	проект	20	117	2АС-70	4,28	0,176	660,0
4-5	проект	28	168	АС- 120	6,97	0,590	473,2
4-6	проект	40	153	АС-120	9,96	0,699	676,0
5-6	проект	28	51	АС-70	11,98	0,093	462,0
1-4	проект	20	555	2АС-240	1,20	1,109	752,0
ВСЕГО						3,332	3023,2

Издержки на компенсацию потерь энергии в варианте 2 составляют $I_{\Delta\mathcal{E}} = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 2886 \cdot 3,332 = 144,24$ тыс.руб.

Поскольку в варианте 2 используется на шесть выключателей больше, чем в варианте 5 с минимальным числом выключателей следует учесть капиталовложения на эти выключатели: $K_{II} = 6 \cdot 35 = 210$ тыс.руб. Тогда суммарные капиталовложения в вариант 2 $K_{\Sigma} = K_L + K_{II} = 3023,2 + 210 = 3233,2$ тыс.руб.

Теперь затраты по варианту 2 определяются как

$$\begin{aligned}
 Z_2 &= E_H K_{\Sigma} + \alpha_L K_L + \alpha_{II} K_{II} + I_{\Delta\mathcal{E}} = \\
 &= 0,12 \cdot 3233,2 + 0,028 \cdot 3023,2 + 0,094 \cdot 210 + 144,24 = \\
 &= 636,61 \text{ тыс.руб.}
 \end{aligned}$$

Результаты расчета составляющих затрат и сопоставление вариантов приведены в табл. 10.

Таблица 10

Экономическое сопоставление вариантов развития сети

№ вар.	K_L	K_{II}	K_{Σ}	$I_{\Delta\mathcal{E}}$	Z	Z , отн.ед.
	тыс.руб.					
1	3304,8	350	3654,8	149,96	713,97	1,22
2	3023,2	210	3233,2	144,24	636,61	1,08
3	3490,0	210	3700,0	119,70	681,16	1,16
4	3234,5	140	3374,5	140,43	657,44	1,12
5	2888,1	0	2888,1	159,22	586,66	1,00

Анализ результатов сопоставления вариантов развития сети показывает, что наиболее экономичным является 5-й вариант распределительной сети, следующий по экономичности после него вариант 2. Именно эти варианты рекомендуются для дальнейшего рассмотрения по критерию качества электроэнергии.

Следует учитывать, что если при сопоставлении подвариантов *а* и *б*, наиболее экономичным выходит подвариант *б*, то в случае присоединения данных узлов в кольцо, получаем, что к узлу подходят две линии и целесообразнее в данном узле установить два трансформатора. В этом случае необходимо сравнивать варианты не только по числу ячеек выключателей, но и по трансформаторам (по типам и по количеству).

9. Расчет установившихся режимов сети

Расчет установившихся режимов выполняется с целью выявления уровней напряжения в узлах сети, анализа их допустимости и выбора, при необходимости, средств регулирования напряжения с целью ввода режима в допустимую область по уровням напряжений. Расчеты установившихся режимов могут выполняться вручную или с использованием ЭВМ. Методы расчета разомкнутых и замкнутых сетей подробно с приведением примера расчета описаны в [3] соответственно. Расчет установившегося режима на ЭВМ может выполняться с использованием любой программы расчета режима.

Основными этапами расчета и анализа режимов являются следующие:

- составление схемы замещения и расчет ее параметров для двух наиболее экономичных вариантов сети;
- расчет установившихся режимов в нормальных и послеаварийных режимах (для обеих схем);
- анализ уровней напряжений в узлах сети и выбор средств регулирования напряжения (выбор рациональных отпаек на трансформаторах, батарей конденсаторов) с целью соблюдения требований ГОСТ по напряжению;
- результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов наносятся на схему сети с указанием мощностей выбранных компенсирующих устройств и отпаек на трансформаторах.

9.1. Расчет установившегося режима максимальных нагрузок (вариант 2)

Для выполнения расчета необходимо подготовить схему замещения сети и определить её параметры. Схема замещения для варианта 2 представлена на рис. 6. параметры схемы замещения приведены в табл. 11 (информация по узлам) и в табл. 12 (информация по ветвям).

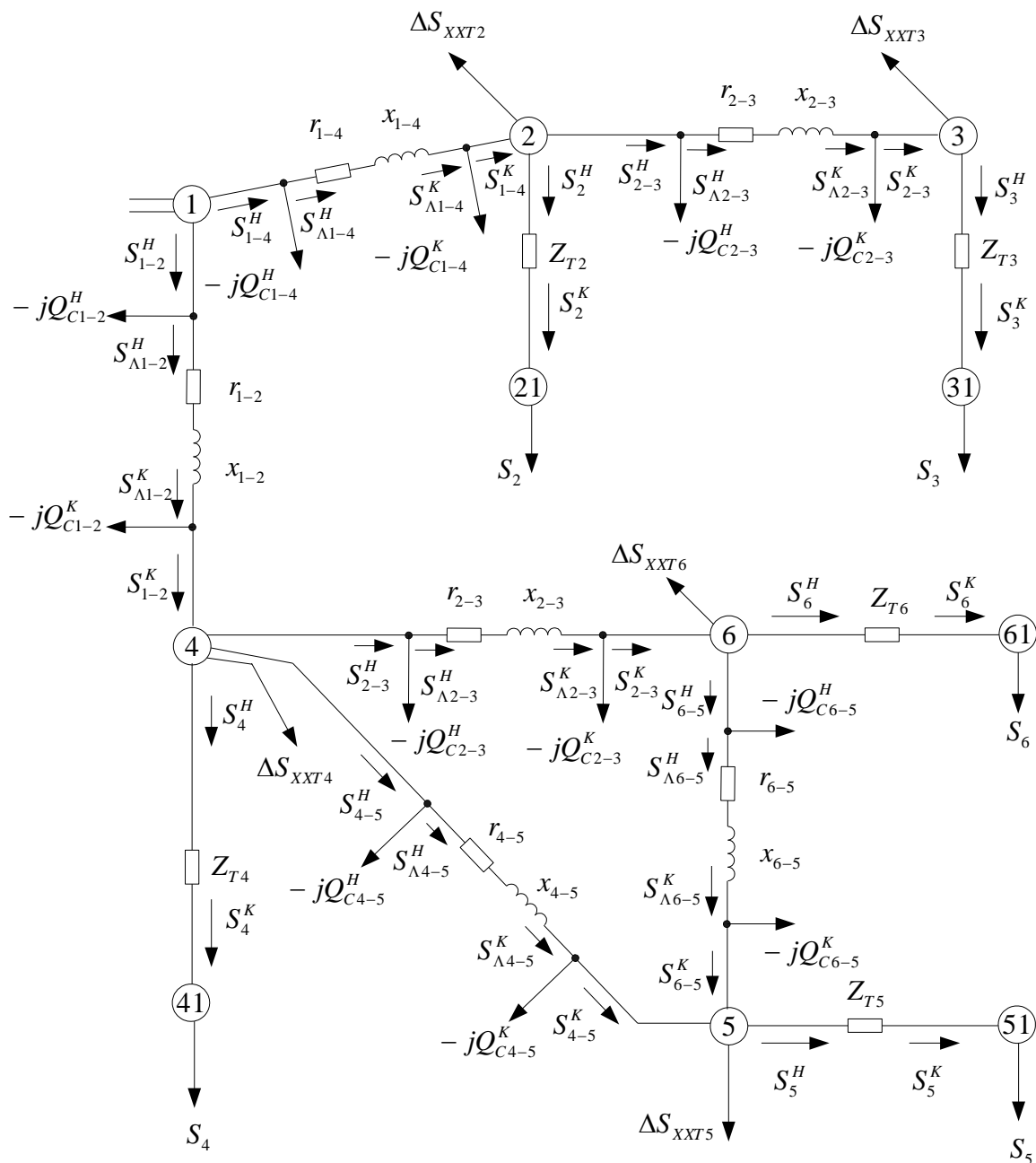


Рис. 6. Схема замещения варианта 2 для расчета установившегося режима

Таблица 11

Параметры узлов сети

№ узла	U_H , кВ	Мощность нагрузки	
		P , МВт	Q , МВАр
1	115	-	-
2	110	0,072	0,520
3	110	0,038	0,224
4	110	0,072	0,520
5	110	0,038	0,224
6	110	0,072	0,520
21	110	40	19,4
31	110	20	9,7
41	110	40	19,4
51	110	20	9,7
61	110	35	17,0

Таблица 12

Параметры ветвей сети

№ узла		R , Ом	X , Ом	B , мкСм	k_{TH}
нач.	кон.				
1	2	1,80	6,08	-168,6	
2	21	0,70	17,35	0	0,091
2	3	4,28	4,44	-102	
3	31	2,19	43,35	0	0,096
1	4	1,20	4,05	-112,4	
4	41	0,70	17,35	0	0,091
4	5	6,97	11,96	-74,5	
5	51	2,19	43,35	0	0,096
4	6	9,96	17,08	-106,4	
6	61	0,70	17,35	0	0,091
5	6	11,98	12,43	-71,4	

При подготовке схемы замещения сети учтены трансформаторы подстанций с номинальными коэффициентами трансформации, $k_{TH} = U_{HH} / U_{BH}$. Потери холостого хода трансформаторов указаны в

узлах сети на высшей стороне трансформаторов (см. рис. 6). Нагрузки указаны в новых узлах (21, 31, ..., 61).

Потери в элементах сети определяем методом последовательной итерации. При этом сначала определяем потери при условии, что конечное и начальное значения мощности равны. Затем полученные значения прибавляем к величине начальной мощности и опять определяем потери. Проводим данную операцию до тех пор, пока значения потерь не будут различаться до трёх знаков после запятой.

Для начала необходимо определить ёмкости линий по формуле:

$$-jQ = -\frac{1}{2}U_{НОМ}^2 \cdot jB;$$

$$B_{Л} = B_0 \cdot l \cdot n,$$

где B_0 определяется из [1, таблица 1.9].

Далее определяем мощности на всех участках с учетом потерь, начиная от потребителей к источнику. Потери определяются по формулам:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{Н.Т}^2} R;$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{Н.Т}^2} X.$$

После определения всех мощностей с учетом потерь, определяются напряжения в узлах сети. На высокой стороне (например, для узла 2):

$$\Delta U_{1-2}^H = \frac{P_{1-2}^H \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^H \cdot X_{1-2}}{U_1},$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}^H.$$

На низкой стороне (например, для узла 21):

$$U_{21H}^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{T2}^H \cdot R_{T2} + Q_{T2}^H \cdot X_{T2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^H \cdot X_{T2} - Q_{T2}^H \cdot R_{T2}}{U_2} \right)^2};$$

$$U_{21} = U_{21H}^B \cdot k_{ТН}.$$

Более подробно расчет перетоков с учетом потерь мощности и определение напряжения рассмотрены в [3].

9.2. Выбор средств регулирования напряжения и окончательное сопоставление вариантов сети

В соответствии с ГОСТ напряжение на шинах потребителя в нормальных режимах работы должно находиться в интервале от $0,95U_{НОМ}$ до $1,05U_{НОМ}$. Если напряжения на шинах потребителя находятся в указанной зоне, но не равны номинальным, то следует выполнить регулирование напряжений установленными средствами регулирования.

Потребители могут находиться непосредственно на шинах низкого напряжения или быть удалены от них, поэтому на шинах подстанций должны быть заданы требуемые напряжения с учетом компенсации падения напряжения от шин подстанций до шин потребителя.

Требуемые напряжения на шинах подстанций для рассматриваемого примера, их расчетные значения до и после регулирования напряжения приведены в табл. 13.

Таблица 13

Выбор отпаяк на трансформаторах

№ узла	21	31	41	51	141
Требуемое напряжение на шинах ПС, кВ	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Напряжение на шинах ПС до регулирования, кВ	9,86	10,27	10,65	10,24	10,47
Рациональная отпайка	-3	-1	1	-1	0
Напряжение на шинах ПС после регулирования, кВ	10,45	10,42	10,42	10,39	10,47

В случае несоответствия требованиям ГОСТа, необходимо устанавливать компенсирующие устройства. Выбор отпаяк и компенсирующих устройств подробно описан в [3].

9.3. Расчет установившихся послеаварийных режимов

Расчет послеаварийных режимов аналогичен расчету установившихся режимов максимальных нагрузок. Здесь рассматриваются наиболее тяжелые для системы случаи обрывов проводов на различных участках.

Если из условий послеаварийных режимов придется выбрать компенсирующие устройства, то экономическое сопоставление вариантов сети следует повторить с учетом компенсирующих устройств. Следует учесть, что в случае установки компенсирующих устройств из условий послеаварийного режима нормальные режимы необходимо пересчитывать с установленными компенсирующими устройствами.

9.4. Расчет установившихся режимов максимальных нагрузок с применением программы RASTR для IBM PC (на примере варианта 2)

Для выполнения расчета необходимо использовать схему замещения (рис. 6), а также таблицы 11,12. Данные таблиц 11, 12 вводятся в поля программы и на их основании программа производит расчеты. В графическом поле программы все узлы соединяются в одну сеть, на схеме автоматически показываются все перетоки мощности и значения напряжений в узлах.

На рис. 7 и в табл. 14 приведены результаты расчета сети для варианта 2, до регулирования напряжений, а на рис. 8 и в табл. 15 – после регулирования напряжений.

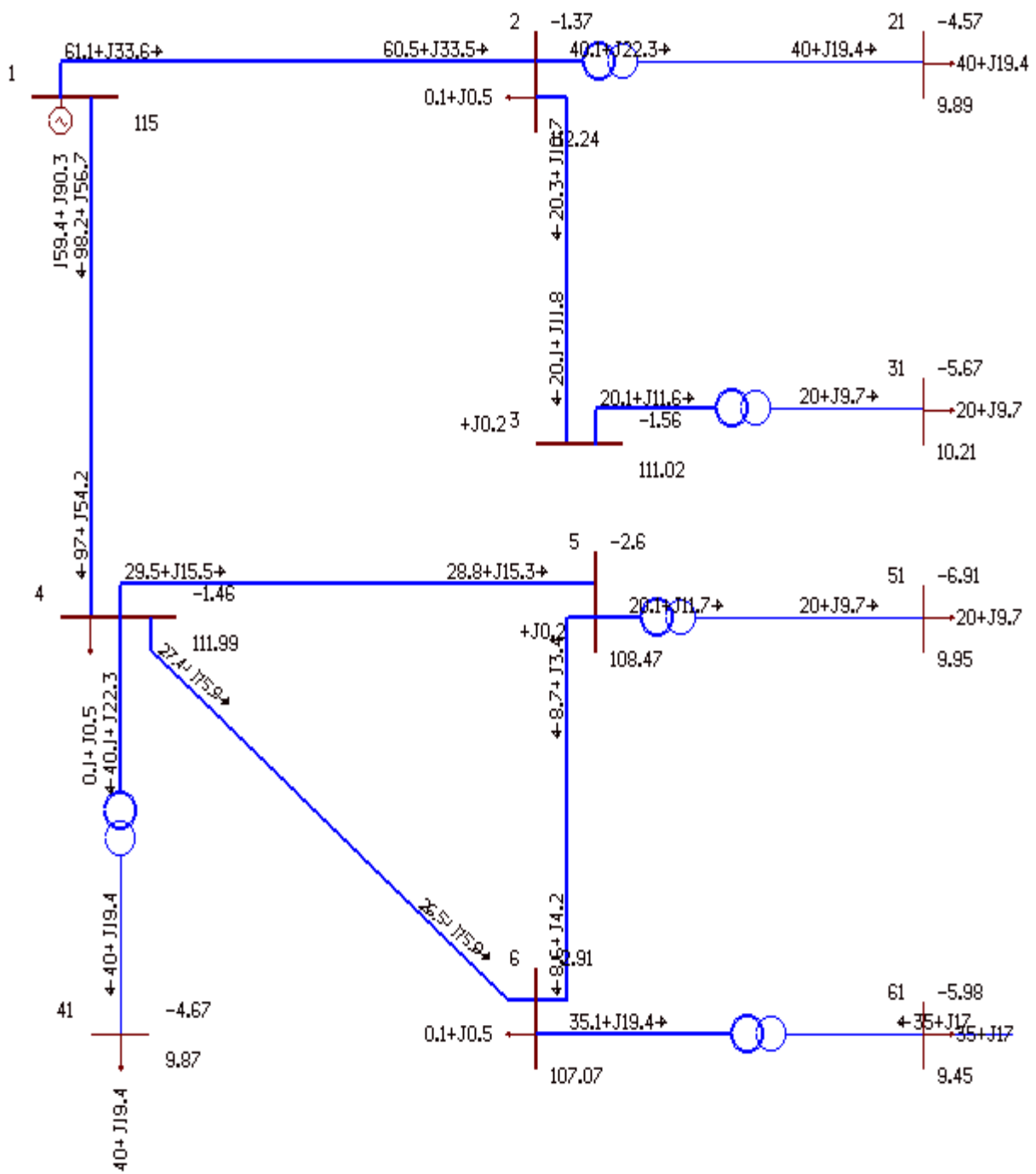


Рис. 7. Режим максимальных нагрузок варианта 2 (до регулирования напряжений)

Таблица 14

Результаты расчета максимального режима варианта 2
по программе RASTR (до регулирования напряжений)

Узел	Назв	V	Фаза	$P_{\text{наг}}$ $P_{\text{лин}}$	$Q_{\text{наг}}$ $Q_{\text{лин}}$	$P_{\text{ген}}$ dP	$Q_{\text{ген}}$ dQ	$V_{\text{зад}}$ Ток	Q_{min} dP_3	Q_{max} dQ_3
1 4 2		115.0	0	0.0 -98.2 -61.1	0.0 -57.1 -33.4	159.4 1.18 0.67	90.50 3.98 2.27	115.0 0.570 0.350	0.0 0.00 0.00	0.0 -1.4 -2.2
2 1 21 3		112.2	-1	0.1 60.5 -40.1 -20.3	0.5 33.3 -22.3 -10.5	0.0 0.67 0.12 0.18	0.00 2.27 2.90 0.19	110.0 0.355 0.236 0.117	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -2.2 0.0 -1.3
3 2 31		111.0	-2	0.0 20.1 -20.1	0.0 11.6 -11.6	0.0 0.18 0.10	0.00 0.19 1.89	110.0 0.121 0.121	0.0 0.00 0.00	0.0 -1.3 0.0
4 1 41 5 6		112.0	-1	0.1 97.0 -40.1 -29.5 -27.3	0.5 54.6 -22.3 -15.6 -16.1	0.00 1.18 0.12 0.63 0.82	0.00 3.98 2.92 1.08 1.40	110.0 0.574 0.237 0.172 0.164	0.0 0.00 0.00 0.00 0.00	0.0 -1.4 0.0 -0.9 -1.3
5 4 51 6		108.4	-3	0.0 28.9 -20.1 -8.7	0.2 15.5 -11.7 -3.6	0.00 0.63 0.10 0.09	0.00 1.08 1.99 0.10	110.0 0.174 0.124 0.050	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -0.9 0.0 -0.8
6 4 61 5		107.0	-3	0.1 26.5 -35.1 8.6	0.5 16.0 -19.7 4.3	0.00 0.82 0.10 0.09	0.00 1.40 2.74 0.10	110.0 0.167 0.217 0.052	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -1.3 0.0 -0.8
21 2		9.9	-5	40.0 40.0	19.4 19.4	0.00 0.12	0.00 2.90	10.3 2.594	0.0 0.00	0.0 0.0
31 3		10.2	-6	20.0 20.0	9.7 9.7	0.00 0.10	0.00 1.89	10.2 1.257	0.0 0.00	0.0 0.0
41 4		9.9	-5	40.0 40.0	19.4 19.4	0.00 0.12	0.00 2.92	10.3 2.601	0.0 0.00	0.0 0.0
51 5		10.0	-7	20.0 20.0	9.7 9.7	0.00 0.10	0.00 1.99	10.0 1.290	0.0 0.00	0.0 0.0
61 6		9.4	-6	35.0 35.0	17.0 17.0	0.00 0.10	0.00 2.74	10.1 2.387	0.0 0.00	0.0 0.0

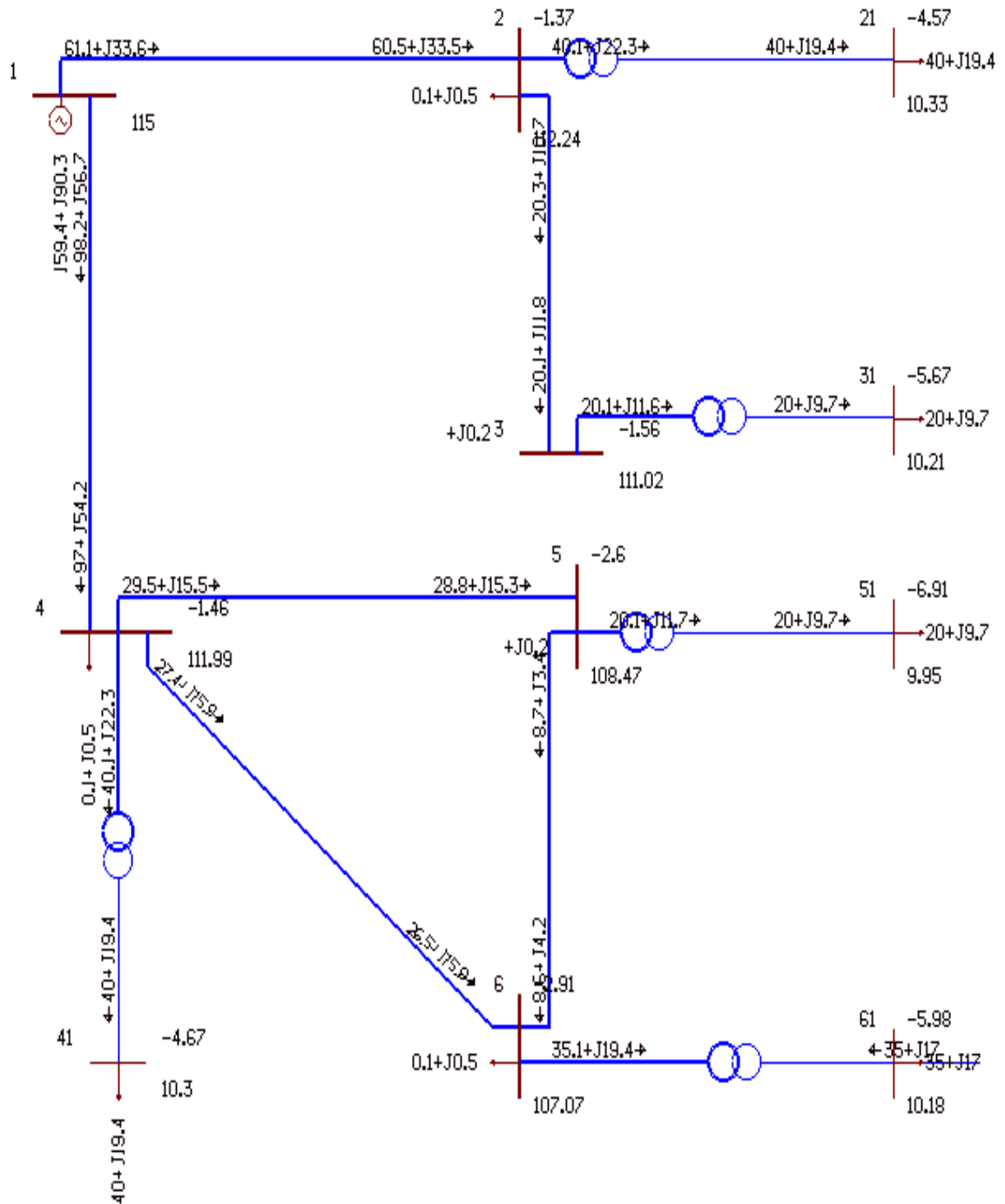


Рис. 8. Режим максимальных нагрузок варианта 2 (после регулирования напряжений)

Таблица 15

Результаты расчета максимального режима варианта 2
по программе RASTR (после регулирования напряжений)

Узел	Назв	V	Фаза	$P_{\text{наг}}$ $P_{\text{лин}}$	$Q_{\text{наг}}$ $Q_{\text{лин}}$	$P_{\text{ген}}$ dP	$Q_{\text{ген}}$ dQ	$V_{\text{зад}}$ Ток	Q_{min} dP_3	Q_{max} dQ_3
1 4 2		115.0	0	0.0 -98.3 -61.1	0.0 -57.3 -33.4	159.4 1.18 0.67	90.70 3.99 2.27	115.0 0.571 0.350	0.0 0.00 0.00	0.0 -1.4 -2.2
2 1 21 3		112.2	-1	0.1 60.5 -40.1 -20.3	0.5 33.3 -22.3 -10.5	0.0 0.67 0.12 0.18	0.00 2.27 2.90 0.19	110.0 0.355 0.236 0.117	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -2.2 0.0 -1.3
3 2 31		111.0	-2	0.0 20.1 -20.1	0.0 11.6 -11.6	0.0 0.18 0.10	0.00 0.19 1.89	110.0 0.121 0.121	0.0 0.00 0.00	0.0 -1.3 0.0
4 1 41 5 6		112.0	-1	0.1 97.1 -40.1 -29.5 -27.4	0.5 54.7 -22.3 -15.7 -16.1	0.00 1.18 0.12 0.63 0.82	0.00 3.99 2.92 1.08 1.40	110.0 0.575 0.237 0.172 0.164	0.0 0.00 0.00 0.00 0.00	0.0 -1.4 0.0 -0.9 -1.3
5 4 51 6		108.4	-3	0.0 28.9 -20.1 -8.7	0.2 15.5 -11.7 -3.6	0.00 0.63 0.10 0.09	0.00 1.08 1.99 0.10	110.0 0.175 0.124 0.050	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -0.9 0.0 -0.8
6 4 61 5		107.0	-3	0.1 26.5 -35.1 8.6	0.5 16.0 -19.7 4.3	0.00 0.82 0.10 0.09	0.00 1.40 2.74 0.10	110.0 0.167 0.217 0.052	0.0 0.00 0.00 0.00	0.0 -1.3 0.0 -0.8
21 2		10.3	-5	40.0 40.0	19.4 19.4	0.00 0.12	0.00 2.90	10.3 2.493	0.0 0.00	0.0 0.0
31 3		10.2	-6	20.0 20.0	9.7 9.7	0.00 0.10	0.00 1.89	10.2 1.257	0.0 0.00	0.0 0.0
41 4		10.3	-5	40.0 40.0	19.4 19.4	0.00 0.12	0.00 2.92	10.3 2.500	0.0 0.00	0.0 0.0
51 5		10.0	-7	20.0 20.0	9.7 9.7	0.00 0.10	0.00 1.99	10.0 1.283	0.0 0.00	0.0 0.0
61 6		10.1	-6	35.0 35.0	17.0 17.0	0.00 0.10	0.00 2.74	10.1 2.217	0.0 0.00	0.0 0.0

10. Задание на расчётно-графическую работу

РГР считается выполненным, если произведены и сведены в пояснительную записку все необходимые расчеты, а также выполнена графическая часть.

Пояснительная записка должна включать в себя следующие расчеты.

1. Разработка вариантов развития сети.
2. Расчет потокораспределения в каждом из выбранных вариантов по длинам и нагрузкам узлов.
3. Выбор номинального напряжения сети.
4. Выбор сечений линий электропередачи на участках сети.
5. Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом категорий надежности потребителей данного района.
6. Выбор схем подстанций на высоком и низком напряжениях.
7. Экономическое сопоставление вариантов сети и выбор двух наиболее экономичных, принимаемых для дальнейшего рассмотрения.
8. Электрические расчеты принятых вариантов развития распределительных сетей в максимальном и аварийном режимах при условии, что напряжения на шинах 35-110 кВ близки номинальным напряжениям соответствующих обмоток трансформаторов. Проверка необходимости местного регулирования напряжения. Определение мощности батарей статических конденсаторов для целей местного регулирования напряжения. Установившиеся режимы максимальных нагрузок и установившиеся послеаварийные режимы необходимо также рассчитать, используя программу RASTR. Окончательное сравнение двух вариантов в одном из районов и выбор наилучшего в экономическом смысле с учетом заданных технических требований.

Графическая часть представляет собой выполнение двух чертежей формата А1. На одном чертеже необходимо показать два конечных варианта сети, по которым ведется окончательное сравнение. При этом на чертеже необходимо указать типы трансформаторов, номера используемых отпаяк, марки применяемых проводов, длины линий, соединяющих подстанции, и перетоки мощностей в максимальном и аварийном режимах. На втором чертеже необходимо показать все выбранные варианты развития сети, с указанием типов применяемых трансформаторов, длин линий, соединяющих подстанции, а

также свести в таблицу результаты технико-экономического сравнения.

Варианты заданий приведены в табл. 16, исходная схема расположения узлов сети - на рис. 9.

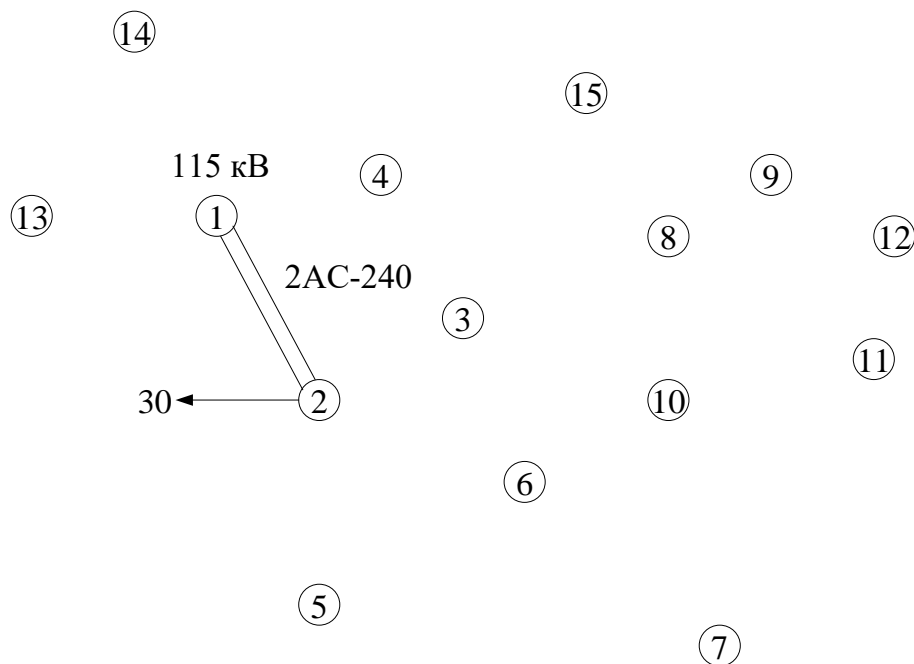


Рис. 9. Исходная схема развития сети

Дополнительные данные к РГР:

- $\cos \varphi = 0,9$ для источника питания;
- $\cos \varphi = 0,8$ для всех нагрузок;
- потребители узла с наименьшей нагрузкой III категории надежности, состав потребителей по надежности в остальных узлах одинаков (I категории - 30%; II категории - 30 %; III категории - 40 %, т.е. в остальных узлах в любом случае будут потребители I категории);
- номинальное напряжение потребителей 10 кВ;
- T_{\max} нагрузок 4500 часов;
- район проектирования - Урал;
- масштаб: 1 см - 10 км.

Таблица 16

Варианты задания на РГР

№ вар.	Мощность нагрузок, МВт												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	15	20	20	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	30	35	35	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
3	20	10	45	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
4	25	15	10	-	-	-	-	-	-	-	45	-	-
5	20	15	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-
6	40	40	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
7	30	35	-	-	-	-	-	-	-	-	10	25	-
8	60	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
9	40	15	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	10
10	10	20	45	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-
11	15	15	10	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-
12	-	-	15	40	20	40	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	40	30	25	-	-	10	-	-	-	-	-
14	-	-	20	10	45	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	20	30	-	35	15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	40	30	-	35	-	10	-	-	-	-	-
17	-	-	35	25	-	30	-	-	20	-	-	-	-
18	-	-	30	45	-	20	-	-	-	10	-	-	-
19	-	-	20	20	-	40	-	-	-	-	20	-	-
20	-	-	40	45	-	-	-	-	-	-	-	-	10
21	25	-	30	20	20	-	-	-	-	-	-	-	-
22	45	-	15	45	-	10	-	-	-	-	-	-	-
23	45	-	30	30	-	-	10	-	-	-	-	-	-
24	35	-	30	40	-	-	-	15	-	-	-	-	-
25	35	-	40	20	-	-	-	-	-	-	10	-	-
26	20	-	10	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	10	-	40	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	40	30	-	20	10	-	-	-	-	-	-	-	-
29	15	15	-	30	-	45	-	-	-	-	-	-	-
30	25	10	-	30	-	-	40	-	-	-	-	-	-
31	45	25	-	40	-	-	-	15	-	-	-	-	-
32	45	35	-	35	-	-	-	-	10	-	-	-	-
33	30	40	-	15	-	-	-	-	-	25	-	-	-
34	25	15	-	30	-	-	-	-	-	-	30	-	-
35	30	10	-	35	-	-	-	-	-	30	-	20	-
36	30	25	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	45
37	-	-	-	15	-	25	40	15	-	-	-	-	-
38	-	-	-	25	-	30	40	-	10	-	-	-	-
39	-	-	-	15	-	40	10	-	-	25	-	-	-
40	-	-	-	25	-	10	30	-	-	-	-	35	-
41	-	-	-	30	-	25	15	-	-	-	-	-	15
42	40	30	-	-	-	-	-	-	-	-	40	10	-
43	45	10	-	-	-	-	-	-	-	-	15	20	-
44	15	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	40
45	-	-	15	45	40	10	-	-	-	-	-	-	-
46	-	-	25	15	30	-	40	-	-	-	-	-	-
47	-	-	30	25	20	-	-	20	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 16

	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
48	-	-	35	40	30	-	-	-	15	-	-	-	-
49	-	-	40	15	35	-	-	-	-	20	-	-	-
50	-	-	10	30	25	-	-	-	-	-	25	-	-
51	40	-	-	15	-	15	30	-	-	-	-	-	-
52	30	-	-	25	-	40	-	10	-	-	-	-	-
53	20	-	-	20	-	15	-	-	45	-	-	-	-
54	25	-	-	25	-	10	-	-	-	20	-	-	-
55	20	-	-	15	30	35	-	-	-	-	-	-	-
56	20	10	-	-	-	30	20	15	-	-	-	-	-
57	-	15	-	-	-	40	40	-	10	-	-	-	-
58	-	40	-	-	-	35	15	-	-	15	-	-	-
59	-	45	-	-	-	15	25	-	-	-	-	-	25
60	-	15	-	-	-	40	-	15	15	-	-	-	-

Библиографический список

1. Волкова Т.Ю., Юлукова Г.М. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплине «Электроэнергетика». – Уфа: УГАТУ, 2004.

2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.