

УДК 621.311.1(07)
ББК 31.279я7
Э 45

Рекомендовано методической комиссией агроэнергетического факультета БГАТУ.

Протокол № 5 от 21 января 2008 года.

Составитель: ст. преподаватель Зеленькевич Александр Иосифович

Рецензент: канд. техн. наук., доцент каф. “Энергетика” БГАТУ
В.А. Коротинский

Изложены методы расчета разомкнутых и замкнутых электрических сетей сельскохозяйственного назначения, выбора компенсирующих установок. Рассмотрены основы расчета механической части воздушных линий электропередачи. Приведены примеры расчетов. Содержится необходимый справочный материал.

Для студентов электротехнических специальностей вузов и учащихся колледжей сельскохозяйственного профиля. Может быть полезна инженерно-техническому персоналу.

Ответственный за выпуск: Н.Е. Шевчик

УДК 621.311.1(07)
ББК 31.279я7

© БГАТУ, 2008

СОДЕРЖАНИЕ

Представление элементов электрических систем в электрических расчетах. Приведение электрических нагрузок к высшему напряжению	5
Расчет режимов разомкнутых распределительных сетей	15
Расчет режимов разомкнутых питающих сетей	25
Расчет режимов простейших замкнутых питающих сетей	34
Расчет режимов сложнзамкнутых питающих сетей методом контурных уравнений (без учета потерь мощности и с учетом потерь мощности на участках)	45
Выбор компенсирующих устройств по условию улучшения режимов напряжения	64
Механический расчет воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ	73
Приложения	91
Литература	101

ВВЕДЕНИЕ

Предметом изучения дисциплины «Электрические сети сельскохозяйственного назначения» является конструктивное устройство режимы работы и элементы проектирования сельских электрических сетей. К сельским электрическим сетям относятся сети напряжением не более 110 кВ, проложенные в сельской местности по которым осуществляется питание сельскохозяйственных потребителей. От сельских сетей могут питаться и несельскохозяйственные потребители (промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, жилищно-коммунальное хозяйство и др.). Принято считать, что если в общей совокупности более 50% составляют сельскохозяйственные потребители, то такие сети относятся к сельским.

Цель изучения дисциплины – сформировать у будущих инженеров систему знаний и практических навыков в области проектирования элементов электрических сетей сельскохозяйственного назначения, привить навыки самостоятельной работы с технической литературой и нормативно-справочными документами, дать возможность проявить самостоятельность в выборе технических решений по проектированию и оптимизации систем электроснабжения сельского хозяйства.

Практические занятия содержат наиболее важные вопросы теории и практики, отражают последние достижения научно-технического прогресса в области конструктивного устройства, проектирования и оптимизации режимов работы сельских электрических сетей. Задачей занятий является обобщение изучаемого материала и реализация возможности самостоятельного применения полученные знания на практике.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ. ПРИВЕДЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК К ВЫСШЕМУ НАПРЯЖЕНИЮ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методику приведения электрических нагрузок к высшему напряжению. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методику приведения электрических нагрузок к высшему напряжению в расчетных схемах.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Что называется электрической нагрузкой?
2. Какие схемы замещения линий электропередач и трансформаторов вы знаете?
3. Какие величины являются номинальными данными трансформатора?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

1.1 Теоретические положения

В электрических расчетах электрических сетей применяют схемы в однолинейном исполнении (рисунок 1.1). Здесь подразумевается, что три фазы линии электропередачи Л подключены по концам к соответствующим фазам трансформаторов T_1 и T_2 . При этом три фазы первичных и вторичных обмоток трансформаторов соединены в «звезду» или в «треугольник». На передающем конце три

фазы генератора Γ , соединенные обычно в «звезду», подключаются к соответствующим фазам обмотки трансформатора T_1 , а на приемном конце трехфазные нагрузки H , соединенные в «звезду» или в «треугольник», — к соответствующим фазам обмотки трансформатора T_2 .

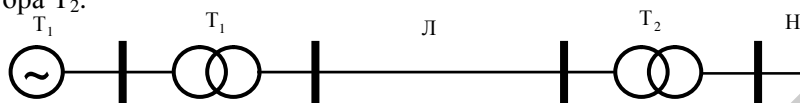


Рисунок 1.1 — Трехфазная система в однолинейном исполнении

В расчетах каждый элемент схемы сети представляется и учитывается в виде выбранной схемы замещения.

При электрических расчетах ставят две основные задачи: 1) определение напряжений во всех узлах сети, в результате чего могут быть сделаны выводы о возможности работы потребителей с полученными напряжениями; 2) вычисление потоков мощности (токов) на отдельных участках сети, что позволит оценить допустимость таких потоков (токов) по условию нагревания проводов линий и жил кабелей.

Электрические расчеты выполняют прежде всего для крайних нормальных режимов наибольших и наименьших нагрузок и для послеаварийных режимов, в которых в результате аварии отключен тот или иной элемент сети. Иногда требуется проведение расчетов также для ремонтных режимов в случаях выполнения ремонтов на линиях или трансформаторах. Результаты электрических расчетов могут использоваться для выбора необходимых средств регулирования напряжения, оценки, анализа потерь мощности и электроэнергии, выбора мер по их снижению и др.

Для выполнения расчетов нужна исходная информация о параметрах схемы сети и о параметрах режима. К параметрам схемы относят параметры линий и трансформаторов. По линиям должны быть известны активное и реактивное сопротивления R, X , активная и реактивная проводимости G, B П-образной схемы замещения. Часто вместо проводимостей задают соответствующие им потери активной мощности на корону ΔP_k и зарядную (емкостную) мощность линии Q_b .

Трансформаторы вводят в расчет в соответствии с их Г-образной схемой замещения сопротивлениями R_T, X_T и проводимостями G_T, B_T . В большинстве случаев проводимости трансформаторов заменяют соответствующими потерями активной и реактивной мощности холостого хода $\Delta P_x, \Delta Q_x$.

К параметрам режима относится информация о нагрузках потребителей в узлах сети и об источниках энергии. Нагрузка может быть задана одним из следующих способов.

1. Постоянными по величине активной и реактивной мощностями $P = const$, $Q = const$. Такой способ задания нагрузки используют, как правило, при расчете районных электрических сетей и часто — при расчете местных распределительных сетей. Он является достаточно точным в тех случаях, когда в узле нагрузки имеются устройства регулирования напряжения, способные поддерживать заданное напряжение в различных режимах работы сети. Обычно этот способ используют также в проектных расчетах, когда точность задания нагрузок ниже, чем в условиях эксплуатации.

2. Активной и реактивной мощностями, изменяющимися по статическим характеристикам $P = f(U)$ и $Q = f(U)$ в зависимости от напряжения в данном узле сети. Такой способ используют в том случае, когда имеющимися средствами регулирования напряжение не может быть обеспечено на заданном уровне. Заметим, что учет статических характеристик нагрузки усложняет выполнение электрических расчетов.

3. Постоянными по величине активной и реактивной составляющими тока $I_a = const$, $I_p = const$, либо модулем тока I и коэффициентом мощности нагрузки $\cos \varphi$. Этот способ задания нагрузки используют при расчете сетей до 1000 В и, как правило, в местных сетях напряжением 6–20 кВ, так как в таких сетях обычно нет необходимости в установке приборов для измерения активной и реактивной мощности.

4. Постоянными активной и реактивной проводимостями $G = const$, $B = const$ либо сопротивлениями $R = const$, $X = const$. Между этими параметрами, мощностью и напряжением имеется связь. Так, проводимости выражаются в виде

$$G = \frac{P}{U^2}; B = \frac{Q}{U^2}.$$

Этот способ при расчете установившихся режимов используется редко. Он находит применение при исследовании переходных процессов.

5. Постоянными мощностями $P = const$, $Q = const$ и постоянным напряжением в точке ее подключения к сети $U = const$. Так задавать нагрузку бывает полезно в случаях, когда в результате расчета требуется выяснить режим напряжения у источника питания при заданном напряжении у одного из потребителей.

Описанные формы задания нагрузок показаны на рисунке 1.2.

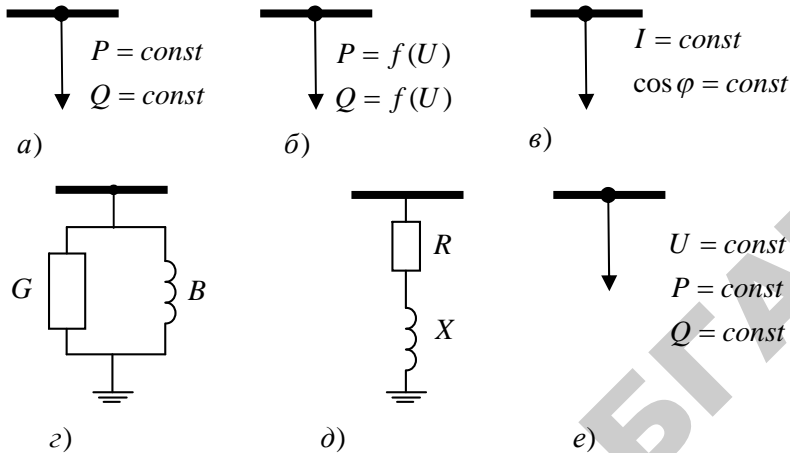


Рисунок 1.2 — Представление нагрузок при электрических расчетах:

a — постоянной мощностью; *б* — статическими характеристиками по напряжению; *в* — постоянным током; *г* — постоянной проводимостью; *д* — постоянным сопротивлением; *е* — постоянными мощностью и напряжением

Источники мощности (генераторы) обычно задают одним из следующих способов:

а) постоянными активной и реактивной мощностями $P_r = \text{const}$, $Q_r = \text{const}$;

б) постоянными активной мощностью $P_r = \text{const}$ и модулем напряжения $U_r = \text{const}$. При этом полагают, что реактивная мощность переменна $Q_r = \text{var}$, и для нее определены пределы изменения от $Q_{\text{нб}}$ до $Q_{\text{нм}}$;

в) постоянным напряжением $U_r = \text{const}$ при переменных $P_r = \text{var}$, $Q_r = \text{var}$. Такие генераторные узлы называют *балансирующими* .

При расчете хотя бы один из узлов должен быть задан в виде балансирующего. Назначение балансирующего узла заключается в покрытии недостающей в сети генераторной мощности для обеспечения потребителей и мощности потерь. Узлы, в которых заданы постоянные напряжения, называют опорными. Часто балансирующий узел принимают за опорный.

Как известно из курса электротехники, комплексное значение полной мощности можно представить в виде

$$\underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}\underline{I} = \sqrt{3}Ue^{j\alpha}Ie^{j\beta} = \sqrt{3}UIe^{j(\alpha+\beta)},$$

где α — угол между вектором напряжения и вещественной осью;
 β — угол между вектором тока и вещественной осью.

При индуктивном характере сети $\alpha > \beta$. Тогда угол между векторами напряжения и тока $\varphi = \alpha - \beta$. Введем его в выражение полной мощности двумя способами:

$$\underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}^*\underline{I} = \sqrt{3}Ue^{-j\alpha}Ie^{j\beta} = \sqrt{3}UIe^{-j(\alpha-\beta)} = Se^{-j\varphi} = P - jQ;$$

$$\underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}\underline{I}^* = \sqrt{3}Ue^{j\alpha}Ie^{-j\beta} = \sqrt{3}UIe^{j(\alpha-\beta)} = Se^{j\varphi} = P + jQ.$$

Таким образом, форма выражения комплекса полной мощности зависит от того, какой из векторов (напряжения или тока) берется сопряженным. Обе формы равноценны. В данном издании используется вторая форма:

$$\underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}\underline{I}^* = P + jQ.$$

Это значит, что при одинаковом направлении активной и реактивной мощности перед реактивной мощностью будет стоять знак «плюс». На схемах стрелкой обычно указывают направление активной мощности. Следовательно, при знаке «минус» перед реактивной мощностью она будет направлена навстречу активной мощности (рисунок 1.3).

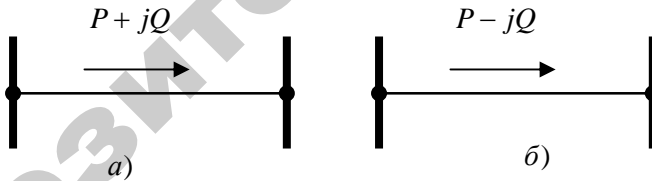


Рисунок 1.3 — Схемы обозначения направления мощностей:

a — направления P и Q совпадают; *б* — направления P и Q противоположны

Нагрузки электрической сети обычно задаются на шинах низшего напряжения подстанций или вводах потребителей. Для расчета режимов электрических сетей высшего напряжения возникает необходимость приведения электрических нагрузок к стороне высшего напряжения.

Нагрузки сети высшего напряжения больше заданных нагрузок на величину потерь мощности в трансформаторах (рисунок 1.4).

Кроме этого необходимо учитывать зарядную мощность линий, которая приводит к уменьшению реактивной составляющей нагрузки сети.

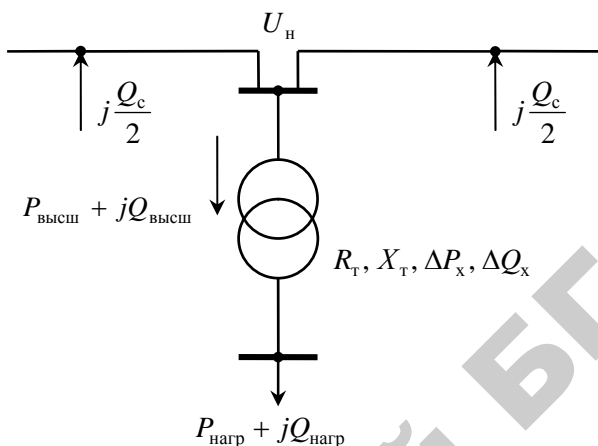


Рисунок 1.4 — Фрагмент схемы для приведения электрической нагрузки к высшему напряжению

Приведение электрических нагрузок к высшему напряжению выполняется по формуле:

$$P_{\text{выш}} + jQ_{\text{выш}} = (P_{\text{нагр}} + \Delta P_x + \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_n^2} R_T) + j(Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_x + \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_n^2} X_T - \sum Q_c), \quad (1.1)$$

где $P_{\text{нагр}}$, $Q_{\text{нагр}}$ — соответственно, активная и реактивная мощности нагрузки на стороне низшего напряжения подстанции, кВт, квар;

U_n — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

R_T , X_T — активное и реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_x , ΔQ_x — активная и реактивная составляющие потерь холостого хода трансформатора, кВт, квар;

$\sum Q_c$ — суммарная зарядная мощность линий, приложенная в точке подключения подстанции к сети, квар.

Зарядную мощность линии определяют по формуле:

$$Q_c = U^2 b_o l, \quad (1.2)$$

где U_n – номинальное напряжение линии, кВ;

b_o – удельная емкостная проводимость линии, См/км;

l – длина линии, км.

Хотя реально зарядная мощность распределена по всей длине линии равномерно, общепринято учитывать ее в начале и конце линии (или ее отдельных участков). Поэтому полученное значение $\sum Q_c$ необходимо разделить на два.

Приведение электрических нагрузок к высшему напряжению в обязательном порядке выполняют при расчете режимов электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

В сетях напряжением ниже 110 кВ приведение электрических нагрузок не выполняют, а считают, что $\underline{S}_{\text{высш}} \approx \underline{S}_{\text{нагр}}$.

1.2 Примеры решения задач

Пример. Выполнить приведение электрической нагрузки $\underline{S} = 20 + j10$ (МВА) к стороне высшего напряжения ПС 110/10 кВ, на которой установлен трансформатор ТРДН-25 000 / 110. От ПС отходят две линии, длиной 30 и 50 км соответственно, выполненные проводом АС-120/19.

Решение: По таблице П.2.2 находим необходимые каталожные данные трансформатора ТРДН - 25 000 / 110: $U_n = 115$ кВ; $R_T = 2,54$ Ом; $X_T = 55,9$ Ом; $\Delta P_x = 27$ кВт; $\Delta Q_x = 175$ квар.

По таблице П.1.1 для провода АС-120/19 находим удельную емкостную проводимость $b_o = 2,66 \times 10^{-6}$ См/км. По формуле (1.2) определяем суммарную зарядную мощность линий, приложенную в точке подключения подстанции к сети

$$Q_c = 115^2 \times 2,66 \times 10^{-6} \left(\frac{30 + 50}{2} \right) = 1,4 \text{ Мвар.}$$

По формуле (1.1) выполняем приведение электрической нагрузки к стороне высшего напряжения подстанции

$$\begin{aligned} P + jQ &= (20 + 0,027 + \frac{20^2 + 10^2}{115^2} 2,54) + j(10 + 0,175 + \frac{20^2 + 10^2}{115^2} 55,9 - 1,4) = \\ &= 22,6 + j10,9 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

1.3 Задание для самостоятельной работы

Выполнить приведение электрических нагрузок к стороне высшего напряжения в ВЛ-110 кВ, схема которой приведена на рисунке 1.5. Исходные данные принять из таблиц 1.1 и 1.2 со-

гласно варианту. Результаты представить в виде расчетной схемы сети с нанесенными потоками мощности.

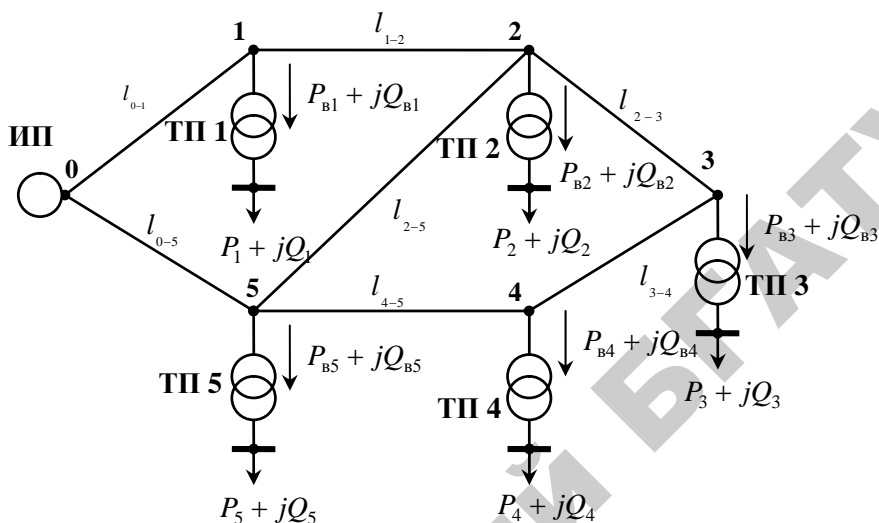


Рисунок 1.5 — Расчетная схема к заданию для самостоятельной работы

1.4 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Способы представления электрических нагрузок. Основные расчетные формулы.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (таблица с исходными данными, расчетная схема сети, результаты расчетов, схема сети с нанесенными потоками мощности).
4. Выводы по работе.

1.5 Вопросы для самоконтроля

1. Какие виды представления нагрузок вы знаете? Назовите области применения различных видов представления электрических нагрузок.
2. При расчете каких сетей требуется приведение электрических нагрузок к высшему напряжению?
3. Приведите основную расчетную формулу для приведения электрической нагрузки к высшему напряжению.
4. Как изменяются активная и реактивная составляющие мощности при приведении электрической нагрузки к высшему напряжению?

Таблица 1.1

Исходные данные к заданию для самостоятельной работы

Вариант	Параметры участков линий (сечение, мм ² / длина, км)						
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	0-5	2-5
1	95/18	70/11	70/15	70/18	70/16	70/19	95/20
2	120/20	95/15	95/10	70/14	70/18	95/16	95/26
3	120/18	120/18	95/16	70/18	70/14	95/19	120/24
4	150/24	120/22	95/18	95/20	95/22	150/21	120/33
5	120/22	95/14	95/16	95/12	95/18	120/18	120/24
6	120/14	95/15	70/8	70/12	70/10	120/15	120/25
7	185/33	150/30	120/22	120/19	120/22	185/29	150/36
8	120/19	95/20	95/16	70/12	70/16	120/18	120/22
9	150/24	120/16	120/20	95/18	95/14	150/19	120/22
10	120/24	120/18	70/12	70/18	70/14	95/19	95/25
11	95/12	70/10	70/18	70/14	95/20	95/15	95/28
12	240/30	240/36	185/29	150/21	150/24	185/29	150/36
13	95/12	95/15	70/8	70/12	70/10	95/16	95/26
14	120/30	120/25	120/28	95/16	95/24	120/27	95/32
15	95/18	95/12	70/18	70/14	95/20	95/15	95/28
16	70/18	70/12	70/10	70/19	95/14	95/18	95/22
17	120/18	95/16	70/18	70/12	70/18	120/16	95/18
18	95/20	70/8	70/16	70/19	70/14	95/21	95/24
19	185/28	150/31	150/23	120/20	120/20	150/22	120/33
20	185/20	120/18	95/14	95/16	95/16	150/25	120/20
21	120/22	120/19	120/20	95/24	95/18	120/26	95/30
22	95/18	70/11	70/15	70/18	70/16	95/14	95/20
23	120/16	95/15	70/8	70/12	70/10	120/17	95/20
24	120/10	95/15	95/12	70/10	70/12	95/14	95/20
25	120/20	120/16	95/11	95/19	95/20	150/20	120/29
26	95/20	70/10	70/12	70/17	70/12	95/14	95/20
27	95/20	70/8	70/16	70/19	70/14	95/21	95/24
28	120/18	120/18	95/16	70/18	70/14	95/19	120/24

Таблица 1.2

Исходные данные к заданию для самостоятельной работы

Вариант	Мощность трансформаторов, МВА					Величины нагрузок на шинах низшего напряжения ТП									
	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар	P_5 , МВт	Q_5 , Мвар
1	10	2,5	2,5	2,5	6,3	8	3	2	0,9	2	1	1,6	0,8	4	3
2	25	16	10	6,3	16	20	12	12	10	9	4	6	4	12	7
3	25	16	6,3	16	25	17	12	12	8	5	2	14	6	18	10
4	25	25	16	10	25	20	10	18	9	13	6	8	5	20	10
5	25	16	16	16	25	20	11	14	7	13	6	12	8	22	10
6	16	10	10	16	16	13	7	9	3	8	4	12	6	14	6
7	25	40	16	10	40	22	8	30	15	13	6	8	5	32	18
8	25	16	10	10	10	20	10	14	19	9	6	8	6	9	5
9	25	25	16	16	40	19	13	20	12	13	4	12	6	32	20
10	10	16	6,3	16	10	8	6	12	8	5	2	14	6	9	5
11	2,5	6,3	2,5	6,3	10	2	1,2	4,5	2,5	1,8	1,2	5	3	8	6
12	40	40	16	10	25	33	12	28	16	12	7	9	3	30	15
13	16	10	10	16	16	12	10	8	4	7	5	14	8	12	6
14	16	10	10	16	6,3	14	8	10	5	10	6	14	6	5	2
15	2,5	6,3	2,5	6,3	16	2	1,2	4,5	2,5	1,8	1,2	5	3	12	9
16	6,3	6,3	2,5	10	10	5	2,5	4	2,5	2	1,5	8	5	8	3,5
17	25	16	6,3	6,3	16	19	14	12	10	6	4	7	5	13	9
18	2,5	6,3	2,5	2,5	6,3	2	1	4	3	1,9	1,2	1,8	0,8	5	2,5
19	16	40	16	10	25	13	8	28	16	12	7	9	3	30	15
20	40	25	16	10	25	25	15	20	8	14	6	9	6	16	12
21	2,5	10	16	10	6,3	2,2	0,6	7	4	12	7	9	3	5	2
22	10	2,5	2,5	10	6,3	8	3	2	0,9	2	1	8	4	4	3
23	16	10	10	16	16	13	7	9	3	8	4	12	6	14	6
24	25	16	10	6,3	16	18	12	12	10	8	5	4	3	11	7
25	16	16	10	16	25	12	10	14	7	10	6	14	6	17	10
26	6,3	10	2,5	2,5	10	5	2	8	5	2	1	1,8	1,2	7	4
27	10	6,3	2,5	2,5	10	8	4	4	3	2	1	1,8	1,2	7	4
28	10	16	6,3	16	10	2	1	4	3	1,9	1,2	1,8	0,8	5	2,5

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методику расчета режимов разомкнутых распределительных сетей. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методики расчета установившихся режимов разомкнутых распределительных сетей

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Что называется распределительной сетью?
2. Какие схемы замещения линий электропередач и трансформаторов вы знаете?
3. Как выполняется приведение электрических нагрузок к высшему напряжению?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

2.1 Теоретические положения

В сельской местности к распределительным сетям относят сети напряжением до 35 кВ включительно. Причем, сети 35 кВ являются распределительными лишь в случае, когда они питают подстанции глубокого ввода (35/0,4 кВ). Сельские распределительные сети, хотя и могут выполняться по замкнутым схемам, обычно работают в разомкнутом режиме. Они содержат большое количество нагрузок, линий и трансформаторов, что затрудняет их расчет. Вместе с тем,

такие сети имеют ряд особенностей, учет которых позволяет значительно упростить расчет их режимов.

Расчет режимов распределительных сетей ведется на основе следующих допущений:

1. Не учитывается зарядная мощность линий электропередачи;
2. Для кабельных линий не учитываются их индуктивные сопротивления, т.е. в схемах замещения присутствуют только активные сопротивления;
3. Не учитываются потери холостого хода трансформаторов;
4. Не выполняются приведение электрических нагрузок к стороне высшего напряжения трансформаторных подстанций, принимая $\underline{S}_{\text{высш}} = \underline{S}_{\text{ТП}}$;
5. При расчете потоков мощности на участках линий не учитываются потери мощности;
6. Расчет напряжений в узлах ведется по потере напряжения, которая оценивается в % от номинального напряжения сети.

Задача расчета режима распределительной сети сводится к определению потоков мощности (токов) на участках и величин наименьшего напряжения в узлах.

Рассмотрим методику расчета режимов неразветвленной и разветвленной разомкнутых сетей, схемы которых приведены на рисунках 2.1 и 2.2.

Неразветвленная разомкнутая сеть

Потери мощности на участках линии не учитываем, поэтому схема замещения неразветвленной линии имеет вид (рисунок 2.1, б)

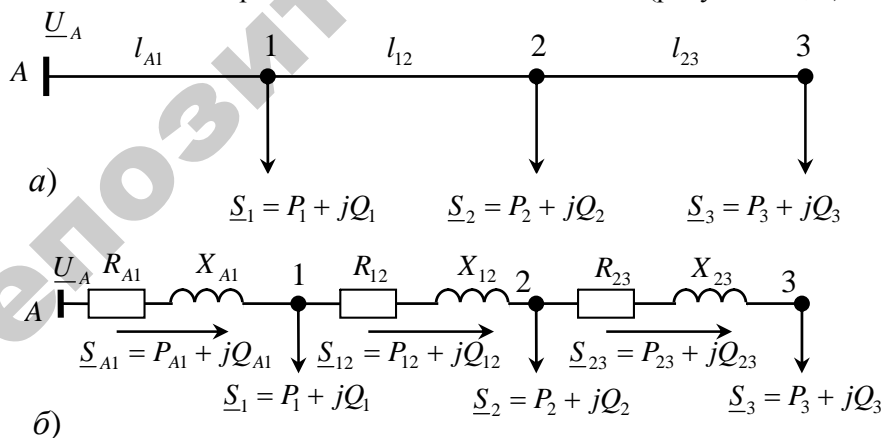


Рисунок 2.1 — Расчетная (а) и схема замещения (б) неразветвленной разомкнутой сети

Если нагрузки заданы в виде $P + jQ$, распределение мощностей на участках линии определяется простым суммированием нагрузок:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = P_3 + jQ_3 ;$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = P_2 + jQ_2 + P_3 + jQ_3 = (P_2 + P_3) + j(Q_2 + Q_3) ;$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2 + P_3 + jQ_3 = (P_1 + P_2 + P_3) + j(Q_1 + Q_2 + Q_3) .$$

Наибольшая потеря напряжения в линии будет до точки 3 (наиболее удаленная точка сети)

$$\Delta \underline{U}_{A3} = \Delta \underline{U}_{A1} + \Delta \underline{U}_{12} + \Delta \underline{U}_{23} .$$

При известных потоках мощности на участках линии, потеря напряжения будет равна

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{A3} &= \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1}}{U_H} + \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_H} + \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_H} = \\ &= \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1} + P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12} + P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_H} . \end{aligned}$$

Потерю напряжения в линии можно определить и через мощности нагрузок

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{A3} &= \frac{(P_1 + P_2 + P_3)R_{A1} + (Q_1 + Q_2 + Q_3)X_{A1} + (P_2 + P_3)R_{12} + (Q_2 + Q_3)X_{12} + \\ &+ P_3R_{23} + Q_3X_{23}}{U_H} . \end{aligned}$$

Разветвленная разомкнутая сеть

Если нагрузки заданы в виде $P + jQ$, распределение мощностей на участках линии (рисунок 2.2, б) определяется суммированием соответствующих нагрузок:

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_3 = P_3 + jQ_3 ;$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 ;$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2 + P_3 + jQ_3 = (P_1 + P_2 + P_3) + j(Q_1 + Q_2 + Q_3) .$$

Наибольшая потеря напряжения в линии будет либо до точки 2, либо до точки 3 (наиболее удаленные точки сети):

$$\Delta U_{A2} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} ;$$

$$\Delta U_{A3} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{13} .$$

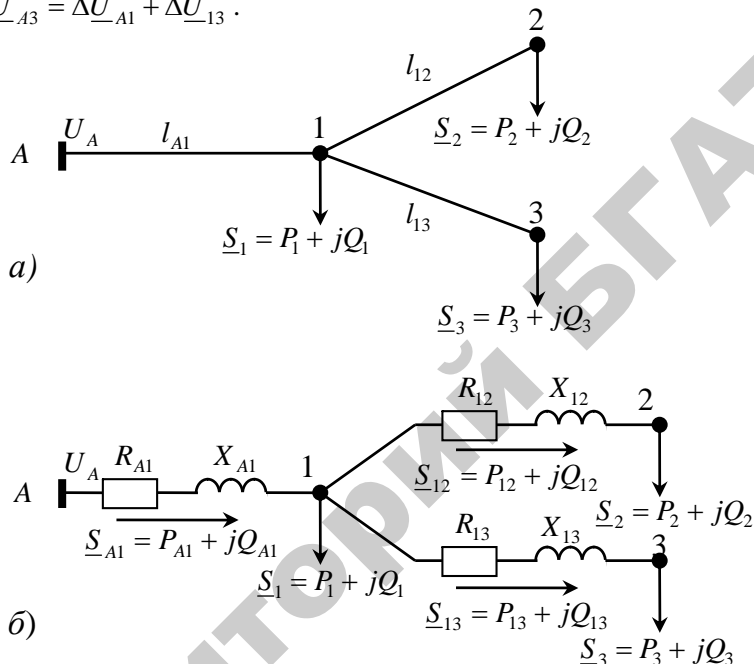


Рисунок 2.2 — Расчетная (а) и схема замещения (б) разветвленной разомкнутой сети

Расчетным является большее значение потери напряжения. Если $\Delta U_{12} > \Delta U_{13}$, то $\Delta U_{A2} > \Delta U_{A3}$. При известных потоках мощности на участках линии, потеря напряжения в линии до точки 2 равна

$$\begin{aligned} \Delta U_{A2} &= \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1}}{U_H} + \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_H} = \\ &= \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1} + P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_H} ; \end{aligned}$$

или через мощности нагрузок

$$\Delta U_{A2} = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)R_{A1} + (Q_1 + Q_2 + Q_3)X_{A1} + P_2R_{12} + Q_2X_{12}}{U_H} .$$

2.2 Примеры решения задач

Пример 2.1. Определить потоки мощности на участках и напряжение в конце линии 35 кВ, схема замещения которой приведена на рисунке 2.3.

$$U_A = 36,7 \text{ кВ}$$

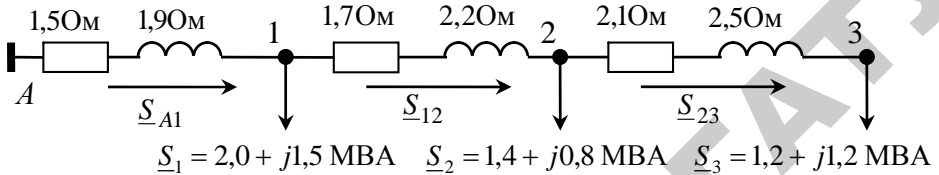


Рисунок 2.3 — Схема замещения неразветвленной линии 35 кВ

Решение: Потоки мощности на участках линии определяем путем суммирования нагрузок:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = 1,2 + j1,2;$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 1,4 + j0,8 + 1,2 + j1,2 = (1,4 + 1,2) + j(0,8 + 1,2) = 2,6 + j2,0;$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 2,0 + j1,5 + 1,4 + j0,8 + 1,2 + j1,2 = \\ &= (2,0 + 1,4 + 1,2) + j(1,5 + 0,8 + 1,2) = 4,6 + j3,5. \end{aligned}$$

Потоки мощности на участках линии (в МВА):

$$S_{23} = \sqrt{1,2^2 + 1,2^2} = 1,7 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \sqrt{2,6^2 + 2,0^2} = 3,3 \text{ МВА};$$

$$S_{A1} = \sqrt{4,6^2 + 3,5^2} = 5,8 \text{ МВА}.$$

Суммарная потеря напряжения в линии до точки 3 равна

$$\Delta U_{A3} = \frac{4,6 \cdot 1,5 + 3,5 \cdot 1,9 + 2,6 \cdot 1,7 + 2,0 \cdot 2,2 + 1,2 \cdot 2,1 + 1,2 \cdot 2,5}{35} = 0,8 \text{ кВ}.$$

Это же значение потери напряжения, определенное через мощности нагрузок

$$\Delta U_{A3} = \frac{(2,0 + 1,4 + 1,2) \times 1,5 + (1,5 + 0,8 + 1,2) \times 1,9 + (1,4 + 1,2) \times 1,7 + (0,8 + 1,2) \times 2,2 + 1,2 \times 2,1 + 1,2 \times 2,5}{35} = 0,8 \text{ кВ.}$$

В процентах потеря напряжения составляет

$$\Delta U_{A3\%} = \frac{\Delta U_{A3}}{U_H} 100\% = \frac{0,8}{35} 100\% = 2,3\%,$$

что допустимо для сетей напряжением 10 кВ.

Напряжение в конце линии равно

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A3} = 36,5 - 0,8 = 35,7 \text{ кВ.}$$

Пример 2.2 В схеме сети напряжением 35 кВ, приведенной на рисунке 2.4, найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения.

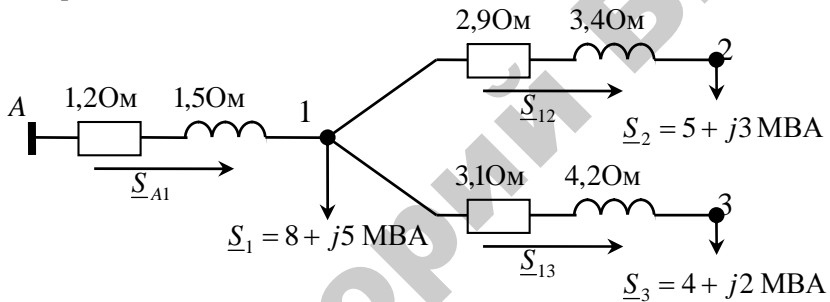


Рисунок 2.4 — Схема замещения разветвленной линии 35 кВ

Решение: Вначале находим распределение мощностей в линии:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 = 5 + j3;$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_3 = 4 + j2;$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = (5 + j3) + (4 + j2) + (8 + j5) = 17 + j10.$$

Потоки мощности (в МВА):

$$S_{13} = \sqrt{5^2 + 3^2} = 5,8 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \sqrt{4^2 + 2^2} = 4,5 \text{ МВА};$$

$$S_{A1} = \sqrt{17^2 + 10^2} = 19,7 \text{ МВА}.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии будет до точки 2 или до точки 3. Так как участок линии А-1 для них общий, то сравним потери напряжения на участках 1-2 и 2-3:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_{\text{н}}} = \frac{5 \times 2,9 + 3 \times 3,4}{35} = 0,7 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{13} = \frac{P_{13}R_{13} + Q_{13}X_{13}}{U_{\text{н}}} = \frac{4 \times 3,1 + 2 \times 4,2}{35} = 0,6 \text{ кВ}.$$

Учитывая, что $\Delta U_{12} > \Delta U_{13}$, наибольшая потеря напряжения будет до точки 2

$$\Delta U_{A2} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} = \frac{17 \times 1,2 + 10 \times 1,5}{35} + 0,7 = 1,7 \text{ кВ}.$$

В процентах потеря напряжения составляет

$$\Delta U_{A2\%} = \frac{\Delta U_{A2}}{U_{\text{н}}} 100\% = \frac{1,7}{35} 100\% = 4,9\%.$$

2.3 Задание для самостоятельной работы

В схеме линии напряжением 35 кВ, приведенной на рисунке 2.5, найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения. Согласно варианту исходные данные о параметрах участков и нагрузок принять из таблиц 2.1 и 2.2, соответственно. Результаты представить в виде схемы замещения с нанесенными расчетными данными.

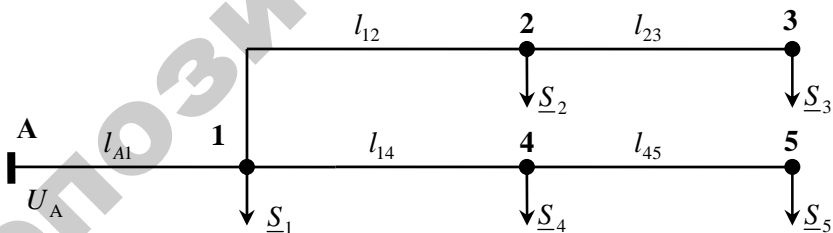


Рисунок 2.5 — Расчетная схема электрической сети к заданию для самостоятельной работы

Таблица 2.1

Исходные данные

Вариант	U_A , кВ	Параметры участков линии									
		А - 1		1 - 2		2 - 3		1 - 4		4 - 5	
		марка провода	l , км	марка провода	l , км	марка провода	l , км	марка провода	l , км	марка провода	l , км
1	36,5	АС-95	5,5	АС-70	6,8	АС-70	5,2	АС-95	4,5	АС-70	3,2
2	36,8	АС-150	12	АС-120	6,3	АС-95	8,1	АС-120	14	АС-95	7,1
3	37,4	АС-95	9,1	АС-95	7,7	АС-70	6,1	АС-95	7,9	АС-70	4,2
4	37,2	АС-95	12	АС-95	9,0	АС-95	6,6	АС-70	10	АС-70	7,4
5	36,8	АС-95	6,6	АС-95	5,8	АС-70	3,8	АС-95	4,5	АС-70	3,5
6	37,3	АС-150	16	АС-120	18	АС-95	11	АС-95	9,0	АС-95	8,2
7	36,8	АС-95	10	АС-95	8,0	АС-70	5,9	АС-70	8,3	АС-70	4,6
8	36,4	АС-95	9,3	АС-95	9,1	АС-70	6,3	АС-95	8,6	АС-70	6,6
9	36,9	АС-95	11	АС-70	4,3	АС-70	3,8	АС-70	8,1	АС-70	5,4
10	37,8	АС-95	7,9	АС-95	6,3	АС-95	4,0	АС-95	6,1	АС-70	5,0
11	36,2	АС-70	6,8	АС-70	7,1	АС-70	4,7	АС-70	8,3	АС-70	7,7
12	36,8	АС-95	8,5	АС-70	6,8	АС-70	7,2	АС-70	6,5	АС-70	7,5
13	36,9	АС-150	14	АС-120	10	АС-95	9,0	АС-70	8,4	АС-70	5,2
14	37,3	АС-70	4,6	АС-70	2,3	АС-70	4,8	АС-70	6,1	АС-70	5,6
15	37,0	АС-95	3,9	АС-70	2,7	АС-70	4,9	АС-70	7,6	АС-70	6,9
16	36,5	АС-70	7,2	АС-70	3,1	АС-70	6,3	АС-70	8,8	АС-70	5,5
17	36,6	АС-95	9,5	АС-70	6,1	АС-70	4,8	АС-70	3,7	АС-70	3,3
18	36,2	АС-95	11	АС-95	8,3	АС-70	16	АС-95	9,9	АС-70	7,8
19	37,1	АС-120	13	АС-95	12	АС-95	8,0	АС-70	6,3	АС-70	8,2
20	36,9	АС-95	5,5	АС-95	6,5	АС-95	3,2	АС-70	6,9	АС-70	4,4
21	37,1	АС-95	4,3	АС-70	5,2	АС-70	6,1	АС-70	6,6	АС-70	5,5
22	36,2	АС-120	12	АС-95	15	АС-70	7,0	АС-95	8,1	АС-70	5,2
23	36,9	АС-95	9,5	АС-95	8,8	АС-70	7,2	АС-70	8,5	АС-70	7,5
24	37,4	АС-120	15	АС-120	10	АС-120	8,0	АС-70	12	АС-70	9,2
25	36,5	АС-95	7,5	АС-95	9,0	АС-70	12	АС-95	7,0	АС-70	5,2
26	37,0	АС-120	13	АС-120	10	АС-95	8,0	АС-70	9,5	АС-70	8,8
27	37,5	АС-70	9,0	АС-70	6,8	АС-70	6,2	АС-70	8,5	АС-70	4,5
28	36,8	АС-95	6,6	АС-95	5,8	АС-95	6,6	АС-70	10	АС-70	7,5

Таблица 2.2

Исходные данные

Вариант	Параметры нагрузок									
	$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$		$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$		$\underline{S}_3 = P_3 + jQ_3$		$\underline{S}_4 = P_4 + jQ_4$		$\underline{S}_5 = P_5 + jQ_5$	
	P_1 , МВт	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар	P_5 , МВт	Q_5 , Мвар
1	0,8	0,3	1,2	0,6	1,2	1,5	2,4	2,0	2,0	1,0
2	2,6	1,6	2,2	1,4	2,2	1,0	1,2	0,9	1,8	1,0
3	5,5	3,2	3,2	1,6	3,0	1,4	1,6	1,0	1,2	0,4
4	2,0	1,0	2,2	1,2	2,4	1,6	1,2	0,8	1,0	0,5
5	1,8	1,2	2,4	1,5	2,0	1,0	2,2	1,2	1,2	0,4
6	1,9	1,4	3,2	1,8	2,0	1,0	2,0	1,0	1,0	0,6
7	5,2	3,2	3,0	1,6	2,0	1,2	3,2	1,5	2,2	1,4
8	2,0	1,0	2,2	1,6	0,6	0,4	2,4	1,2	2,0	0,8
9	2,8	2,2	2,0	0,9	1,2	0,4	1,8	1,2	0,8	0,4
10	3,2	2,2	2,2	1,4	1,0	0,5	2,0	1,0	1,8	0,9
11	3,2	2,0	1,8	0,9	1,8	1,2	1,4	1,0	1,4	1,0
12	1,2	0,8	2,2	1,5	2,5	1,5	2,4	2,2	1,8	1,2
13	2,9	2,2	2,1	1,3	1,6	1,6	2,4	2,0	1,7	1,5
14	2,0	1,0	2,4	1,2	1,5	1,0	2,0	1,0	1,4	0,6
15	3,0	2,0	2,0	1,0	2,0	1,2	2,2	1,4	2,0	0,8
16	2,5	1,2	2,2	1,3	2,0	1,7	1,8	1,5	1,6	1,4
17	2,4	1,0	2,0	1,4	1,6	1,2	2,2	1,2	1,6	0,6
18	5,4	2,4	3,2	2,0	2,6	1,8	1,6	0,8	1,4	0,6
19	1,8	0,9	2,0	1,0	2,4	1,0	1,2	0,7	1,0	0,5
20	3,5	2,0	3,2	1,6	2,0	1,0	2,6	1,6	2,2	1,1
21	2,2	1,6	2,0	1,0	2,0	1,0	1,6	0,9	1,8	1,6
22	4,5	2,2	2,2	1,4	2,0	1,2	1,6	1,0	1,2	0,4
23	2,4	1,6	2,0	1,0	1,5	1,0	1,0	0,5	1,0	0,5
24	6,0	2,6	3,0	1,5	2,0	1,0	1,8	1,4	1,7	0,7
25	3,3	2,6	2,2	1,4	1,8	1,6	2,4	2,0	2,3	1,9
26	2,4	1,8	2,0	1,0	1,8	1,5	1,2	0,8	1,4	0,7
27	2,2	1,7	1,2	0,6	1,5	1,3	2,4	2,2	2,0	1,6
28	2,0	1,0	2,4	1,2	1,5	1,6	2,4	2,0	2,3	1,9

2.4 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Расчетные схемы, схемы замещения и методики расчета неразветвленной и разветвленной распределительных сетей.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, схема замещения сети с параметрами установившегося режима, результаты расчетов).
4. Выводы по работе.

2.5 Вопросы для самоконтроля

1. Какие сети сельскохозяйственного назначения относятся к распределительным сетям?
2. С учетом каких допущений ведут расчет режимов распределительных сетей?
3. В чем заключается задача расчета режима распределительной сети?
4. Изложите методику расчета разомкнутой распределительной сети.
5. В чем состоит различие расчета неразветвленной и разветвленной распределительных сетей?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАЗОМКНУТЫХ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методики расчета установившихся режимов разомкнутых питающих сетей. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методики расчета установившихся режимов разомкнутых питающих сетей.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Что называется питающей сетью?
2. Что называется потерей и падением напряжения?
3. Какие методы расчета распределительных сетей вы знаете?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

3.1 Теоретические положения

В сельской местности к питающим сетям относят воздушные линии напряжением 110 и 35 кВ, по которым получают питание подстанции напряжением 110-35/10 кВ, от которых, в свою очередь, отходят распределительные сети. Эти сети, хотя и выполнены по замкнутым схемам, преимущественно работают в разомкнутом режиме.

В практических расчетах воздушные линии напряжением 110 кВ представляются известной схемой замещения (рисунок 3.1). Расчет режимов таких линий может производиться двумя методами: по данным конца линии и по данным начала линии.

Расчет по данным конца линии. При расчете по данным конца линии заданными являются параметры линии ($R_{л}, X_{л}, Q_c$), напряжение U_2 и мощность нагрузки \underline{S}_2 в конце линии (см. рисунок 3.1). Задача расчета состоит в определении мощности \underline{S}_1 и напряжения U_1 в начале линии.

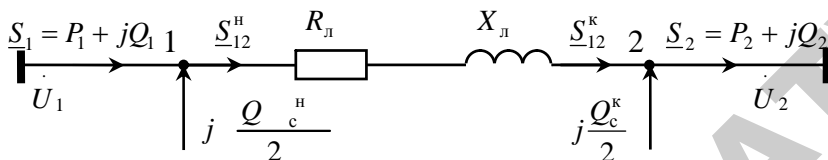


Рисунок 3.1 — Расчетная режимная схема линии

Расчет ведется в следующей последовательности:

1. На основании 1-го закона Кирхгофа для точки 2 рассчитывается мощность в конце схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^K = P_{12}^K + jQ_{12}^K = P_2 + j\left(Q_2 - \frac{Q_c^K}{2}\right); \quad (3.1)$$

2. Определяются потери мощности в активном и реактивном сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = \frac{S_{12}^{K^2}}{U_2^2} (R_{л} + jX_{л}); \quad (3.2)$$

3. Определяется мощность в начале схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^H = P_{12}^H + jQ_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = (P_{12}^K + \Delta P_{12}) + j(Q_{12}^K + \Delta Q_{12}); \quad (3.3)$$

4. На основании 1-го закона Кирхгофа для точки 1 рассчитывается мощность в начале линии

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_{12}^H + j\left(Q_{12}^H - \frac{Q_c^H}{2}\right); \quad (3.4)$$

5. Определяются напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} = U_2 + \Delta U_{12} + \delta U_{12} = U_2 + \frac{P_{12}^K \cdot R_{л} + Q_{12}^K \cdot X_{л}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K \cdot X_{л} - Q_{12}^K \cdot R_{л}}{U_2}. \quad (3.5)$$

Выражение (3.5) показывает, что напряжение в начале и конце линии отличаются на величину падения напряжения ΔU_{12} , которая имеет продольную ΔU_{12} и поперечную δU_{12} составляющие.

Модуль напряжения в начале линии определяют по выражению

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (3.6)$$

Расчет по данным начала линии. При расчете по данным начала линии заданными являются параметры линии ($R_{л}, X_{л}, Q_c$), мощность нагрузки \underline{S}_2 в конце линии, а также напряжение U_1 в начале линии (рисунок 3.1).

Задача расчета состоит в определении мощности \underline{S}_1 в начале линии и напряжения U_2 в конце линии. В данном случае невозможно последовательно от конца линии к началу или, наоборот, от начала к концу определить искомые величины. На практике такую задачу решают в два этапа.

На первом этапе в той же последовательности, что и в предыдущем методе, по формулам (3.1) – (3.4) определяют мощность в начале линии \underline{S}_1 . Единственное отличие состоит в том, что в формулу (3.2) вместо напряжения U_2 , величина которого изначально неизвестна, подставляют его начальное приближение, принимаемое равным номинальному напряжению сети $U_{н}$.

На втором этапе по рассчитанной мощности $\underline{S}_{12}^H = P_{12}^H + jQ_{12}^H$ и заданному напряжению \underline{U}_1 определяют напряжение в конце линии и его модуль:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12} = \underline{U}_1 - \Delta U_{12} - \delta U_{12} = \underline{U}_1 - \frac{P_{12}^H R_{л} + Q_{12}^H X_{л}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H X_{л} - Q_{12}^H R_{л}}{U_1};$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 - (\delta U_{12})^2}. \quad (3.7)$$

Расчет режимов питающих воздушных линий напряжением 35 кВ производится с учетом ряда допущений:

- не учитывается зарядная мощность линии ($Q_c = 0$), вследствие чего схема замещения представляется только активным $R_{л}$ и реактивным $X_{л}$ сопротивлениями;

- не учитываются потери мощности в линии ($\Delta \underline{S}_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = 0$) а, следовательно, мощности в конце и начале линии равны ($\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}^H$);

- пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения ($\delta U_{12} = 0$), т.е. расчет напряжений ведется исключительно по продольной составляющей падения напряжения ΔU_{12} , которую приравнивают к потере напряжения;

- расчет потери напряжения в линии ведется по номинальному напряжению $U_{н}$.

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{л} + Q_{12} X_{л}}{U_{н}}; \quad (3.8)$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} \quad \text{или} \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}.$$

3.2 Примеры решения задач

Пример 3.1. По линии напряжением 110 кВ длиной 50 км, выполненной проводом АС-120/19 требуется передать потребителю мощность $25+j12$ МВА, при напряжении у потребителя 115 кВ. Определить мощность и напряжение источника питания.

Решение: По таблице П.1.1 для провода АС-120/19 находим удельные параметры линии: $r_0 = 0,244$ Ом/км; $x_0 = 0,427$ Ом/км; $b_0 = 2,66 \times 10^{-6}$ См/км. Найдем параметры схемы замещения (рисунок 3.2):

$$R_{\Pi} = 0,244 \times 50 = 12,2 \text{ Ом}; \quad X_{\Pi} = 0,427 \times 50 = 21,4 \text{ Ом};$$

$$\frac{Q_c}{2} = 110^2 \times 2,66 \times 10^{-6} \times 50 / 2 = 0,79 \text{ Мвар.}$$

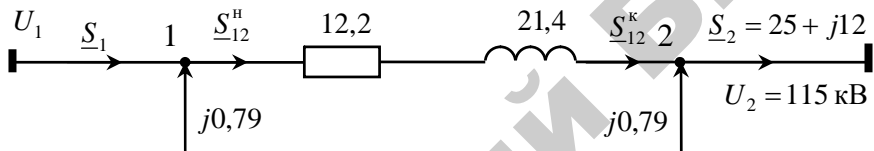


Рисунок 3.2 — Расчетная схема к примеру 3.1

Расчет режима линии ведем по данным конца в последовательности, определяемой формулами (3.1) – (3.6):

- мощность в конце схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^K = P_2 + j \left(Q_2 - \frac{Q_c^K}{2} \right) = 25 + j(12 - 0,79) = 25 + j11,21 \text{ МВА};$$

- потери мощности в активном и реактивном сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{S_{12}^K{}^2}{U_2^2} (R_{\Pi} + jX_{\Pi}) = \frac{25^2 + 11,21^2}{115^2} (12,2 + j21,4) = 0,69 + j1,21 \text{ МВА};$$

- мощность в начале схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = (25 + 0,69) + j(11,21 + 1,21) = 25,69 + j12,42 \text{ МВА};$$

- мощность в начале линии

$$\underline{S}_1 = P_{12}^H + j \left(Q_{12}^H - \frac{Q_c^H}{2} \right) = 25,69 + j(12,42 - 0,79) = 25,69 + j11,63 \text{ МВА};$$

$$S_1 = \sqrt{25,69^2 + 11,63^2} = 28,2 \text{ МВА};$$

- напряжение в начале линии

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 + \frac{P_{12}^k \cdot R_{л} + Q_{12}^k \cdot X_{л}}{U_2} + j \frac{P_{12}^k \cdot X_{л} - Q_{12}^k \cdot R_{л}}{U_2} = 115 + \frac{25 \cdot 12,2 + 11,21 \cdot 21,4}{115} + \\ &+ j \frac{25 \cdot 21,4 - 11,21 \cdot 12,2}{115} = 119,74 + j5,84 \text{ кВ}; \\ U_1 &= \sqrt{119,74^2 + 5,84^2} = 119,9 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Пример 3.2 От шин источника питания с уровнем напряжения 122 кВ по линии длиной 35 км, выполненной проводом АС-95/16 питается потребитель мощностью $20 + j10$ МВА. Найти мощность, выдаваемую источником питания в линию и напряжение в конце линии в данном режиме, а также при отключенной нагрузке.

Решение: По таблице П.1.1 для провода АС-95/16 находим удельные параметры линии: $r_o = 0,301$ Ом/км; $x_o = 0,434$ Ом/км; $b_o = 2,61 \times 10^{-6}$ См/км. Найдем параметры схемы замещения (рисунок 3.3):

$$R_{л} = 0,301 \times 35 = 10,5 \text{ Ом}; \quad X_{л} = 0,434 \times 35 = 15,2 \text{ Ом};$$

$$Q_c / 2 = 110^2 \times 2,61 \times 10^{-6} \times 35 / 2 = 0,55 \text{ Мвар}.$$



Рисунок 3.3 — Расчетная схема к примеру 3.2

Рассматриваемый случай представляет расчет режима линии по данным начала. В соответствии с расчетной схемой (см. рисунок 3.3) по формулам (3.1) – (3.4) производим расчет мощностей:

- мощность в конце схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^k = P_2 + j \left(Q_2 - \frac{Q_c^k}{2} \right) = 20 + j(10 - 0,55) = 20 + j9,45 \text{ МВА};$$

- потери мощности в сопротивлениях линии при номинальном напряжении

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{S_{12}^{k^2}}{U_2^2} (R_{л} + jX_{л}) = \frac{20^2 + 9,45^2}{110^2} (10,5 + j15,2) = 0,42 + j0,61 \text{ МВА};$$

- мощность в начале схемы замещения

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = (20 + 0,42) + j(9,45 + 0,61) = 20,42 + j10,06 \text{ МВА};$$

- мощность в начале линии

$$\underline{S}_1 = P_{12}^H + j \left(Q_{12}^H - \frac{Q_c^H}{2} \right) = 20,42 + j(10,06 - 0,55) = 20,42 + j9,51 \text{ МВА};$$

$$S_1 = \sqrt{20,42^2 + 9,51^2} = 22,5 \text{ МВА}.$$

Далее по формулам (3.7) определяем напряжение в конце линии:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \frac{P_{12}^H R_{л} + Q_{12}^H X_{л}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H X_{л} - Q_{12}^H R_{л}}{U_1} &= 122 - \frac{20,42 \times 10,5 + 10,06 \times 15,2}{122} \\ &- j \frac{20,42 \times 15,2 - 10,06 \times 10,5}{122} = 118,99 - 1,68 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_2 = \sqrt{118,99^2 - 1,68^2} = 119 \text{ кВ}.$$

При отключении нагрузки в конце ($\underline{S}_2 = 0$) по линии будет передаваться лишь часть зарядной мощности $Q_c / 2 = 0,55$ Мвар. В этом случае, если пренебречь потерями от передачи зарядной мощности, мощность в начале схемы замещения будет равна

$$\underline{S}_{12}^H = -jQ_c / 2 = -0,55 \text{ Мвар};$$

По формуле (3.7) определяем напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = 122 - \frac{-0,55 \times 15,2}{122} - j \frac{0,55 \times 10,5}{122} = 122,07 - j0,05 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{122,07^2 - 0,05^2} = 122,07 \text{ кВ} > U_1 = 122 \text{ кВ}.$$

Из расчета следует, что отключение нагрузки приводит к повышению напряжения в конце линии, что может привести к перенапряжениям в линиях сверхвысокого напряжения большой протяженности.

3.3 Задание для самостоятельной работы

Определить мощность и напряжение, источника питания для линии, расчетная схема которой приведена на рисунке 3.4. Исходные данные принять из таблиц 3.1 и 3.2 согласно варианту. Ре-

зультаты представить в виде режимной схемы линии с нанесенными расчетными данными.

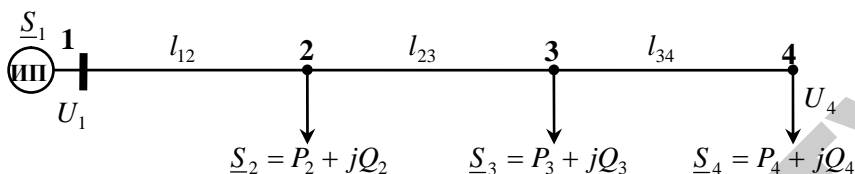


Рисунок 3.4 — Расчетная схема электрической сети к заданию для самостоятельной работы

3.4 Вопросы для самоконтроля

1. Какие сети в сельской местности относятся к питающим сетям?
2. В чем заключается задача расчета режима разомкнутой питающей линии по данным конца?
3. Изложите методику расчета разомкнутой питающей линии по данным конца.
4. В чем заключается задача расчета режима разомкнутой питающей линии по данным начала?
5. Изложите методику расчета разомкнутой питающей линии по данным начала.
6. В чем состоит различие расчета разомкнутых питающих линий напряжением 110 и 35 кВ?

3.5 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Расчетные схемы и методики расчета режимов разомкнутых питающих сетей.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, схема сети с параметрами установленного режима, результаты расчетов).
4. Выводы по работе.

Таблица 3.1

Исходные данные

Вариант	U_4 , кВ	Параметры участков линии					
		1–2		2–3		3–4	
		марка провода	l , км	марка провода	l , км	марка провода	l , км
1	111	АС-150/24	22	АС-95/16	19	АС-70/11	13
2	117	АС-95/16	20	АС-95/16	12	АС-70/11	10
3	110	АС-185/29	28	АС-185/29	25	АС-150/24	26
4	118	АС-150/24	18	АС-95/16	16	АС-70/11	17
5	116	АС-185/29	30	АС-185/29	20	АС-150/24	25
6	113	АС-95/16	22	АС-95/16	15	АС-70/11	12
7	115	АС-150/24	19	АС-120/19	14	АС-120/19	19
8	112	АС-95/16	17	АС-95/16	19	АС-70/11	12
9	118	АС-120/19	24	АС-95/16	13	АС-95/16	15
10	116	АС-240/32	30	АС-185/29	25	АС-150/24	23
11	113	АС-95/16	19	АС-70/11	15	АС-70/11	16
12	114	АС-120/19	23	АС-95/16	14	АС-70/11	18
13	117	АС-70/11	12	АС-70/11	10	АС-70/11	11
14	117	АС-70/11	15	АС-70/11	10	АС-70/11	16
15	118	АС-120/19	14	АС-95/16	22	АС-95/16	15
16	115	АС-150/24	24	АС-120/19	20	АС-120/19	15
17	116	АС-95/16	18	АС-95/16	18	АС-95/16	17
18	118	АС-240/32	32	АС-185/29	24	АС-120/19	21
19	114	АС-150/24	27	АС-120/19	17	АС-120/19	14
20	115	АС-95/16	22	АС-70/11	15	АС-70/11	10
21	119	АС-185/29	26	АС-150/24	20	АС-150/24	22
22	112	АС-120/19	20	АС-95/16	15	АС-70/11	12
23	114	АС-150/24	25	АС-120/19	18	АС-95/16	14
24	113	АС-150/24	25	АС-120/19	20	АС-120/19	18
25	116	АС-120/19	21	АС-95/16	13	АС-95/16	20
26	114	АС-240/32	33	АС-185/29	27	АС-150/24	24
27	116	АС-120/19	14	АС-95/16	20	АС-95/16	20
28	117	АС-70/11	12	АС-70/11	10	АС-70/11	11

Таблица 3.2

Исходные данные

Вариант	U_4 , кВ	Параметры нагрузок					
		$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$		$\underline{S}_3 = P_3 + jQ_3$		$\underline{S}_4 = P_4 + jQ_4$	
		P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар
1	111	16	10	7	4	4	2
2	117	8	4	8	5	5	3
3	110	20	12	18	12	18	7
4	118	18	8	10	3	3	2
5	116	18	12	16	10	18	8
6	113	10	5	9	3	2	1
7	115	19	9	14	6	12	5
8	112	9	5	10	5	5	3
9	118	15	5	9	6	6	3
10	116	25	12	18	12	16	8
11	113	10	5	5	3	4	2
12	114	13	5	9	3	5	2
13	117	4	2	3	1	2	1
14	117	5	2	3	2	3	1
15	118	14	4	12	6	7	4
16	115	20	10	12	4	12	5
17	116	10	5	10	4	6	3
18	118	22	10	17	10	10	5
19	114	14	10	14	5	12	6
20	115	7	4	5	3	4	2
21	119	20	10	18	8	12	6
22	112	15	8	10	6	10	4
23	114	16	10	12	5	6	3
24	113	18	11	13	7	13	5
25	116	16	8	8	4	6	4
26	114	23	11	18	10	16	8
27	116	14	6	8	4	5	2
28	117	20	10	18	8	12	6

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ПРОСТЕЙШИХ ЗАМКНУТЫХ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методики расчета установившихся режимов простейших замкнутых питающих сетей. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методики расчета установившихся режимов простейших замкнутых питающих сетей.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Что называется питающей сетью?
2. Что называется узлом в электрической сети?
3. Какие методы установившихся режимов простейших замкнутых питающих сетей вы знаете?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

4.1 Теоретические положения

К простейшим замкнутым сетям относятся кольцевые сети, имеющие один замкнутый контур и один источник питания (рисунок 4.1, *а*), а также линии с двухсторонним питанием, опирающиеся на два источника питания (рисунок 4.1, *б*). В замкнутом режиме обычно эксплуатируются сети напряжением 110 кВ и выше.

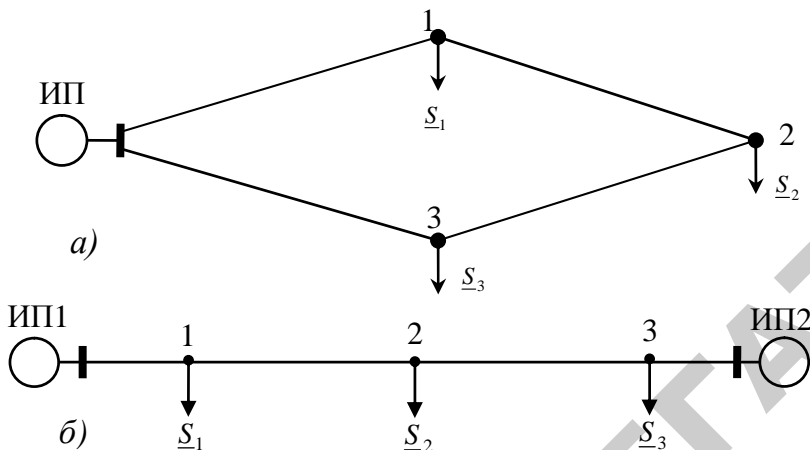


Рисунок 4.1 — Схемы простейших замкнутых сетей:
a – кольцевая сеть; *б* – линия с двухсторонним питанием

При проведении практических расчетов, кольцевая сеть размыкается у источника питания и представляется в виде линии с двухсторонним питанием с двумя источниками питания *A* и *B*. Поэтому рассматриваемые сети рассчитываются по единой методике. Обычно известными параметрами являются напряжения источников питания, мощности нагрузок и параметры линий. Задача расчета заключается в определении потоков мощности на участках и напряжений в расчетных точках сети.

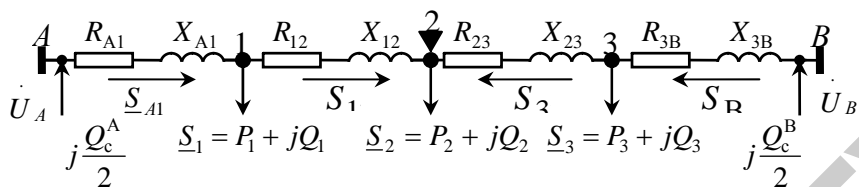
Расчет режимов линии с двухсторонним питанием ведут в два этапа. К началу расчета должны быть определены параметры схемы замещения линии (рисунок 4.2, *a*): $R_{л}$, $X_{л}$, Q_c .

На первом этапе находится распределение мощностей без учета потерь мощности.

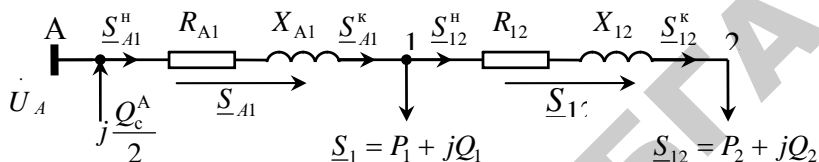
Вначале рассчитываются мощности на головных участках $\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}$ и $\underline{S}_B = \underline{S}_{B3}$:

- при одинаковых напряжениях источников питания $\underline{U}_A = \underline{U}_B$

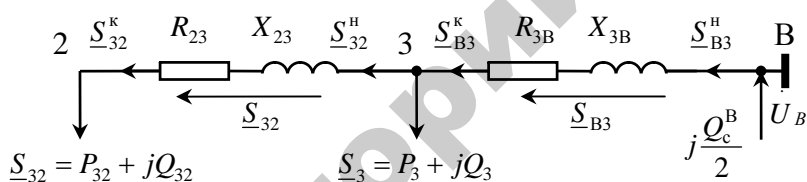
$$\begin{aligned} \underline{S}_A &= \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1B} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2B} + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}} = \\ &= \frac{(P_1 \underline{Z}_{1B} + P_2 \underline{Z}_{2B} + P_3 \underline{Z}_{3B}) + (Q_1 \underline{Z}_{1B} + Q_2 \underline{Z}_{2B} + Q_3 \underline{Z}_{3B})}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}}; \\ \underline{S}_B &= \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A} + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A}}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}} = \\ &= \frac{(P_1 \underline{Z}_{1A} + P_2 \underline{Z}_{2A} + P_3 \underline{Z}_{3A}) + (Q_1 \underline{Z}_{1A} + Q_2 \underline{Z}_{2A} + Q_3 \underline{Z}_{3A})}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}}; \end{aligned}$$



а)



б)



в)

Рисунок 4.2 — Расчетные режимные схемы сети:

а – для первого этапа расчета; б, в – для второго этапа расчета

- при разных напряжениях источников питания $\underline{U}_A \neq \underline{U}_B$

$$\underline{S}_A = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{Z}_{AB}} U_H = \frac{(\underline{S}_1 \underline{Z}_{1B} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2B} + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3B}) + (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}} =$$

$$= \frac{(P_1 \underline{Z}_{1B} + P_2 \underline{Z}_{2B} + P_3 \underline{Z}_{3B}) + j(Q_1 \underline{Z}_{1B} + Q_2 \underline{Z}_{2B} + Q_3 \underline{Z}_{3B}) + (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}};$$

$$\underline{S}_B = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}} - \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{Z}_{AB}} U_H = \frac{(\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A} + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A}) - (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}} =$$

$$= \frac{(P_1 \underline{Z}_{1A} + P_2 \underline{Z}_{2A} + P_3 \underline{Z}_{3A}) + j(Q_1 \underline{Z}_{1A} + Q_2 \underline{Z}_{2A} + Q_3 \underline{Z}_{3A}) - (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{3B}}$$

Затем на основании 1-го закона Кирхгофа для точек 1 и 3 находятся мощности на остальных участках \underline{S}_{12} и \underline{S}_{32} :

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (P_{A1} - P_1) + j(Q_{A1} - Q_1);$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{B3} - \underline{S}_3 = (P_{B3} - P_3) + j(Q_{B3} - Q_3).$$

Итогом первого этапа расчета является определение точки токораздела, которая получает питание от двух источников питания. Если мощности \underline{S}_{12} и \underline{S}_{32} при заданных в схеме направлениях положительные, то точкой токораздела является точка 2 (как показано на рисунке 4.2, а). Если мощность \underline{S}_{12} отрицательная, а мощность \underline{S}_{32} положительная, то точкой токораздела является точка 1, напротив, если мощность \underline{S}_{12} положительная, а мощность \underline{S}_{32} отрицательная, то точкой токораздела является точка 3. Затем схему линии с двухсторонним питанием условно разрезают в точке токораздела, получая две разомкнутые схемы (рисунок 4.2, б, в). При этом нагрузку в точке токораздела (в нашем случае точка 2) делят на две части \underline{S}_{12} и \underline{S}_{32} , которые в сумме равны \underline{S}_2 .

На втором этапе ведут расчет режимов разомкнутых линий в отдельности по данным начала линии. Методика расчета разомкнутых питающих линий по данным начала линии подробно рассмотрена в предыдущей практической работе.

4.2 Примеры решения задач

Пример. В схеме замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ (рисунок 4.3, а) все участки выполнены проводом АС-120/19 и имеют длины: $l_{A1} = 25$ км, $l_{12} = 20$ км, $l_{2A} = 30$ км. Мощности нагрузок в точках 1 и 2 равны: $\underline{S}_1 = 20 + j10$, $\underline{S}_2 = 15 + j8$. Напряжение на шинах источника питания равно 120 кВ. Найти распределение мощностей в сети, мощность источника питания и напряжения в точках 1 и 2.

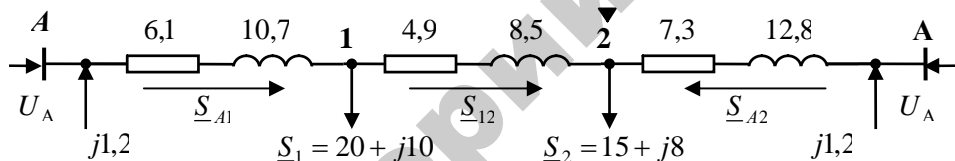
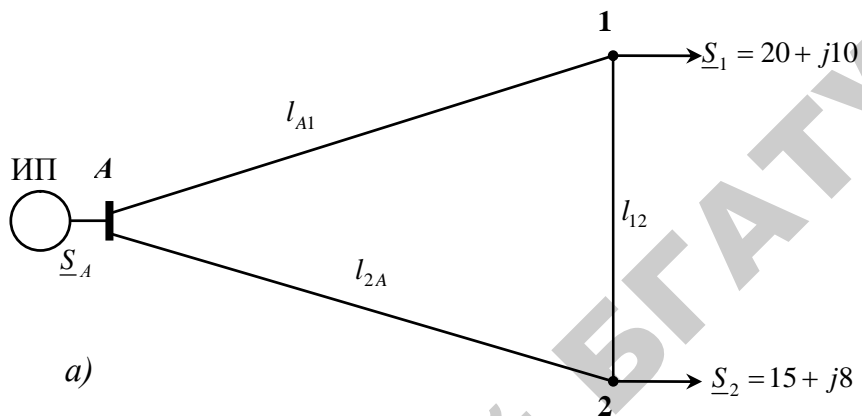
Решение: По таблице П.1.1 для заданного провода АС-120/19 находим удельные параметры: $r_0 = 0,244$ Ом/км; $x_0 = 0,427$ Ом/км; $b_0 = 2,66 \times 10^{-6}$ См/км. Найдем параметры схемы замещения линии (рисунок 4.3, б):

$$R_{A1} = 0,244 \times 25 = 6,1 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0,427 \times 25 = 10,7 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 0,244 \times 20 = 4,9 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,427 \times 20 = 8,5 \text{ Ом};$$

$$R_{2A} = 0,244 \times 30 = 7,3 \text{ Ом}; \quad X_{2A} = 0,427 \times 30 = 12,8 \text{ Ом};$$

$$\sum Q_c = 110^2 \times 2,66 \times 10^{-6} (25 + 20 + 30) = 2,4 \text{ Мвар}.$$



б)

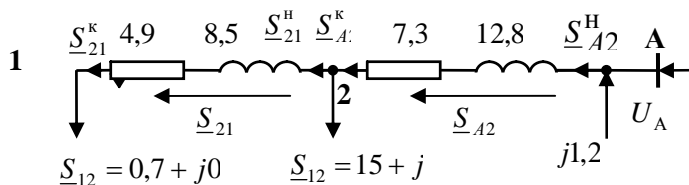
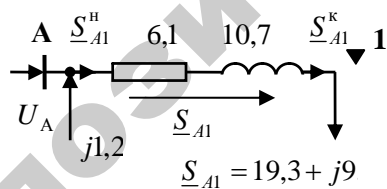


Рисунок 4.3 — Расчетные схемы замкнутой сети

Вначале находим распределение мощностей без учета потерь мощности в линии. Мощности на головных участках при равных напряжениях источников:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{12A} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{21A}}{\underline{Z}_{A12A}} = \frac{(20 + j10)(4,9 + j8,5 + 7,3 + j12,8) + (15 + j8)(7,3 + j12,8)}{6,1 + j10,7 + 4,9 + j8,5 + 7,3 + j12,8} = \\ &= \frac{38,1 + j798,4}{18,3 + j32} = \frac{38,1 \times 18,3 + 798,4 \times 32}{18,3^2 + 32^2} + j \frac{798,4 \times 18,3 - 38,1 \times 32}{18,3^2 + 32^2} = 19,3 + j9,9; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A} + \underline{S}_2 \underline{Z}_{21A}}{\underline{Z}_{A12A}} = \frac{(20 + j10)(6,1 + j10,7) + (15 + j8)(4,9 + j8,5 + 6,1 + j10,7)}{6,1 + j10,7 + 4,9 + j8,5 + 7,3 + j12,8} = \\ &= \frac{26,4 + j651}{18,3 + j32} = \frac{26,4 \times 18,3 + 651 \times 32}{18,3^2 + 32^2} + j \frac{651 \times 18,3 - 26,4 \times 32}{18,3^2 + 32^2} = 15,7 + j8,1; \end{aligned}$$

Далее на основании 1-го закона Кирхгофа для точки 1 находим неизвестный поток мощности на участке 1-2:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (19,3 + j9,9) - (20 + j10) = (19,3 - 20) + j(9,9 - 10) = -0,7 - j0,1;$$

Так как мощность \underline{S}_{12} отрицательная, ее направление на схеме (рисунок 4.3, б) должно быть противоположным, а, следовательно, точкой токораздела является точка 1. Затем схему линии с двухсторонним питанием условно разрезаем в точке токораздела 1 и получаем две разомкнутые схемы (рисунок 4.3, в).

Далее ведем расчет режимов разомкнутых линий в отдельности по данным начала линии. Для первой части схемы:

- мощность в конце схемы замещения

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1} = 19,3 + j9,9 \text{ МВА};$$

- потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{A1}^K{}^2}{U_H^2} (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{19,3^2 + 9,9^2}{110^2} (6,1 + j10,7) = 0,24 + 0,42j \text{ МВА};$$

- мощность в начале схемы замещения

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = (19,3 + 0,24) + j(9,9 + 0,42) = 19,54 + j10,32 \text{ МВА};$$

- мощность в начале линии

$$\underline{S}_{A1} = P_{A1}^H + j \left(Q_{A1}^H - \frac{Q_c}{2} \right) = 19,54 + j(10,32 - 1,2) = 19,54 + j9,12 \text{ МВА};$$

- напряжение в точке 1

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_A - \Delta \underline{U}_{A1} = \underline{U}_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} - j \frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} = \\ &= 120 - \frac{19,54 \times 6,1 + 10,32 \times 10,7}{120} - j \frac{19,54 \times 10,7 - 10,32 \times 6,1}{120} = 118 - j1,22 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_1 = \sqrt{118^2 + 1,22^2} = 118,1 \text{ кВ}.$$

Аналогичный расчет для второй части схемы:

$$\underline{S}_{21}^K = 0,7 + j0,1 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{21} = \frac{0,7^2 + 0,1^2}{110^2} (4,9 + j8,5) = 0,0002 + j0,0004 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{21}^H = (0,7 + 0,0002) + j(0,1 + 0,0004) = 0,7 + j0,1 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A2}^K = (0,7 + j0,1) + (15 + j8) = 15,7 + j8,1 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{A2} = \frac{15,7^2 + 8,1^2}{110^2} (7,3 + j12,8) = 0,19 + j0,33 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A2}^H = (15,7 + 0,19) + j(8,1 + 0,33) = 15,89 + j8,43 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A2} = 15,89 + j(8,43 - 1,2) = 15,89 + j7,23 \text{ МВА};$$

- напряжение в точке 2

$$U_2 = 120 - \frac{15,89 \times 7,3 + 8,43 \times 12,8}{120} - j \frac{15,89 \times 12,8 - 8,43 \times 7,3}{120} = 118,13 - j1,18 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{118,13^2 + 1,18^2} = 118,2 \text{ кВ}.$$

Мощность источника питания равна

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A2} = (19,54 + j9,12) + (15,89 + j7,23) = 35,43 + j16,35 \text{ МВА};$$

4.3 Задание для самостоятельной работы

В замкнутой линии напряжением 110 кВ, схема которой приведена на рисунке 4.4, требуется найти распределение мощностей с учетом потерь мощности и рассчитать напряжения во всех точках. Исходные данные принять из таблиц 4.2 и 4.3 согласно варианту. Результаты расчета свести в таблицу 4.1.

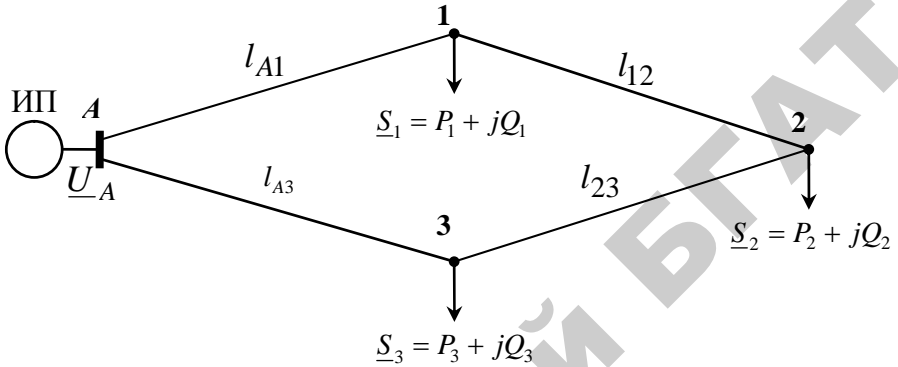


Рисунок 4.4 — Расчетная схема электрической сети к заданию для самостоятельной работы

Таблица 4.1

Результаты расчета

Участок линии	Мощность, МВА			Напряжения в точках, кВ		
	в начале участка	в конце участка	потеря на участке	точка 1	точка 2	точка 3
A - 1						
1 - 2						
2 - 3						
A - 3						

Таблица 4.2

Исходные данные

Вариант	Параметры участков линии							
	А - 1		1 - 2		2 - 3		А - 3	
	марка провода	l, км	марка про- вода	l, км	марка про- вода	l, км	марка про- вода	l, км
1	АС-120/19	25	АС-95/16	24	АС-95/16	20	АС-120/19	34
2	АС-70/11	14	АС-70/11	16	АС-70/11	11	АС-95/16	21
3	АС-185/29	36	АС-150/24	25	АС-150/24	20	АС-185/29	31
4	АС-150/24	33	АС-120/19	22	АС-95/16	15	АС-120/19	27
5	АС-185/29	42	АС-150/24	33	АС-150/24	30	АС-150/24	28
6	АС-120/19	30	АС-95/16	20	АС-70/11	16	АС-120/19	33
7	АС-150/24	30	АС-150/24	26	АС-120/19	21	АС-120/19	28
8	АС-185/29	38	АС-150/24	28	АС-150/24	20	АС-150/24	24
9	АС-95/16	22	АС-70/11	10	АС-70/11	15	АС-95/16	20
10	АС-185/29	33	АС-150/24	20	АС-150/24	26	АС-185/29	28
11	АС-70/11	16	АС-70/11	10	АС-70/11	19	АС-95/16	18
12	АС-120/19	25	АС-95/16	20	АС-95/16	24	АС-120/19	32
13	АС-150/24	30	АС-120/19	22	АС-95/16	18	АС-120/19	28
14	АС-120/19	22	АС-95/16	25	АС-95/16	29	АС-120/19	30
15	АС-95/16	20	АС-70/11	15	АС-70/11	12	АС-95/16	14
16	АС-95/16	15	АС-70/11	13	АС-70/11	16	АС-95/16	21
17	АС-70/11	15	АС-70/11	10	АС-70/11	17	АС-70/11	16
18	АС-70/11	10	АС-70/11	15	АС-70/11	11	АС-70/11	14
19	АС-185/29	35	АС-150/24	30	АС-150/24	25	АС-150/24	32
20	АС-150/24	30	АС-120/19	20	АС-95/16	15	АС-120/19	26
21	АС-120/19	24	АС-120/19	28	АС-95/16	19	АС-120/19	27
22	АС-95/16	20	АС-70/11	15	АС-70/11	13	АС-95/16	24
23	АС-70/11	17	АС-70/11	13	АС-70/11	12	АС-95/16	22
24	АС-95/16	18	АС-70/11	14	АС-70/11	12	АС-95/16	22
25	АС-150/24	25	АС-120/19	25	АС-95/16	12	АС-120/19	28
26	АС-70/11	14	АС-70/11	16	АС-70/11	10	АС-95/16	19
27	АС-150/24	38	АС-120/19	20	АС-95/16	17	АС-120/19	27
28	АС-185/29	35	АС-150/24	21	АС-70/11	16	АС-120/19	33

Таблица 4.3

Исходные данные

Вариант	U_A , кВ	Параметры нагрузок					
		$S_1 = P_1 + jQ_1$		$S_2 = P_2 + jQ_2$		$S_3 = P_3 + jQ_3$	
		P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар
1	118	16	8	20	8	18	10
2	114	5	2	7	3	8	3
3	118	30	15	20	12	28	12
4	117	25	10	16	6	20	8
5	119	29	12	20	10	25	11
6	120	22	12	20	8	24	10
7	114	24	10	20	10	22	12
8	120	30	14	32	16	20	10
9	117	13	6	12	5	10	4
10	116	30	12	15	8	36	15
11	120	8	5	7	4	9	6
12	117	20	10	18	6	23	12
13	119	25	12	20	9	18	10
14	115	20	10	20	8	18	6
15	118	16	6	10	5	14	7
16	117	16	6	12	4	10	5
17	119	7	4	6	3	5	2
18	114	6	4	5	3	4	2
19	115	25	15	28	16	30	15
20	116	25	12	20	10	22	8
21	115	18	9	16	7	20	10
22	118	12	6	8	4	10	5
23	119	9	5	7	3	8	4
24	115	15	8	10	5	8	4
25	116	20	10	15	6	25	12
26	114	8	4	6	3	10	5
27	116	25	11	22	10	18	9
28	115	20	10	20	8	18	6

4.4 Вопросы для самоконтроля

1. Электрические сети какой конфигурации относят к простейшим замкнутым сетям?
2. В чем состоит различие схем кольцевой линии и линии с двухсторонним питанием?
3. В чем заключается задача расчета режимов простейших замкнутых сетей?
4. Изложите методику расчета линии с двухсторонним питанием при $U_A = U_B$.
5. Изложите методику расчета линии с двухсторонним питанием при $U_A \neq U_B$.

4.5 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Расчетные схемы и методики расчета режимов простейших замкнутых сетей.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, схема сети с параметрами установленного режима, результаты расчетов).
4. Выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ МЕТОДОМ КОНТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ (БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ НА УЧАСТКАХ)

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методики расчета установившихся режимов сложнозамкнутых питающих сетей. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методики расчета установившихся режимов сложнозамкнутых питающих сетей.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Что называется питающей сетью?
2. Какие методы расчета сложнозамкнутых сетей вы знаете?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

5.1 Теоретические положения

Расчеты замкнутых сетей, содержащих несколько контуров, связаны с большими трудностями.

Поэтому разработаны специальные методы

- уравнений узловых напряжений;
- контурных уравнений;
- коэффициентов распределения;
- разрезания контуров;
- преобразования сети и др.

Остановимся на *методе контурных уравнений*, рассмотрев его физическую сущность и принципы реализации в практических расчетах.

Пусть задана схема сети одного номинального напряжения, содержащая несколько контуров (рисунок 5.1), в которой расчетные нагрузки узлов заданы в виде токов.

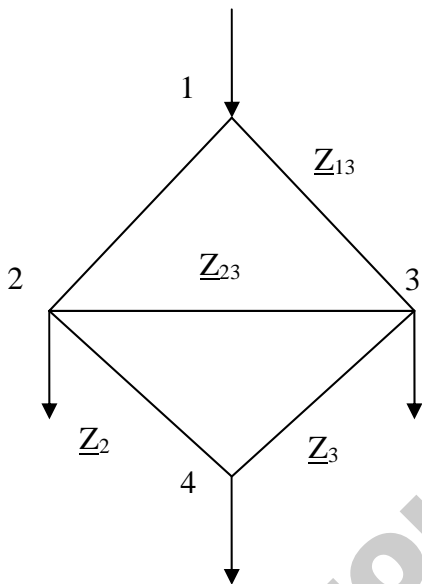


Рисунок 5.1 — Схема замкнутой сети при задании нагрузок в узлах токами

В каждом из узлов такой сети могут быть подключены подстанции с трансформаторами либо разветвленные разомкнутые сети.

В этом случае предварительно могут быть произведены расчет разомкнутых сетей и учет трансформаторов по методике, рассмотренной выше, в результате чего будут определены расчетные нагрузки узлов. Известны полные сопротивления всех ветвей схемы.

Для каждого независимого контура, не содержащего ЭДС, по 2-му закону Кирхгофа можно записать:

$$\sum_1^n \sqrt{3} I_{ij} Z_{ij} = 0, \quad (5.1)$$

где I_{ij} — ток в ветви ij ;

Z_{ij} — полное сопротивление ветви ij ;

n — число ветвей в данном контуре.

Умножив левую и правую части уравнения (5.1) на $U_{ном}$, получим

$$\sum_1^n S_{ij} Z_{ij}^* = 0. \quad (5.2)$$

где S_{ij} — поток мощности на участке ij .

При переходе от уравнения (5.1) к уравнению (5.2) сделано допущение о том, что напряжения во всех узлах сети одинаковы, что

соответствует пренебрежению потерями мощности. В результате расчет по уравнению (5.2) позволяет получить потокораспределение по ветвям без учета потерь мощности. Имея в виду, что $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ и $\underline{Z}_{ij} = R_{ij} - jX_{ij}$, получим

$$\sum_1^n (P_{ij} + jQ_{ij})(R_{ij} - jX_{ij}) = 0$$

Это выражение можно записать в виде

$$\sum_1^n [(P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}) - j(P_{ij}X_{ij} - Q_{ij}R_{ij})] = 0.$$

Приравнявая нулю вещественную и мнимую части, можно записать:

$$\begin{cases} \sum_1^n (P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}) = 0; \\ \sum_1^n (P_{ij}X_{ij} - Q_{ij}R_{ij}) = 0. \end{cases} \quad (5.3)$$

Уравнения (5.2) и (5.3) представляют собой контурные уравнения для случая, когда расчет ведется по мощностям. Уравнение (5.2) содержит комплексные числа. При расчете режима число таких уравнений должно быть составлено равным числу контуров. Уравнения (5.3) содержат только вещественные числа, что существенно упрощает вычисления. Но при этом число составляемых уравнений будет равно удвоенному числу независимых контуров.

Получим также контурные уравнения для однородной сети, выполненной одинаковыми сечениями проводов на всех линиях с одинаковым расположением фаз и равными расстояниями между фазами. Для каждой такой линии $R_{ij} = r_0 l_{ij}$; $X_{ij} = x_0 l_{ij}$;

Тогда уравнения (5.3) можно записать в виде:

$$\begin{cases} \sum_1^n P_{ij} r_0 l_{ij} + \sum_1^n Q_{ij} x_0 l_{ij} = 0; \\ \sum_1^n P_{ij} x_0 l_{ij} - \sum_1^n Q_{ij} r_0 l_{ij} = 0 \end{cases}$$

Вынося r_0 и x_0 за знак суммы, получим:

$$\begin{cases} r_0 \sum_1^n P_{ij} l_{ij} + x_0 \sum_1^n Q_{ij} l_{ij} = 0; \\ x_0 \sum_1^n P_{ij} l_{ij} - r_0 \sum_1^n Q_{ij} l_{ij} = 0. \end{cases} \quad (5.4)$$

Умножим первое уравнение системы (5.4) на r_0 , а второе — на x_0 :

$$\begin{cases} r_0^2 \sum_1^n P_{ij} l_{ij} + r_0 x_0 \sum_1^n Q_{ij} l_{ij} = 0; \\ x_0^2 \sum_1^n P_{ij} l_{ij} - r_0 x_0 \sum_1^n Q_{ij} l_{ij} = 0. \end{cases}$$

Сложим левые и правые части этих уравнений:

$$(r_0^2 + x_0^2) \sum_1^n (P_{ij} l_{ij}) = 0.$$

Отсюда, так как $(r_0^2 + x_0^2) \neq 0$, то

$$\sum_1^n P_{ij} l_{ij} = 0. \quad (5.5)$$

Тогда из первого уравнения системы (5.4) следует

$$\sum_1^n Q_{ij} l_{ij} = 0. \quad (5.6)$$

Уравнения (5.4) и (5.5) представляют собой контурные уравнения для однородной сети. Эти уравнения позволяют находить потокораспределение активных и реактивных мощностей независимо друг от друга по длинам линий. Для этого могут быть составлены две независимые схемы: одна — с активными мощностями и длинами линий, а другая — с реактивными мощностями и длинами линий.

Если используется одна общая схема, то оба уравнения (5.4) и (5.5) для одного контура могут быть записаны в виде

$$\sum_1^n S_{ij} l_{ij} = 0. \quad (5.7)$$

Контурные уравнения для однородной сети, хотя и являются частным случаем, но имеют большое практическое значение. Их ис-

пользуют в проектных расчетах, когда требуется найти потоки мощности в ветвях замкнутой сети для выбора сечений проводов.

Рассмотрим теперь практическую процедуру расчета режима с помощью контурных уравнений на примере двухконтурной схемы, в которой расчетные нагрузки узлов заданы мощностями (рисунок 5.2, а). За балансирующий примем узел 1. Положим, что он одновременно является опорным узлом и в нем задано напряжение U_1 .

Обозначим независимые контуры I, II и выберем произвольно направления их обхода. В одной из независимых ветвей каждого контура обозначим неизвестные мощности и выберем произвольно их направления. Пусть в контуре I это будет мощность \underline{S}_{13} , а в контуре II — \underline{S}_{34} . Обозначим произвольно также направления мощностей во всех остальных ветвях схемы.

При обозначенных на схеме направлениях мощностей, используя 1-й закон Кирхгофа для каждого из узлов, можно выразить мощности во всех ветвях через обозначенные неизвестные мощности \underline{S}_{13} , \underline{S}_{34} и мощности нагрузок в узлах \underline{S}_2 , \underline{S}_3 , \underline{S}_4 . В результате получим:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{42} &= \underline{S}_{34} - \underline{S}_4; \\ \underline{S}_{32} &= \underline{S}_{13} - \underline{S}_3 - \underline{S}_{34}; \\ \underline{S}_{21} &= \underline{S}_{13} - \underline{S}_3 - \underline{S}_{34} + \underline{S}_{34} - \underline{S}_4 - \underline{S}_2 = \underline{S}_{13} - \underline{S}_4 - \underline{S}_3 - \underline{S}_2; \end{aligned} \quad (5.8)$$

Составим по формуле (5.2) контурные уравнения для двух независимых контуров с учетом выбранных направлений их обхода и выбранных направлений мощностей в ветвях:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{13} \underline{Z}_{13}^* + \underline{S}_{32} \underline{Z}_{32}^* + \underline{S}_{21} \underline{Z}_{21}^* &= 0 \\ \underline{S}_{34} \underline{Z}_{34}^* + \underline{S}_{42} \underline{Z}_{42}^* - \underline{S}_{32} \underline{Z}_{32}^* &= 0 \end{aligned}$$

Подставив сюда значения мощностей из (5.8), получим:

$$\begin{cases} \underline{S}_{13} \underline{Z}_{13}^* + (\underline{S}_{13} - \underline{S}_3 - \underline{S}_{34}) \underline{Z}_{32}^* + (\underline{S}_{13} - \underline{S}_4 - \underline{S}_3 - \underline{S}_2) \underline{Z}_{21}^* = 0 \\ \underline{S}_{34} \underline{Z}_{34}^* + (\underline{S}_{34} - \underline{S}_4) \underline{Z}_{42}^* - (\underline{S}_{13} - \underline{S}_3 - \underline{S}_{34}) \underline{Z}_{32}^* = 0 \end{cases}$$

В этой системе из двух уравнений имеются две неизвестные величины \underline{S}_{13} и \underline{S}_{34} . Решив уравнения, найдем \underline{S}_{13} и \underline{S}_{34} , а по ним на основании соотношений (5.8) потоки мощности во всех ветвях. Если какая-то мощность окажется отрицательной, то в этой ветви следует изменить ее направление по сравнению с произвольно выбранным на рисунке 5.2, а.

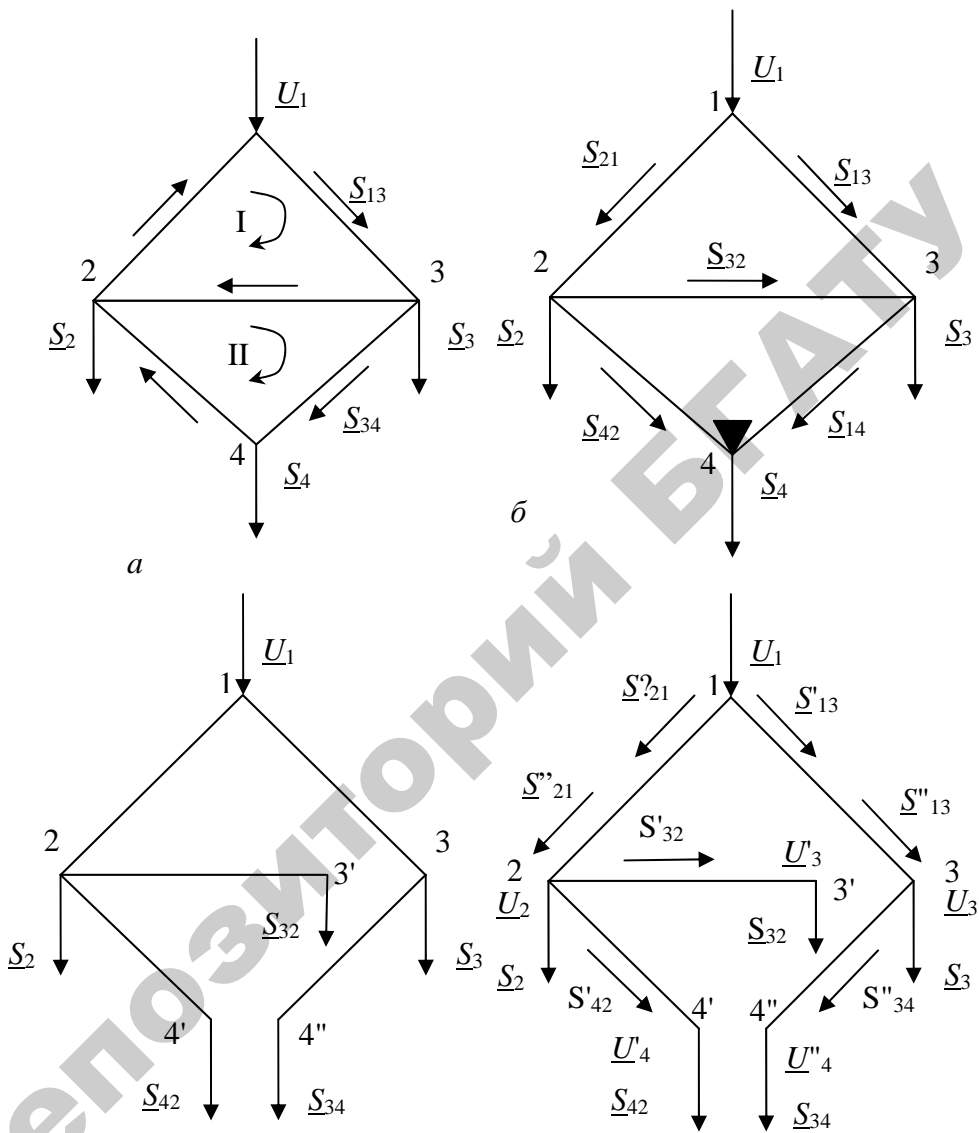


Рисунок 5.2 — Расчет режима методом контурных уравнений:

a — исходная замкнутая сеть; *б* — приближенное потокораспределение без учета потерь мощности; *в* — преобразование замкнутой сети в разомкнутую; *г* — потокораспределение с учетом потерь мощности

В результате такого расчета будет найдено потокораспределение в сети без учета потерь мощности. Пусть оно оказалось таким, как показано на рисунке 5.2, б. Выявим точку потокораздела — ей будет узел 4. Разрежем схему по точке потокораздела, а также в узле 3 так, чтобы сеть превратилась в разомкнутую (рисунок 5.2, в). В узле 4' подключим нагрузку \underline{S}_{42} , которая получена в ветви 42, в узле 4'' — нагрузке ветви 34 \underline{S}_{34} в узле 3' — нагрузке ветви 32 \underline{S}_{32} .

Для полученной разомкнутой сети найдем потоки мощности в начале и конце каждой ветви с учетом потерь мощности, вычисляя их по номинальному напряжению (рисунок 5.2, г). Затем обратным ходом, начиная с узла 1, вычислим напряжения во всех узлах.

Если напряжения $U'_4 \approx U''_4$, то на этом расчет заканчивают. При желании получить более точный расчет необходимо во втором приближении найти снова потоки мощности с учетом потерь мощности, рассчитывая их по найденным напряжениям в узлах 4', 4'' и 3' в первом приближении. Затем снова определить напряжения в узлах.

5.2 Примеры решения задач

Пример 5.1. Рассчитать сложноразомкнутую сеть, представленную на рисунке 5.3.

Решение. Для расчета составим схему замещения электрической сети, в которой направление мощности расставим произвольно. Определим число независимых контуров.

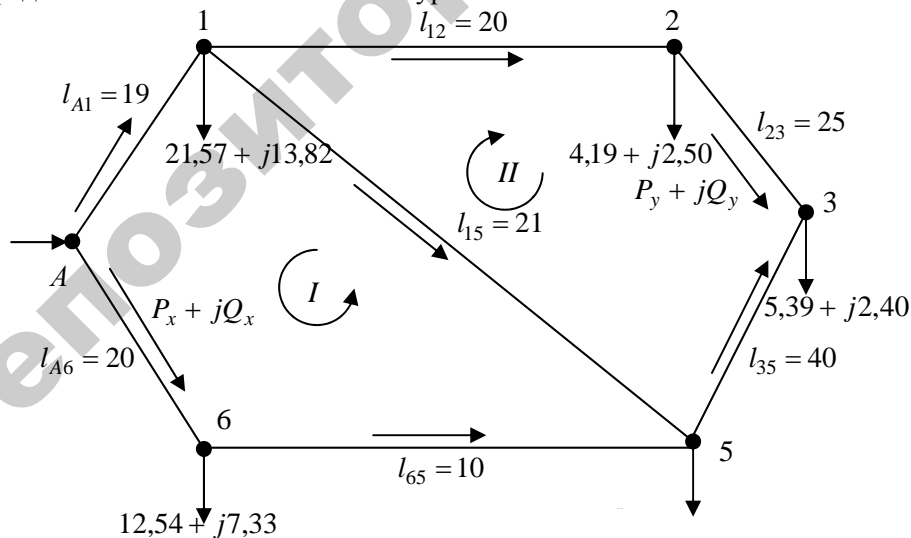
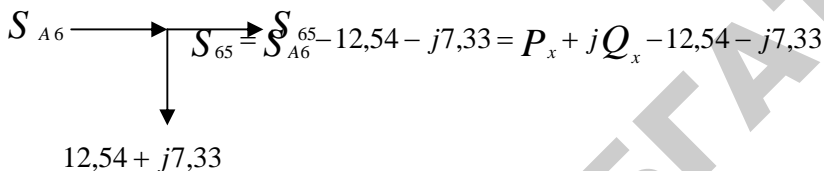


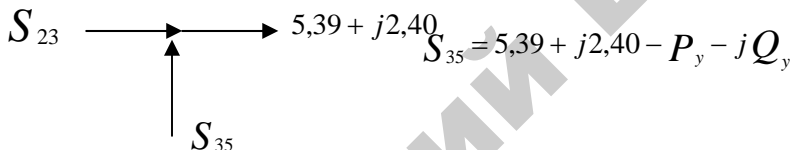
Рисунок 5.3 — Схема электрической сложноразомкнутой сети

Определяем число независимых контуров и задаемся неизвестными мощностями, согласно числу контуров: $P_x + jQ_x$ и $P_y + jQ_y$. Затем выражаем потоки мощностей на каждом участке через принятые неизвестные мощности. Выраженные мощности участков сводим в таблицу:

Для узла 6:



Для узла 3:



Аналогично для остальных узлов.

Таблица 5.1

Выраженные мощности участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A-6	$P_x + jQ_x$
6-5	$P_x + jQ_x - 12,54 - j7,33$
2-3	$P_y + Q_y$
3-5	$5,39 + j2,40 - P_y - jQ_y$
1-5	$34,88 + j22,11 - P_y - jQ_y - P_x - jQ_x$
1-2	$P_y + jQ_y + 4,19 + j2,50$
A-1	$60,64 + j38,43 - P_x - jQ_x$
A	$60,64 + j38,43$

Выполним проверку правильности вычисления: сумма всех мощностей должна быть равна мощности источника (точка A):

$$60,64 + j38,43 = 60,64 + j38,43.$$

Для нахождения неизвестных потоков мощностей в ветвях составим систему:

$$\begin{cases} \sum P_l = 0 \\ \sum Q_l = 0 \end{cases}$$

Для I контура:

- по P:

$$(A-6)Y_{A6} + (6-5)Y_{65} - (1-5)Y_{15} - (A-1)Y_{A1} = 20P_x + 10P_x - 125,4 - 732,48 + 21P_y + 21P_x - 1152,16 + 19P_x = 70P_x + 21P_y - 2010,04 = 0;$$

- по Q:

$$(A-6)Y_{A6} + (6-5)Y_{65} - (1-5)Y_{15} - (A-1)Y_{A1} = 20Q_x + 10Q_x - 7,33 \times 10 - 22,11 \times 21 + 21Q_y + 21Q_x - 38,43 \times 19 + 19Q_x = 70Q_x + 21Q_y - 1267,78 = 0$$

Для II контура:

- по P:

$$(1-2)Y_{12} + (2-3)Y_{23} - (3-5)Y_{35} - (1-5)Y_{15} = 20P_y + 4,19 \times 20 + 25P_y - 5,39 \times 40 + 40P_y - 34,88 \times 21 + 21P_y + 21P_x = 106P_y + 21P_x - 864,28 = 0;$$

- по Q:

$$(1-2)Y_{12} + (2-3)Y_{23} - (3-5)Y_{35} - (1-5)Y_{15} = 20Q_y + 2,50 \times 20 + 25Q_y - 2,40 \times 40 + 40Q_y - 22,11 \times 18 + 21Q_y + 21Q_x = 106Q_y + 21Q_x - 510,31 = 0.$$

Получаем две системы уравнений:

$$\begin{cases} 70P_x + 21P_y = 2010,04 \\ 70Q_x + 21Q_y = 1267,78 \end{cases} \quad \text{и} \quad \begin{cases} 106P_y + 21P_x = 864,28 \\ 106Q_y + 21Q_x = 510,31 \end{cases}$$

Перегруппируем системы для дальнейшего их решения:

$$\begin{cases} 70P_x + 21P_y = 2010,04 \\ 21P_x + 106P_y = 864,28 \end{cases} \quad \text{и} \quad \begin{cases} 70Q_x + 21Q_y = 1267,78 \\ 21Q_x + 106Q_y = 510,31 \end{cases}$$

Решая данные системы уравнений, находим соответственно:

$$P_x = 27,9; Q_x = 17,7;$$

$$P_y = 2,6; Q_y = 1,3;$$

Подставляем в таблицу 5.1 вместо P_x , Q_x , P_y , Q_y их значения:

Таблица 5.2

Численные значения выражений мощностей участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A-6	$27,9 + j17,7$
6-5	$15,34 + j10,37$
2-3	$2,6 + j1,3$
3-5	$2,79 + j1,1$
1-5	$4,38 + j3,11$
1-2	$6,79 + j3,8$
A-1	$32,74 + j20,73$
A	$60,64 + j38,43$

Выбор сечений проводов участков линии 110 кВ

Зная мощности участков линий, определяем полную мощность и ток, протекающий по ним, а полученные данные сводим в таблицу 5.3.

Расчет производим по следующим формулам:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} \cdot 10^3.$$

Таблица 5.3

Расчетные данные

№ участка	Выраженная мощность	Полная мощность S , МВ·А	Ток на участке I , А
A-6	$27,9 + j17,7$	33,04	173,4
6-5	$15,34 + j10,37$	18,52	97,2
2-3	$2,6 + j1,3$	2,91	15,2
3-5	$2,79 + j1,1$	3,00	15,7
1-5	$4,38 + j3,11$	5,37	28,2
1-2	$6,79 + j3,8$	7,78	40,8
A-1	$32,74 + j20,73$	38,75	203,4

Выбор сечения проводов линии 110 кВ проводится с учетом ряда факторов, например, технико-экономическое сравнение различных вариантов капиталовложений. Немаловажным показателем является

механическая прочность проводов воздушных линий, а также условия образования короны. Однако для упрощенных решений этой задачи, согласно ПУЭ, можно выбрать сечения проводов, используя метод экономической плотности тока [5].

$$F_3 = \frac{I}{j_3},$$

где I — расчетное значение тока в режиме наибольших нагрузок, проходящих по линии, А;

j_3 — экономическая плотность тока для заданных условий работы линии, А/мм² — для всех участков одинаковая (зависит от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки). Для нашего случая по приложению П 2.4 $j_3 = 1,1$.

Расчетные сечения, номинальные значения сечений (с учетом минимальных допустимых значений по механической прочности) и другие технические данные проводов по участкам сводятся в таблицу 5.4.

Расчет r и x производим по следующим формулам: $r = r_0 l$; $x = x_0 l$.

Таблица 5.4

Технические данные проводов участков линии

№ участка (длина l , км)	$F_{расч}$, мм ²	F_n , мм ²	r_0 , Ом/км (при + 20°C)	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-4}$, См/км	q_0 , Мвар/к м	r , Ом	x , Ом	D , мм
А-6 (20)	157,6	150/24	0,198	0,420	0,0270	0,036	3,96	8,40	17,1
6-5 (10)	88,9	95/16	0,306	0,434	0,0261	0,035	3,06	4,34	13,5
2-3 (25)	13,8	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	10,71	11,10	11,4
3-5 (40)	14,3	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	17,12	17,76	11,4
1-5 (21)	25,7	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	8,99	9,32	11,4
1-2 (20)	37,1	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	8,56	8,88	11,4
А-1 (19)	184,9	185/29	0,162	0,413	0,0275	0,037	3,08	7,85	18,8

Определение потокораспределения по участкам с учетом сопротивлений выбранных проводов без учета потерь мощности

Для выполнения данного пункта задания необходимо рассмотреть два контура и решить уравнения:

$$\begin{cases} \sum (PR + QX) = 0 \\ \sum (PX - QR) = 0 \end{cases}$$

Для решения представим нашу схему сети 110 кВ (рисунок 5.4) в виде схемы замещения:

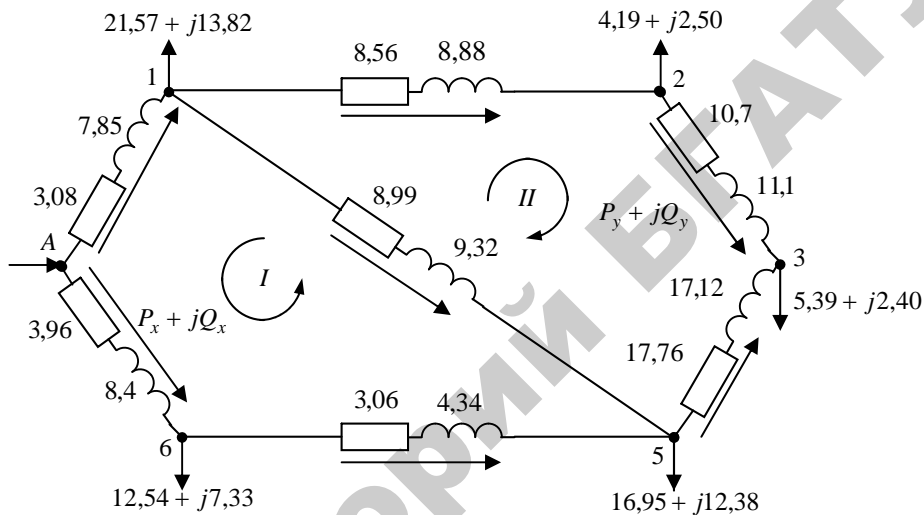


Рисунок 5.4 — Схема замещения сети 110 кВ

Таблица 5.5

Выраженные мощности участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A-6	$P_x + jQ_x$
6-5	$P_x + jQ_x - 12,54 - j7,33$
2-3	$P_y + Q_y$
3-5	$5,39 + j2,40 - P_y - jQ_y$
1-5	$34,88 + j22,11 - P_x - jQ_x - P_y - jQ_y$
1-2	$P_y + jQ_y + 4,19 + j2,50$
A-1	$60,64 + j38,43 - P_x - jQ_x$

Составляем уравнения для первого контура:

$$\begin{aligned}
 & [P_{A6}r_{A6} + P_{65}r_{65} - P_{15}r_{15} - P_{A1}r_{A1}] + [Q_{A6}x_{A6} + Q_{65}x_{65} - Q_{15}x_{15} - Q_{A1}x_{A1}] = \\
 & = [P_x \times 3,96 + (P_x - 12,54)3,06 - (34,88 - P_y - P_x)3,99 - (60,64 - P_x)3,08] + \\
 & + [Q_x \times 8,4 + (Q_x - 7,33)4,34 - (22,11 - Q_y - Q_x)3,32 - (38,43 - Q_x)7,85] = \\
 & = 19,09P_x + 8,99P_y + 29,91Q_x + 9,32Q_y - 1078,27 = 0;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & [P_{A6}x_{A6} + P_{65}x_{65} - P_{15}x_{15} - P_{A1}x_{A1}] + [Q_{A6}r_{A6} + Q_{65}r_{65} - Q_{15}r_{15} - Q_{A1}r_{A1}] = \\
 & = [P_x \times 8,4 + (P_x - 12,54)4,34 - (34,88 - P_y - P_x)3,32 - (60,64 - P_x)7,85] - \\
 & - [Q_x \times 3,96 + (Q_x - 7,33)3,06 - (22,11 - Q_y - Q_x)3,99 - (38,43 - Q_x)3,08] = \\
 & = 29,91P_x + 9,32P_y - 19,09Q_x - 8,99Q_y - 515,97 = 0
 \end{aligned}$$

Составляем уравнения для второго контура:

$$\begin{aligned}
 & [P_{12}r_{12} + P_{23}r_{23} - P_{35}r_{35} - P_{15}r_{15}] + [Q_{12}x_{12} + Q_{23}x_{23} - Q_{35}x_{35} - Q_{15}x_{15}] = \\
 & = [(P_y + 4,19)3,56 + P_y \times 10,7 - (5,39 - P_y)7,12 - (34,88 - P_y - P_x)3,99] + \\
 & + [(Q_y + 2,5)3,88 + Q_y \times 11,1 - (2,4 - Q_y)7,76 - (22,11 - Q_y - Q_x)3,32] = \\
 & = 8,99P_y + 45,37P_y + 9,32Q_x + 45,06Q_y - 596,47 = 0;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & [P_{12}x_{12} + P_{23}x_{23} - P_{35}x_{35} - P_{15}x_{15}] + [Q_{12}r_{12} + Q_{23}r_{23} - Q_{35}r_{35} - Q_{15}r_{15}] = \\
 & = [(P_y + 4,19)3,88 + P_y \times 11,1 - (5,39 - P_y)7,76 - (34,88 - P_y - P_x)3,32] - \\
 & - [(Q_y + 2,5)3,56 + Q_y \times 10,7 - (2,4 - Q_y)7,12 - (22,11 - Q_y - Q_x)3,99] = \\
 & = 9,32P_y + 47,06P_y - 8,99Q_x - 45,37Q_y - 165,14 = 0;
 \end{aligned}$$

$$\begin{cases}
 19,09P_x + 8,99P_y + 29,91Q_x + 9,32Q_y - 1078,27 = 0 \\
 29,91P_x + 9,32P_y - 19,09Q_x - 8,99Q_y - 515,97 = 0 \\
 8,99P_x + 45,37P_y + 9,32Q_x + 45,06Q_y - 596,47 = 0 \\
 9,32P_x + 47,06P_y - 8,99Q_x - 45,37Q_y - 165,14 = 0
 \end{cases}$$

Решив полученную систему, находим:

$$P_x = 27,76; Q_x = 17,09; P_y = 2,65; Q_y = 1,43.$$

Подставляя полученные значения в выраженные мощности участков, производим перерасчет сечений проводов, с учетом сопротивлений выбранных ранее проводов.

Таблица 5.6

Численные значения выражений мощностей участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A-6	$27,76 + j17,09$
6-5	$15,22 + j9,76$
2-3	$2,65 + j1,43$
3-5	$2,74 + j0,97$
1-5	$4,47 + j3,59$
1-2	$6,84 + j3,93$
A-1	$32,88 + j21,34$

Зная мощности участков линий, определяем полную мощность и ток, протекающий по ним, а полученные данные сводим в таблицу 5.7.

Таблица 5.7

Расчетные данные

№ участка	Выраженная мощность	Полная мощность S , $MB \cdot A$	Ток на участке I , A
A-6	$27,76 + j17,09$	32,60	171,11
6-5	$15,22 + j9,76$	18,08	94,90
2-3	$2,65 + j1,43$	3,01	15,75
3-5	$2,74 + j0,97$	2,91	15,27
1-5	$4,47 + j3,59$	5,73	30,07
1-2	$6,84 + j3,93$	7,89	41,41
A-1	$32,88 + j21,34$	39,20	205,75

Согласно пересчитанному току на каждом из участков производим повторный выбор сечений проводов с учетом сопротивлений на данном участке. Следовательно, заполняем повторно таблицу с техническими данными проводов участков линий.

Таблица 5.8

Технические данные проводов участков линии

№ участка (длина l , км)	$F_{расч}$, мм ²	F_n , мм ²	r_0 , Ом/км (при + 20°C)	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-4}$, См/км	q_0 , Мвар/ км	r , Ом	x , Ом	D , мм
А-6 (20)	155,55	150/24	0,198	0,420	0,0270	0,036	3,96	8,4	17,1
6-5 (10)	86,30	95/16	0,306	0,434	0,0261	0,035	3,06	4,34	13,5
2-3 (25)	14,30	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	10,7	11,1	11,4
3-5 (40)	13,88	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	17,12	17,76	11,4
1-5 (21)	27,34	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	8,99	9,32	11,4
1-2 (20)	37,65	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	8,56	8,88	11,4
А-1 (19)	187,05	185/29	0,162	0,413	0,0275	0,037	3,08	7,85	18,8

Определение потокораспределения по участкам с учетом сопротивлений выбранных проводов и потерь мощности

Для определения потери мощности на участках используем формулу:

$$\Delta P + j\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} R + j \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} X,$$

где P, Q — соответственно активная и реактивная составляющие мощности участка линии, взятые из таблицы 5.8, МВт, Мвар;

R, X — соответственно активная и реактивная составляющие сопротивления рассматриваемой линии, Ом.

$$(\Delta P + j\Delta Q)_{A6} = \frac{27,76^2 + 17,09^2}{115^2} 3,96 + j \frac{27,76^2 + 17,09^2}{115^2} 8,4 = 0,32 + j0,68;$$

$$(A-6)_к = 27,76 + j17,09;$$

Тогда мощность в начале участка А-6 будет:

$$(A-6)_н = (A-6)_к + (\Delta P + j\Delta Q)_{A6} = 27,76 + j17,09 + 0,32 + j0,68 = 28,08 + j17,77$$

Для определения мощности в начале участка 6-5 используем 1-й закон Кирхгофа:

$$(6-5)_н = (A-6)_к - ПП6 = 27,76 + j17,09 - 12,54 - j7,33 = 15,24 + j9,76.$$

Аналогичным образом находим мощности в начале и конце каждого из участков, а также потери мощности на данных участках. Полученные данные сводим в таблицу 5.9.

Таблица 5.9

Рассчитанные значения мощностей в начале и в конце линий, потери мощности на участках

№ участка линии	Мощность в начале	Мощность в конце	Потери мощности
A–6	$28,08 + j17,77$	$27,76 + j17,09$	$0,32 + j0,68$
6–5	$15,24 + j9,76$	$15,16 + j9,65$	$0,08 + j0,11$
2–3	$2,66 + j1,44$	$2,65 + j1,43$	$0,01 + j0,01$
3–5	$8,14 + j3,94$	$8,04 + j3,83$	$0,10 + j0,11$
1–5	$10,03 + j6,77$	$9,93 + j6,67$	$0,10 + j0,10$
1–2	$6,89 + j3,98$	$6,85 + j3,94$	$0,04 + j0,04$
A–1	$38,98 + j25,81$	$38,49 + j24,57$	$0,49 + j1,24$

5.3 Задание для самостоятельной работы

В сложной замкнутой сети напряжением 110 кВ, схема которой приведена на рисунке 5.5, требуется найти распределение мощностей без учета потерь мощности, выбрать сечения проводов, найти распределение мощностей с учетом сечения проводов, но без учета потерь мощности, найти распределение мощностей с учетом потерь мощности. Исходные данные принять из таблиц 5.10 и 5.11 согласно варианту. Результаты расчета свести в таблицу.

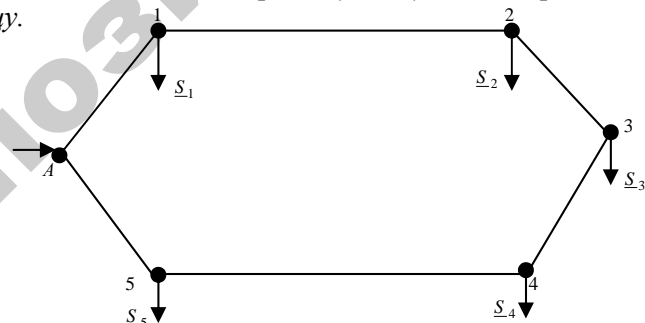


Рисунок 5.5 — Расчетная схема электрической сети к заданию для самостоятельной работы

Таблица 5.10

Исходные данные

Вариант	Величины нагрузок на шинах высшего напряжения ТП Р, МВт; Q, Мвар									
	P_1	Q_1	P_2	Q_2	P_3	Q_3	P_4	Q_4	P_5	Q_5
1	8	3	2	0,9	2	1	1,6	0,8	4	3
2	20	12	12	10	9	4	6	4	12	7
3	17	12	12	8	5	2	14	6	18	10
4	20	10	18	9	13	6	8	5	20	10
5	20	11	14	7	13	6	12	8	22	10
6	13	7	9	3	8	4	12	6	14	6
7	22	8	30	15	13	6	8	5	32	18
8	20	10	14	19	9	6	8	6	9	5
9	19	13	20	12	13	4	12	6	32	20
10	8	6	12	8	5	2	14	6	9	5
11	2	1,2	4,5	2,5	1,8	1,2	5	3	8	6
12	33	12	28	16	12	7	9	3	30	15
13	12	10	8	4	7	5	14	8	12	6
14	14	8	10	5	10	6	14	6	5	2
15	2	1,2	4,5	2,5	1,8	1,2	5	3	12	9
16	5	2,5	4	2,5	2	1,5	8	5	8	3,5
17	19	14	12	10	6	4	7	5	13	9
18	2	1	4	3	1,9	1,2	1,8	0,8	5	2,5
19	13	8	28	16	12	7	9	3	30	15
20	25	15	20	8	14	6	9	6	16	12
21	2,2	0,6	7	4	12	7	9	3	5	2
22	8	3	2	0,9	2	1	8	4	4	3
23	13	7	9	3	8	4	12	6	14	6
24	18	12	12	10	8	5	4	3	11	7
25	12	10	14	7	10	6	14	6	17	10
26	5	2	8	5	2	1	1,8	1,2	7	4
27	8	4	4	3	2	1	1,8	1,2	7	4
28	2	1	4	3	1,9	1,2	1,8	0,8	5	2,5
29	13	7	9	3	8	6	9	6	16	12
30	25	15	20	8	14	6	9	6	16	10

Таблица 5.11

Исходные данные

Вариант	Длина участков линий, км									
	A-1	1-2	2-3	3-4	4-5	A-5	1-3	1-4	A-4	A-3
1	18	11	15	18	6	20	20			
2	20	15	10	14	18	26		21		
3	18	18	16	18	14	24			17	
4	24	22	18	20	22	33				16
5	22	14	16	12	18	24	29			
6	14	15	8	12	10	25		28		
7	33	30	22	19	22	36			26	
8	19	20	16	12	16	22				25
9	24	16	20	18	14	22	24			
10	24	18	12	18	14	25		23		
11	12	10	18	14	20	28			21	
12	30	36	29	21	24	36				20
13	12	15	8	12	10	26	19			
14	30	25	28	16	24	32		18		
15	18	12	18	14	20	28			17	
16	18	12	10	19	14	22				16
17	18	16	18	12	18	18	32			
18	20	8	16	19	14	24		31		
19	28	31	23	20	20	33			30	
20	20	18	14	16	16	20				29
21	22	19	20	24	18	30	28			
22	18	11	15	18	16	20		27		
23	16	15	8	12	10	20			26	
24	10	15	12	10	12	20				25
25	20	16	11	19	20	29	24			
26	20	10	12	17	12	20		23		
27	20	8	16	19	14	24			22	
28	18	18	16	18	14	24				21
29	20	16	11	19	20	29	20			
30	16	15	8	12	10	20		19		

5.4 Вопросы для самоконтроля

1. Электрические сети какой конфигурации относят к сложным замкнутым сетям?
2. В чем состоит сущность расчета сложной замкнутой сети?
3. В чем заключается задача расчета режимов простейших замкнутых сетей?
4. Изложите методику расчета сложнзамкнутой сети с одним источником питания методом контурных уравнений.
5. Что называется однородной сетью?

5.5 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Расчетные схемы и методики расчета режимов сложнзамкнутых сетей.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, схема сети с параметрами установленного режима, результаты расчетов).
4. Выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6

ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПО УСЛОВИЮ УЛУЧШЕНИЯ РЕЖИМОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь выбирать компенсирующие устройства для улучшения режима напряжения. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методики выбора компенсирующих устройств для улучшения режима напряжения в сети.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. От каких параметров зависит режим напряжения в узле подключения нагрузки электрической сети?
2. Что называется потерей и падением напряжения?
3. Какие виды компенсирующих устройств вы знаете?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Выполнить задание для самостоятельной работы.
3. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

6.1 Теоретические положения

В соответствии с ГОСТ 13109-97, установившееся отклонение напряжения на выводах электроприемников **в нормальном режиме** не должно выходить за пределы $(-5\% \dots +5\%) U_n$, а **в послеаварийном режиме** $(-10\% \dots +10\%) U_n$. Требуемые отклонения напряжения на выводах электроприемников и заданные уровни напряжения в узлах электрической сети обеспечиваются за счет регулирования напряжения.

Установившееся отклонение напряжения на выводах электроприемников определяется по выражению

$$\delta U_y = \frac{U - U_H}{U_H} \cdot 100\% .$$

Рассмотрим принцип регулирования напряжения в электрической сети на примере схемы замещения распределительной сети с нагрузкой, сосредоточенной в конце (рисунок 6.1, а).

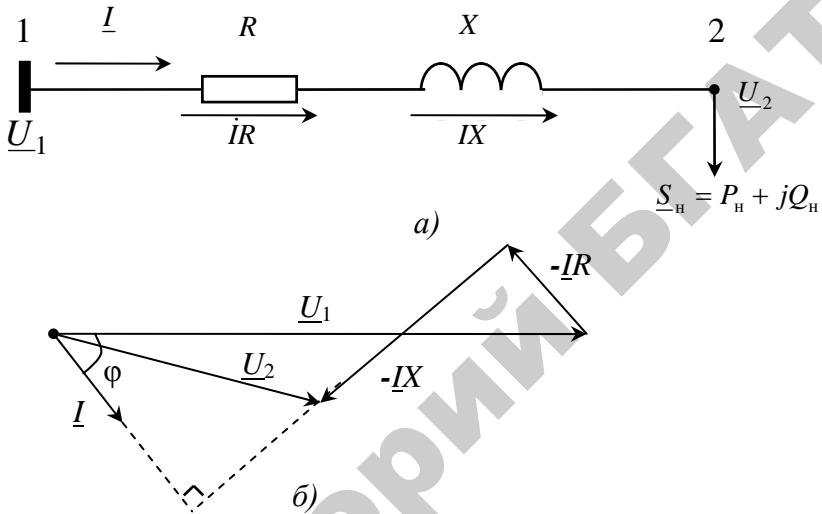


Рисунок 6.1 — Схема замещения (а) и векторная диаграмма (б) сети

По 2-му Закону Кирхгофа для данной схемы можно записать:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \underline{I}R - \underline{I}X .$$

Векторная диаграмма сети будет иметь вид представленный на рисунке 6.1, б.

Падение и потеря напряжения в сети через параметры нагрузки определяются по выражениям:

- падение напряжения

$$\Delta \underline{U}_{12} = \left(\frac{P_H R + Q_H X}{U_2} \right) + j \left(\frac{P_H X - Q_H R}{U_2} \right) = \Delta U_{12} + j \delta U_{12} ;$$

- потеря напряжения (в приближении равная продольной составляющей падения напряжения)

$$\Delta U_{12} = \frac{P_n R + Q_n X}{U_2} = \frac{P_n R}{U_2} + \frac{Q_n X}{U_2} = \Delta U_p + \Delta U_q,$$

где ΔU_p – доля потери напряжения, обусловленная передачей **активной** мощности;

ΔU_q – доля потери напряжения, обусловленная передачей **реактивной** мощности.

Из приведенных выражений следует, что при изменении активной P_n и реактивной Q_n составляющих нагрузки в течение суток, изменяются падение и потеря напряжения на участке сети. Поэтому даже при неизменном напряжении источника питания ($U_1 = const$) напряжение у потребителя $U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$ будет постоянно изменяться в соответствии с изменением нагрузки.

Различают 2 принципа регулирования напряжения – **централизованное (системное)** и **местное**.

Централизованное и местное регулирование напряжения может быть реализовано **следующими способами и техническими средствами**:

- генераторами электростанций;
- трансформаторами и автотрансформаторами подстанций;
- вольтдобавочными трансформаторами;
- линейными регуляторами;
- изменением потоков реактивной мощности в сети;
- изменением сопротивления сети;
- местными регуляторами напряжения.

Рассмотрим подробнее регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности.

Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности

Регулирование напряжения в электрической сети изменением потоков реактивной мощности осуществляется **путем включения в узлах нагрузки компенсирующих устройств**. Такой способ регулирования также называют **поперечной емкостной компенсацией**. Рассмотрим данный способ на примере простейшей схемы сети (рисунки 6.2):

Потеря напряжения в линии с нагрузкой $\underline{S}_{12} = (\underline{S}_n = P_n + jQ_n)$ до **включения компенсирующего устройства** равна

$$\Delta U_{12} = \frac{P_n R + Q_n X}{U_2}.$$

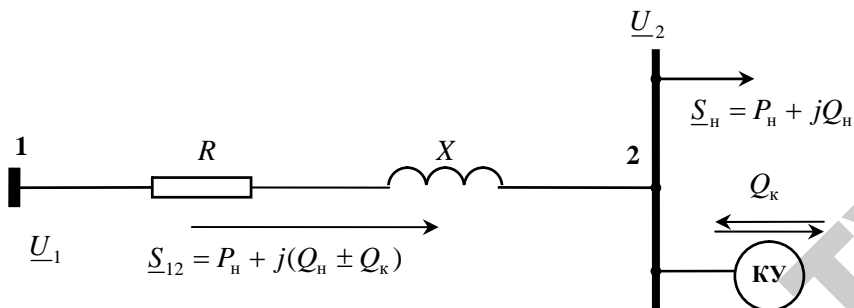


Рисунок 6.2 — Схема сети с поперечной компенсацией

Из данной формулы следует, что потерю напряжения в линии можно изменять, **изменяя величины передаваемой активной и реактивной мощности**. Изменение величины передаваемой активной мощности, как правило, невозможно, так как это приведет к насильственному изменению режима работы потребителей. В отличие от активной мощности, величину реактивной мощности можно изменить путем включения в узле нагрузки компенсирующего устройства (КУ) реактивной мощностью Q_k .

В этом случае по линии будет передаваться мощность $\underline{S}_{12} = P_H + j(Q_H \pm Q_K)$ и потеря напряжения составит:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_H R + (Q_H \pm Q_K) X}{U_2}.$$

Изменяя мощность КУ Q_k можно изменять потерю напряжения в сети и таким образом регулировать напряжение.

Причем КУ может использоваться как в режиме выдачи реактивной мощности (знак «минус»), так и в режиме потребления реактивной мощности (знак «плюс»).

Векторные диаграммы сети с поперечной компенсацией имеют следующий вид:

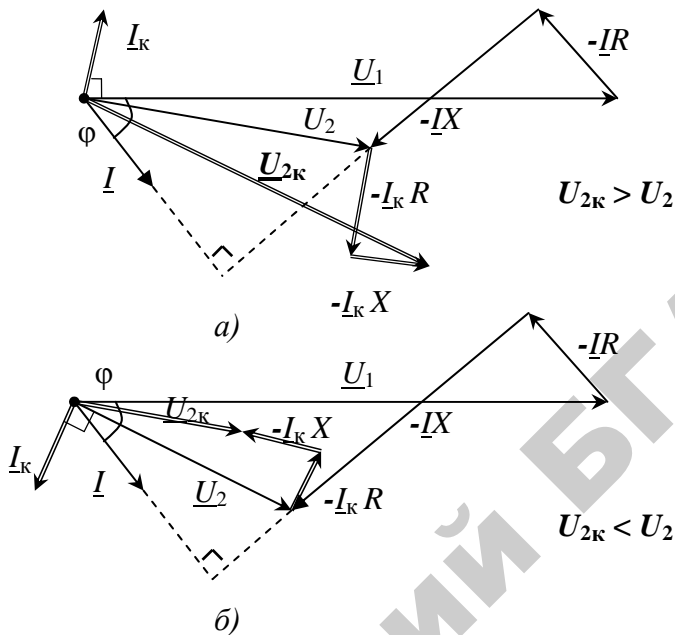


Рисунок 6.3 — Векторные диаграммы при поперечной компенсации:
 а — КУ работает в режиме *выдачи* реактивной мощности;
 б — КУ работает в режиме *потребления* реактивной мощно-

Данный способ регулирования напряжения особенно эффективен в электрических сетях, где $X \gg R$. При этом, чем ближе КУ расположены к потребителям, тем эффективнее регулирование.

Регулирующий эффект при поперечной компенсации определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{пер}} = I_{\text{к}} X = \frac{Q_{\text{к}}}{\sqrt{3} U_2} X .$$

Исходя из данного выражения, можно определить требуемую мощность КУ для получения заданного регулирующего эффекта

$$Q_{\text{к}} = \frac{\sqrt{3} U_2 \Delta U_{\text{пер}}}{X} .$$

Регулирование напряжения изменением сопротивления сети

Регулирование напряжения последовательным включением конденсаторов в сеть (*продольную емкостную компенсацию*) рассмотрим на примере схемы (рисунки 6.4)

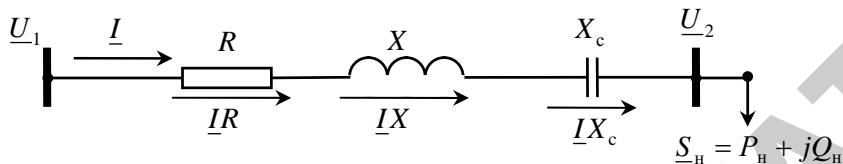


Рисунок 6.4 — Схема сети с продольной компенсацией

Как было отмечено ранее, потеря напряжения в линии без компенсации с нагрузкой в конце $\underline{S}_n = P_n + jQ_n$ равна:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_n R + Q_n X}{U_2}$$

Из данной формулы видно, что потерю напряжения в линии также можно изменить, изменяя величины активного R и индуктивного X сопротивлений. Активное сопротивление линии R в первую очередь зависит от сечения проводов, которое выбирается исходя из экономических соображений. Реактивное же сопротивление линии X можно изменить путем включения в сеть устройства продольной компенсации (*в частности батареи конденсаторов*) емкостным сопротивлением X_c . Тогда потеря напряжения в линии составит:

$$\Delta U_{12} = \frac{P R + Q (X - X_c)}{U_2}$$

Векторная диаграмма сети с продольной компенсацией имеет следующий вид:

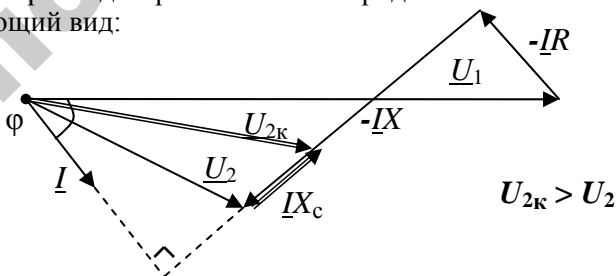


Рисунок 6.5 — Векторная диаграмма при продольной компенсации

Главным **достоинством** данного способа регулирования является мгновенное, непрерывное и автоматическое действие, что особенно важно при наличии колебаний напряжения в сети.

Эффективность продольной компенсации повышается при больших реактивных сопротивлениях линий электропередачи и низких значениях коэффициентов мощности нагрузки.

Регулирующий эффект определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{пер}} = I_{\text{p}} X_{\text{c}} = \frac{Q_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_2} X_{\text{c}}.$$

Исходя из данного выражения, можно определить требуемое емкостное сопротивление батареи конденсаторов для получения заданного регулирующего эффекта:

$$X_{\text{c}} = \frac{\sqrt{3} U_2 \Delta U_{\text{пер}}}{Q_{\text{н}}}.$$

6.2 Задание для самостоятельной работы

Задана электрическая сеть с номинальным напряжением 10 кВ и с фиксированным коэффициентом трансформации 10/0,4 кВ трансформатора ТМ-1000/10 (рисунок 6.6). Исходные параметры принять для заданного преподавателем варианта из таблицы 6.1. Сопротивления линии и трансформатора приведены в приложениях. Требуется определить мощность батареи конденсаторов, которую необходимо установить на шинах 0,38 кВ подстанции для повышения напряжения в этой точке сети на 5%. Напряжение в точке питания равно $U_1 = 10,5$ кВ. Расчеты выполнить без учета статических характеристик и с учетом статической характеристики $Q = f(U)$, приняв ее в виде

$$Q = Q_{\text{ном}} \left(5,4 - 10,6 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + 6,4 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right)$$

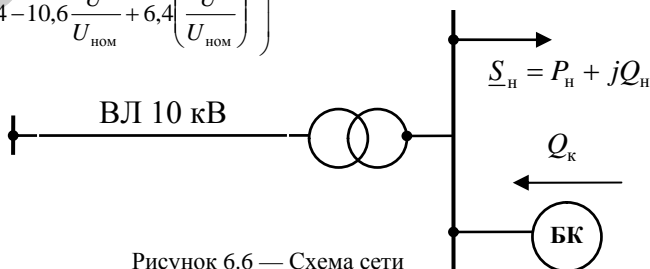


Рисунок 6.6 — Схема сети

Таблица 6.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	Параметры сети		Нагрузка $P + jQ, \text{МВ}\cdot\text{А}$
	марка провода	длина, км	
1	A70	14	0,3+j0,2
2	A35	15	0,9+j0,5
3	A70	16	0,9+j0,6
4	A35	15	0,7+j0,4
5	A25	16	0,8+j0,5
6	A95	17	0,8+j0,6
7	A70	18	0,8+j0,7
8	A95	20	0,6+j0,5
9	A95	21	0,8+j0,4
10	A50	22	0,9+j0,4
11	A35	19	0,7+j0,4
12	A35	18	0,7+j0,5
13	A95	17	0,7+j0,6
14	A50	16	0,8+j0,6
15	A70	18	0,7+j0,5
16	A95	17	0,6+j0,6
17	A70	15	0,6+j0,2
18	A95	14	0,6+j0,3
19	A35	13	0,9+j0,5
20	A50	17	0,9+j0,4
21	A50	16	0,7+j0,5
22	A70	12	0,7+j0,6
23	A95	13	0,7+j0,5
24	A95	15	0,6+j0,4
25	A35	18	0,5+j0,3
26	A35	16	0,5+j0,2
27	A70	17	0,5+j0,1
28	A50	18	0,8+j0,4
29	A70	20	0,9+j0,1
30	A95	11	1,0+j0,7

6.3 Вопросы для самоконтроля

1. Какое установившееся отклонение напряжения на выводах электроприемников в нормальном и послеаварийном режиме допускается ГОСТом?
2. Нарисуйте векторную диаграмму для распределительной сети с нагрузкой сосредоточенной в конце линии?
3. Как определяется падение напряжения в линии?
4. Как определяется потеря напряжения в линии?
5. Какие способы и технические средства регулирования напряжения вы знаете?
6. Что называется поперечной компенсацией реактивной мощности? Приведите векторную диаграмму сети с поперечной компенсацией.
7. Достоинства и недостатки поперечной компенсацией реактивной мощности?
8. Что называется продольной компенсацией реактивной мощности? Приведите векторную диаграмму сети с продольной компенсацией.
7. Достоинства и недостатки продольной компенсации реактивной мощности?

6.4 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Расчетные схемы и методики выбора компенсирующих устройств по условию улучшения режимов напряжения.
3. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, результаты расчетов).
4. Выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7

МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

Мотивационная характеристика темы

Для решения основных задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов, в практической работе инженера-электрика необходимо знать и уметь применять методы механического расчета воздушных линий электропередачи. Поэтому тема занятий актуальна для будущей работы инженера.

Цель занятия

Изучить методы механического расчета воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ.

Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Из каких конструктивных элементов состоит воздушная линия электропередачи?
2. Что называется механическим напряжением, модулем упругости, тяжестью, стрелой провеса?

План занятия

1. Изучить основные теоретические положения.
2. Ознакомиться с примерами решения задач.
3. Выполнить задание для самостоятельной работы.
4. Дать ответы на контрольные вопросы.

Методические указания к самостоятельной работе студента

7.1 Теоретические положения

7.1.1 Исходные положения и задачи расчета

Проектирование конкретной линии электропередачи ведется на основании разработанной схемы развития электрической системы. В задании на проектирование указываются пункты начала и конца линии, номинальное напряжение, число цепей, марка проводов, материал опор. На основании предварительных изысканий трассы для рабочего проектирования линии устанавливаются также расчетные климатические условия: толщина стенки гололеда, максимальная скорость ветра, высшая, низшая и среднегодовая температуры.

Воздушные линии сооружаются преимущественно на унифицированных опорах, при этом нет необходимости для каждой проектируемой линии разрабатывать конструкции опор. Поэтому при проектировании должны решаться следующие вопросы: рациональный выбор и применение унифицированных опор, прочностный расчет проводов и тросов в нормальных и аварийных режимах, расстановка опор по профилю трассы линии.

В механический расчет воздушных линий электропередачи входят:

- расчет опор и их фундаментов;
- расчет проводов и грозозащитных тросов.

Задача механического расчета проводов и тросов состоит в обеспечении механической прочности и габаритов для следующих условий:

1) нормального режима работы ВЛ, под которым понимается состояние ВЛ при необорванных проводах и тросах;

2) аварийного режима работы, который характеризуется оборванными одним или несколькими проводами или тросами. При этом проверяются тяжения и стрелы провеса в пролетах, смежных с аварийным;

3) монтажного режима, характеризующегося состоянием в условиях монтажа опор, проводов и тросов;

4) режимов работы ВЛ, связанных с возможными приближениями проводов к элементам опор и сооружений по рабочему напряжению, возможными внутренними и атмосферными перенапряжениями.

Расчет производится в следующей последовательности:

1. Выбор материалов и конструкций проводов, тросов и поддерживающих зажимов.

2. Выбор схемы размещения проводов и тросов на опорах.

3. Выбор материалов опор и основного типа опор для ВЛ.

4. Выбор расчетного пролета линии.

5. Определение напряжений в материале и стрел провеса проводов и тросов в нормальном режиме работы (систематический расчет), в том числе для наихудших условий.

6. Определение тяжений по проводам и тросам при обрыве части из них.

7. Расчет переходов через инженерные сооружения в нормальном и аварийном режимах.

8. Расчет габаритов провода до элементов опоры, зданий и сооружений под воздействием ветра.

9. Расчет габаритов между проводами и тросами по условиям грозозащиты.

10. Расстановка опор по трассе ВЛ.

11. Расчет монтажных стрел провеса (монтажных кривых).

В соответствии с ПУЭ, механический расчет проводов и тросов производится по методу допустимых напряжений. В его основу положены нормируемые допустимые напряжения в материале провода при различных условиях с учетом возможных деформаций провода (троса) при его растяжении.

На воздушных линиях могут встретиться пролеты различной длины, что обусловлено рельефом местности, наличием различных преград и пересекаемых инженерных сооружений и пр. Поэтому по известным исходным данным применительно ко всем необходимым расчетным режимам работы линии заранее выполняют расчет провода заданной марки для всего диапазона длин пролетов, которые могут получиться на данной линии, называемый систематическим расчетом. Он дает информацию о механическом напряжении в проводе и стрелах провеса при решении различных задач, возникающих в процессе проектирования механической части линии.

Систематический расчет проводов выполняют в такой последовательности:

1. Определяют удельные нагрузки, действующие на провода.
2. Вычисляют критические значения длины пролетов.
3. Находят напряжение в проводе при различных расчетных режимах (расчетных сочетаниях климатических условий).
4. Определяют стрелы провеса провода для выбранных расчетных режимов.
5. Составляют по результатам расчетов сводные таблицы и кривые в виде зависимостей напряжения в проводе и стрелы провеса от длины пролета.

7.1.2 Климатические условия и их нормирование

Функционирование воздушных линий электропередачи происходит в условиях воздействия на них окружающей температуры, ветра, гололеда, образующегося на проводах и тросах, грозových явлений.

Величина температуры воздуха оказывает прямое влияние на степень натяжения и провисания проводов и тросов. При этом наибольшее значение имеют высшая, низшая и среднегодовая температуры. Кроме того, на работу ВЛ влияет температура, при которой происходит процесс образования гололеда. Ветер оказывает давление на провода, тросы и опоры. Возникающая поперечная нагрузка на провода и тросы увеличивает их натяжение.

Обычно максимальная скорость ветра не совпадает во времени ни с низшей температурой, ни с процессами образования гололеда. Это обстоятельство учитывается при выборе расчетных сочетаний климатических условий.

При проектировании конкретной ВЛ выбор расчетных климатических условий производится в соответствии с картами климатического районирования, которые предполагают разделение всей территории СНГ на семь районов по ветру (от I до VII) и пять районов по гололеду (от I до IV и особого). Каждый район по ветру характеризуется скоростным напором ветра (скоростью ветра) на высоте 10 м от земли, а по гололеду — толщиной стенки гололеда в зависимости от срока их повторяемости (Приложение 3).

Повторяемость максимальной скорости ветра и наибольшей толщины гололеда принимают в зависимости от важности ВЛ, которая в данном случае характеризуется номинальным напряжением, т. е. при более высоком напряжении учитываются менее вероятные значения скорости ветра и толщины гололеда. В соответствии с ПУЭ, максимальные нормативные скорость ветра и толщину гололедно-изморозевых отложений определяют исходя из их повторяемости: для ВЛ 500 кВ и выше — 1 раз в 15 лет, для ВЛ 6-330 кВ — 1 раз в 10 лет, для ВЛ 3 кВ и ниже — 1 раз в 5 лет.

Расчеты и проектирование ВЛ ведут по расчетным сочетаниям климатических условий, которые составлены на основе наиболее вероятного одновременного появления определенной скорости ветра, гололеда и определенной температуры. В ПУЭ сочетания климатических условий задаются для расчетов нормального, аварийного, монтажного режимов, а также для расчетов приближений токоведущих частей к элементам опор ВЛ и сооружений. Основные расчетные сочетания климатических условий приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Основные расчетные сочетания климатических условий

Номер расчетного режима	Режим работы ВЛ	Температура, °С	Ветровая нагрузка		Гололед
			Скоростной напор ветра, Па	Скорость ветра, м/с	
1	Нормальный	Высшая	0	0	Отсутствует
2		Низшая	0	0	Отсутствует
3		Среднегодовая	0	0	Отсутствует
4		-5	0	0	Имеется
5		-5	$q_{нб}$	$V_{нб}$	Отсутствует
6		-5	$0,25q_{нб}$	$0,25V_{нб}$	Имеется
7	Нормальный для расчета	-5	$q_{нб}$	$V_{нб}$	Отсутствует
8	приближенный токоведущих частей к элементам опор ВЛ и сооружений	+15	$0,1q_{нб}$	$0,3V_{нб}$	Отсутствует
9		-15	0	0	Отсутствует
10	Аварийный	Среднегодовая	0	0	Отсутствует
11		Низшая	0	0	Отсутствует
12		-5	0	0	Имеется
13	Режим монтажа	-15	62,5	10	Отсутствует

7.1.3 Определение удельных нагрузок на провода и тросы

Провода и тросы воздушных линий испытывают действие нагрузок — *вертикальных* (вес провода и гололеда) и *горизонтальных* (давление ветра). В результате этого в металле возникают растягивающие напряжения.

При расчетах удобно пользоваться удельными (приведенными) нагрузками, которые относятся к 1 м длины линии и 1 мм² сечения провода (троса). Удельные нагрузки рассчитывают исходя из условия, что нагрузка по длине провода в пролете распределяется равномерно и порывы ветра отсутствуют.

Нагрузка от собственного веса провода вычисляется в зависимости от материала провода и его конструкции

$$\gamma_1 = \frac{G_0 g}{F}, \quad (7.1)$$

где G_0 — масса провода (Приложение 3);

g — ускорение свободного падения;

F — суммарная площадь поперечного сечения всех проволок провода или троса.

Нагрузку от веса гололеда определяют исходя из условия, что гололедные отложения имеют цилиндрическую форму плотностью $g_0 = 0,9 \text{ г/см}^3$:

$$\gamma_2 = \frac{\pi b(d+b)g_0 g}{F}, \quad (7.2)$$

где d — диаметр провода;

b — толщина стенки гололеда, принимаемая в зависимости от климатического района по гололеду и номинального напряжения линии (Приложение 3).

Нагрузка от собственного веса провода и гололеда направлена вертикально и определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \quad (7.3)$$

Нагрузка от давления ветра при отсутствии гололеда рассчитывается согласно выражению

$$\gamma_4 = \frac{\alpha C_x d q \sin \varphi}{F} \quad (7.4)$$

где φ — угол между направлением ветра и проводами линий, в расчетах принимается равным 90° ;

q — скоростной напор ветра (Приложение 3);

C_x — аэродинамический коэффициент, равный 1,1 для проводов и тросов диаметром 20 мм и более, не покрытых гололедом, и 1,2 — для не покрытых гололедом проводов и тросов диаметром менее 20 мм, а также для всех проводов и тросов, покрытых гололедом;

α — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, находится в пределах 1,0...0,7.

Нагрузка от давления ветра при наличии гололеда рассчитывается аналогично, но с учетом увеличения площади боковой поверхности провода из-за гололеда

$$\gamma_5 = \frac{\alpha C_x (d + 2b) q \sin \varphi}{F}. \quad (7.5)$$

Суммарная нагрузка от собственного веса проводов и давления ветра (при отсутствии гололеда) составляет

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}. \quad (7.6)$$

Суммарная нагрузка от собственного веса провода, гололеда и давления ветра равна

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_4^2}. \quad (7.7)$$

Следует заметить, что удельные нагрузки определяются и вводятся в расчеты не произвольно, а для определенных технически обоснованных расчетных сочетаний климатических условий (таблица 7.1). Например, нагрузку γ_7 вычисляют не при максимальной скорости ветра и гололеде, а при гололеде и скоростном напоре ветра $0,25q_{нб}$.

Данные для расчета удельных нагрузок приведены в ПУЭ.

7.1.4 Основные уравнения, характеризующие состояние провода в полете

Механическое напряжение в проводах при изменяющихся атмосферных условиях для пролетов нормальной длины с точками подвеса провода на одной отметке, т.е. при $h=0$, а также при разности высот подвеса, не превышающей 15% длины пролета, определяется из уравнения состояния провода по формуле:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2}{24\sigma^2 \beta} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\sigma_m^2 \beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m), \quad (7.8)$$

где σ — напряжение в проводе для искомого (неизвестного) режима (состояния) провода, $\text{даН}/\text{мм}^2$;

γ — удельная нагрузка для искомого режима провода, $\text{даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$;

t — температура для искомого режима провода, $^{\circ}\text{C}$;

l — длина расчетного пролета, м ;

σ_m, γ_m, t_m — соответственно напряжение в проводе, удельная нагрузка и температура в исходном (известном) режиме провода;

α — температурный коэффициент линейного расширения провода, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

β — коэффициент упругого удлинения, $\frac{\text{мм}^2}{\text{даН}}$; $\frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$,

где E — модуль упругости провода, $\frac{daH}{мм^2}$.

Уравнение состояния провода в пролете позволяет при известных данных t_m , γ_m , σ_m найти напряжение σ в проводе для других условий t и γ . В качестве известного обычно выступает один режим, соответствующий какому-то расчетному сочетанию климатических условий.

7.1.5 Критические пролеты и их использование в расчете проводов

Для каждой марки провода существует предел прочности, превышение которого вызывает необратимые изменения его механических свойств. У проводов и тросов воздушных линий должен быть определен запас механической прочности. При выборе его величины следует считаться с возможными погрешностями исходных данных (температуры и нагрузок), другими допущениями. Поэтому приходится принимать значительный запас прочности.

Действующие ПУЭ задают запас прочности в виде допустимых напряжений в проводах в процентах от предела прочности провода $\sigma_{пр}$ для следующих условий:

- а) наибольшей внешней нагрузки;
- б) низшей температуры при отсутствии внешних нагрузок;
- в) среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

Ограничения напряжений при наибольшей нагрузке σ_T и низшей температуре σ необходимы для проверки провода на статическое растяжение при наиболее тяжелых режимах. Эти ограничения могут оказаться недостаточными при возникающих из-за вибрации проводов динамических нагрузках, которые приводят к уменьшению прочности провода в местах его закрепления. Поэтому при расчете проводов необходимо вводить также ограничение по среднеэксплуатационному напряжению σ_3 . Заметим, что в результате ограничения напряжение уменьшается, хотя полностью не исключается вредное влияние вибрации. Поэтому должны также проводиться расчеты для проверки необходимости установки дополнительных средств защиты от вибрации.

Таблица 7.2

Допустимые механические напряжения в проводах и тросах

Провода и тросы	Допустимое напряжение от предела прочности при растяжении, %		Предел прочности, Н/мм
	при наибольшей нагрузке и низшей температуре	при среднегодовой температуре	
Алюминиевые провода А, АКП	35...45	30	150...160
Сталеалюминиевые провода АС, АСКС, АСКП, АСК	35...45	30	240...330*
Стальные провода ПС	50	35	620
Тросы ТК	50	35	1200

* Меньшие значения предела прочности соответствуют большим значениям отношения сечения алюминиевой части к сечению стальной части провода.

Возможные соотношения длин критических пролетов отражены в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Соотношения пролетов и соответствующие им расчетные критические пролеты

Соотношение пролетов	Исходные напряжения	Расчетный критический пролет	Соотношение расчетного и критических пролетов	Исходные расчетные условия
$l_{1k} < l_{2k} < l_{3k}$	$\sigma_{-}, \sigma_{\vartheta}, \sigma_{\Gamma}$	l_{1k} и l_{3k}	$l < l_{1k}$	Низшая температура
			$l_{1k} < l < l_{3k}$	Среднегодовая температура
			$l > l_{3k}$	Наибольшая нагрузка
$l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$	$\sigma_{-}, \sigma_{\Gamma}$	l_{2k}	$l < l_{2k}$	Низшая температура
			$l > l_{2k}$	Наибольшая нагрузка
l_{1k} мнимый $l_{3k} > l_{2k}$	$\sigma_{\vartheta}, \sigma_{\Gamma}$	l_{3k}	$l < l_{3k}$	Среднегодовая температура
			$l > l_{3k}$	Наибольшая нагрузка
l_{3k} мнимый $l_{1k} < l_{2k}$	$\sigma_{-}, \sigma_{\vartheta}$	l_{1k}	$l < l_{1k}$	Низшая температура
			$l > l_{1k}$	Среднегодовая температура
l_{1k} и l_{3k} мнимые	σ_{ϑ}	—	Любые l	Среднегодовая температура

Первый критический пролет — это пролет такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой темпе-

ратуры равно допустимому при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре σ_- .

Второй критический пролет — это пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке σ_r , а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре σ_- .

Третий критический пролет — это пролет, при котором напряжение в проводе при среднегодовой температуре достигает допустимого при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме максимальной нагрузки равно допустимому при максимальной нагрузке σ_r .

Формулы для определения критических пролетов могут быть получены из уравнения состояния провода.

Формулы для определения критических пролетов при $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_{\max}$ имеют вид:

$$l_{1k} = \frac{2\sigma_3}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\beta(\sigma_3 - \sigma_{\max}) + \alpha(t_3 - t_-))}{1 - (\sigma_3/\sigma_{\max})^2}}, \quad (7.9)$$

$$l_{2k} = \frac{2\sigma_{\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6\alpha(t_r - t_-)}{(\gamma_r/\gamma_1)^2 - 1}}, \quad (7.10)$$

$$l_{3k} = \frac{2\sigma_{\max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\beta(\sigma_{\max} - \sigma_3) + \alpha(t_r - t_3))}{(\gamma_r/\gamma_1)^2 - (\sigma_{\max}/\sigma_3)^2}}, \quad (7.11)$$

где t_r, t_-, t_3 — соответственно температура в режиме максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур;

γ_r — удельная нагрузка в режиме максимальной нагрузки.

Необходимые данные для расчета критических пролетов приведены в ПУЭ.

7.1.6 Систематический расчет проводов и тросов

Цель систематического расчета заключается в построении зависимостей изменения напряжения в проводе от длины пролета $\sigma = \varphi(l)$ и стрелы провеса от длины пролета $f = \varphi(l)$. Эти зависимости находят для определенных расчетных сочетаний климатических условий (таблица 7.1). Поясним назначение каждого из них.

Расчетные режимы 1...6 необходимы для проверки работы линии в нормальных условиях (при необорванных проводах и тросах), режим 13 применяют для проверки линии по условиям монтажа.

Чтобы проверить расстояния от токоведущих частей до эле-

ментов опор на допустимость, используют режимы 7 (при рабочем напряжении), 8 (при грозových и внутренних перенапряжениях) и 9 (для обеспечения безопасного подъема на опору под напряжением).

Сочетания климатических условий, соответствующие расчетным режимам 1 и 4, необходимы для нахождения максимальной вертикальной стрелы провеса, которая может возникнуть при высшей температуре, либо когда провода и тросы нагружены гололедом. Режим 2 используется для проверки проводов по допустимому напряжению в условиях низшей температуры, а также для определения минимальной стрелы провеса, которая нужна для вычисления габаритов при пересечении с инженерными сооружениями и для других целей. По расчетному режиму 3 контролируют напряжение в средних эксплуатационных условиях, чтобы оно не превышало допустимого при среднегодовой температуре. Режимы 5 или 6 позволяют определить максимальную внешнюю нагрузку на провода. По выбранному режиму производится проверка на допустимое напряжение при максимальных нагрузках. Режимы 5, 6 используют также для нахождения косых (наклонных) стрел провеса провода и тросов (при воздействии ветра).

Зависимости $\sigma = \varphi(l)$ и $f = \varphi(l)$ для каждого расчетного сочетания климатических условий строятся по 8...10 точкам. Значения наибольшего и наименьшего пролетов принимаются в зависимости от высоты принятого типа опор, заданных климатических условий (гололеда и ветра), марки провода и должны охватывать все длины пролетов, которые могут встретиться на проектируемой линии (для линий 35–220 кВ они находятся в пределах 70...400 м). Промежуточные значения пролетов принимаются через 30...50 м. В число промежуточных точек следует включать длины критических пролетов. Исходные расчетные условия выбираются в зависимости от соотношения критических пролетов (таблица 7.2).

Например, при соотношении критических пролетов $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$ для точек, соответствующих пролетам $l < l_{2k}$, за исходный принимают режим низших температур 2, а для пролетов $l > l_{2k}$ — режим максимальных нагрузок 5 или 6.

Напряжение в проводе определяется из уравнения состояния провода (7.8). Для этого вместо значений с индексом m подставляют значения для соответствующего исходного режима, а вместо γ и t — значения режима, для которого необходимо найти напряжение в проводе. Стрела провеса, m , для каждого из сочетаний климатических условий определяется по формуле:

$$f = \frac{l^2 \gamma}{8\sigma}. \quad (7.12)$$

Результаты расчетов сводят в таблицы и по ним вычерчивают соответствующие графики. На рисунке 7.1 в качестве примера представлен вид некоторых графиков. Цифрами обозначены номера расчетных сочетаний климатических условий.

Массовые систематические расчеты выполняются на ЭВМ.

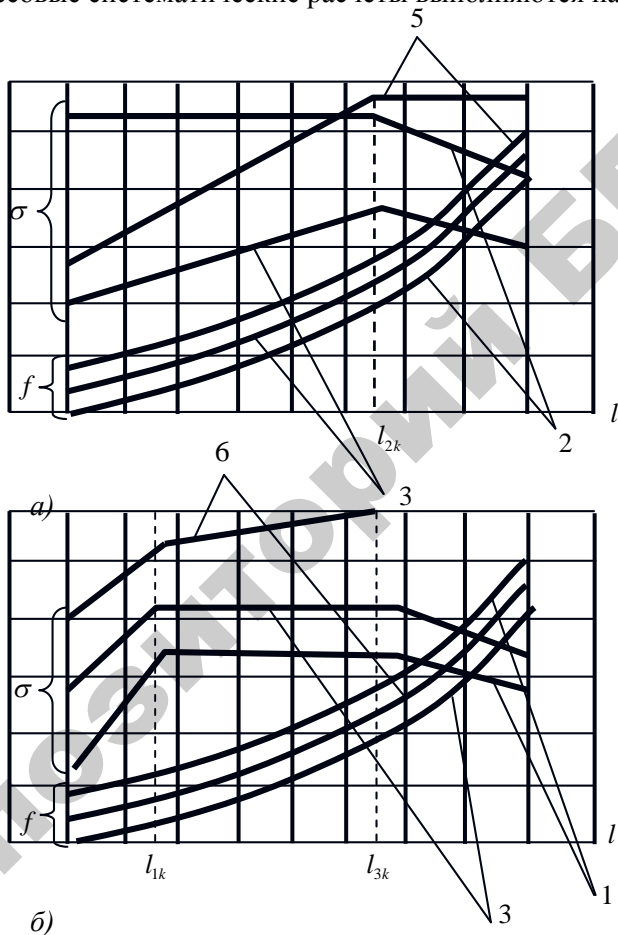


Рисунок 7.1. — Пример результатов систематического расчета проводов:
 а — при $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$; б — при $l_{1k} < l_{2k} < l_{3k}$

7.1.7 Расчет монтажных стрел провеса

Поскольку монтаж провода может выполняться в широком диапазоне температур окружающего воздуха, важно правильно выбрать соответствующие стрелы провеса в реальных условиях.

Если стрела провеса будет занижена по сравнению с расчетной, то в режиме низших температур напряжение может превысить допустимое. При завышении стрелы провеса в режиме высших температур или при гололеде могут нарушаться габариты до земли и пересекаемых сооружений.

При монтаже провода достаточно осуществлять контроль за стрелами провеса в двух пролетах анкерного участка. Поэтому монтажные стрелы провеса обычно строят для двух пролетов каждого анкерного участка, являющихся вторыми по счету от ликерных опор, или для ровного участка трассы.

Расчет монтажных стрел провеса выполняют в следующем порядке:

1) определяют приведенные пролеты l_{np} для всех анкерных участков;
2) устанавливают соотношение между пролетами приведенным и критическим, по которому принимают один из трех исходных режимов, ограничивающих допустимые напряжения провода;

3) находят напряжение провода для данного приведенного пролета анкерного участка при различных температурах, используя уравнение состояния провода (7.8). Для этого в правую часть уравнения подставляют параметры принятого режима, ограничивающего допустимое напряжение провода, а в левую — удельную нагрузку от собственного веса провода (так как монтаж проводов ведется при отсутствии гололеда и сильного ветра). Значения температур задаются от +30 до -30°C через каждые 10°C;

4) намечают пролеты, для которых надо рассчитать монтажные стрелы провеса;

5) определяют для каждого из них стрелы провеса $f = \gamma_1 l^2 / (8\sigma_{np})$. Здесь l — длина пролета; σ_{np} — напряжение провода в приведенном пролете, полученное из уравнения состояния провода для различных температур;

6) определяют тяжение провода $T = \sigma_{np} F$.

Результаты расчетов сводят в монтажные таблицы, по которым строят монтажные кривые $f = \varphi(t)$ и $T = \varphi(t)$ (рисунок 7.2).

$$\gamma_4 = \frac{0,7 \times 1,1 \times 21,6 \times 10^{-3} \times 80}{275,7} \sin 90 = 48 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,7 \times 1,2(21,6 + 2 \times 15)10^{-3} \times 0,25 \times 80}{275,7} \sin 90 = 31 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

$$\gamma_6 = 10^{-3} \sqrt{3,2^2 + 4,8^2} = 58 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

$$\gamma_7 = 10^{-3} \sqrt{8,7^2 + 3,1^2} = 92 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

По ПУЭ или приложению 3 находим: модуль упругости $E = 77 \times 10^3 \text{ Н}/\text{мм}^2$; температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha = 19,877 \times 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; предел прочности при растяжении $\sigma_{np} = 270 \text{ Н}/\text{мм}^2$; допустимые напряжения при наибольшей нагрузке и низшей температуре $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_{\max} = 0,45\sigma_{np}$ и при средне-годовой температуре $\sigma_s = 0,3\sigma_{np}$. Удельные нагрузки принимаем $\gamma_r = \gamma = 92 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$; $\gamma_1 = 32 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$. Полное сечение провода $F = 275,7 \text{ мм}^2$.

Определяем допустимые напряжения:

$$\sigma_r = \sigma_- = \sigma_{\max} = 0,45 \times 270 = 121,5 \text{ Н}/\text{мм}^2; \sigma_s = 0,3 \times 270 = 81 \text{ Н}/\text{мм}^2.$$

Вычислим критические пролеты:

$$l_{1k} = \frac{2 \times 81}{32 \times 10^{-3}} \sqrt{\frac{6(1/77 \times 10^{-3})(81 - 121,5) + 19,8 \times 10^{-6}(17 - (-35))}{1 - (81/121,5)^2}} = 358 \text{ м};$$

$$l_{2k} = \frac{2 \times 121,5}{32 \times 10^{-3}} \sqrt{\frac{6 \times 19,8 \times 10^{-6}(-5 - (-35))}{(92 \times 10^{-3}/(32 \cdot 10^{-3}))^2 - 1}} = 169 \text{ м};$$

$$l_{3k} = \frac{2 \times 121,5}{32 \times 10^{-3}} \sqrt{\frac{6(1/77 \times 10^{-3})(121,5 - 81) + 19,8 \times 10^{-6}(-5 - 17)}{(92 \times 10^{-3}/(32 \times 10^{-3}))^2 - (121,5/81)^2}} = 75 \text{ м}.$$

Таким образом, $358 > 169 > 75$, т. е. $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$.

Рассчитаем монтажные кривые. Длина пролета $l = 250 \text{ м}$.

Поскольку $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$, при $l < l_{2k}$ в качестве исходного режима следует принимать режим низших температур, а при $l > l_{2k}$ — режим максимальных нагрузок. В данном случае $l > l_{2k}$. Следовательно, за исходный примем режим максимальных нагрузок, который характеризуется удельной нагрузкой $\gamma_1 = \gamma_2 = 92 \times 10^{-3} \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$,

допустимым напряжением $\sigma_r = 122 \text{ Н/мм}^2$, температурой $t_{r, \bar{}} = -5 \text{ С}$.
 Удельная нагрузка без ветра и гололеда $\gamma_1 = 32 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$.

По выражению (7.8) составим уравнение состояния провода в пролете:

$$\sigma - \frac{(32 \times 10^{-3})^2 \times 250^2}{24\sigma^2 \times 1 / (77 \times 10^3)} = 12,2 - \frac{(92 \times 10^{-3})^2 \times 250^2}{24 \times 122^2 \times 1 / (77 \times 10^3)} - \frac{19,8 \times 10^{-6}}{1 / (77 \times 10^3)} (t - (-5))$$

Стрелу провеса определим по формуле

$$f = \gamma_1 l^2 / (8\sigma) = 32 \times 10^{-3} \times 250^2 / (8\sigma) = 250\sigma .$$

Тяжение провода $T = F\sigma = 275,7\sigma$.

Задаваясь различными значениями температуры t , вычислим значения σ , а по ним — f и T (таблица 7.4).

Таблица 7.4

Результаты расчетов

$t, ^\circ\text{C}$	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30
σ	79	71	65	59	55	51	47
$f, \text{м}$	3,2	3,5	3,8	4,2	4,5	4,9	5,3
$T, \text{Н}$	21780	19570	17920	16270	15160	14060	12960

7.3 Задание для самостоятельной работы

Определить удельные нагрузки, критические пролеты ВЛ 110 кВ. Рассчитать и построить монтажные кривые. Марка и сечение провода, климатические условия принять из таблицы 7.5, согласно варианту, заданному преподавателем.

Таблица 7.5

Исходные данные

Номер варианта	Марка и сечение провода	Климатический район		Температура воздуха, °С			Длина монтажного пролета, м
		по ветру	по гололеду	высшая	низшая	среднегодовая	
1	АС 70/11	I	IV	+20	-35	+12	190
2	АС 95/16	II	III	+21	-34	+13	195
3	АС 120/19	III	II	+22	-33	+14	200
4	АС 150/24	IV	I	+23	-32	+15	205
5	АС 185/29	V	IV	+24	-31	+16	210
6	АС 240/32	VII	III	+25	-30	+17	215
7	АС 185/29	I	II	+26	-29	+18	220
8	АС 70/11	II	I	+27	-28	+19	225
9	АС 95/16	III	IV	+28	-27	+20	230
10	АС 120/19	IV	III	+29	-26	+21	235
11	АС 150/24	V	II	+30	-25	+22	240
12	АС 185/29	VII	I	+31	-24	+23	250
13	АС 240/32	I	IV	+32	-23	+24	190
14	АС 120/19	II	III	+33	-35	+25	195
15	АС 150/24	III	II	+34	-34	+12	200
16	АС 70/11	IV	I	+35	-33	+13	205
17	АС 95/16	V	IV	+20	-32	+14	210
18	АС 120/19	VII	III	+21	-31	+15	215
19	АС 150/24	I	II	+22	-30	+16	220
20	АС 185/29	II	I	+23	-29	+17	225
21	АС 240/32	III	IV	+24	-28	+18	230
22	АС 70/11	IV	III	+25	-27	+19	235
23	АС 95/16	V	II	+26	-26	+20	240
24	АС 120/19	VII	I	+27	-25	+21	250
25	АС 150/24	I	IV	+28	-24	+22	190
26	АС 185/29	II	III	+29	-23	+23	195
27	АС 240/32	III	II	+30	-36	+24	200
28	АС 70/11	IV	I	+31	-35	+25	205
29	АС 95/16	V	IV	+32	-34	+12	210
30	АС 120/19	VII	III	+33	-33	+13	215

7.4 Вопросы для самоконтроля

1. Что понимается под нормальным и аварийным режимами механической части ВЛ?
2. Из каких этапов состоят изыскания трасс ВЛ?
3. В чем заключается нормирование климатических условий для ВЛ?
4. Чем руководствуются при выборе срока повторяемости максимальной скорости ветра и наибольшей толщины стенки гололеда?
5. Каковы расчетные сочетания климатических условий для нормального режима работы ВЛ?
6. Какие известны удельные нагрузки на провода ВЛ?
7. По какой формуле вычисляется стрела провеса ВЛ?
8. Как записывается основное уравнение состояния провода в пролете?
9. Какие ограничения напряжений в материале провода принимаются при проектировании ВЛ?
10. Что понимается под критическим пролетом?
11. В чем отличие первого, второго и третьего критических пролетов?
12. Какова цель систематического расчета проводов?
26. Каково назначение монтажных стрел провеса, в каких координатах они строятся?
27. Какова последовательность расчета монтажных стрел провеса проводов?

7.5 Содержание отчета

1. Цель работы и краткие теоретические сведения.
2. Выполненное задание для самостоятельной работы (исходные данные, расчетная схема сети, результаты расчетов).
3. Выводы по работе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Технические данные воздушных линий электропередачи

Таблица П.1.1

Расчетные данные ВЛ 35 и 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Марка и сечение проводов, мм ²	r_0 , Ом/км, при температуре +20 ⁰ С	Номинальное напряжение ВЛ			
		35 кВ		110 кВ	
		x_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0, 10^{-6}$ См/км	$g_0, 10^{-2}$ Мвар/км
АС-70/11	0,422	0,432	0,444	2,55	3,40
АС-95/16	0,301	0,421	0,434	2,61	3,50
АС-120/19	0,244	0,414	0,427	2,66	3,55
АС-150/24	0,204	0,406	0,420	2,70	3,60
АС-185/29	0,159	–	0,413	2,75	3,70
АС-240/32	0,118	–	0,405	2,81	3,75

Таблица П.1.2

Расчетные данные ВЛ 0,38 и 10 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Марка и сечение проводов, мм ²	Номинальное напряжение ВЛ			
	0,38 кВ		10 кВ	
	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
АС-25/4,2	1,152	0,319	–	–
АС-35/6,2	0,777	0,308	0,777	0,366
АС-50/8	0,595	0,297	0,595	0,355
АС-70/11	0,422	0,283	0,422	0,341
АС-95/16	0,301	0,274	0,301	0,332
АС-120/19	–	–	0,244	0,324

Таблица П.1.3

Расчетные данные ВЛ 0,38 и 10 кВ с алюминиевыми проводами

Марка и сечение проводов, мм ²	Номинальное напряжение ВЛ			
	0,38 кВ		10 кВ	
	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
А-25	1,146	0,319	–	–
А-35	0,835	0,308	0,835	0,391
А-50	0,578	0,297	0,578	0,380
А-70	0,413	0,283	0,413	0,366
А-95	0,311	0,274	0,311	0,357
А-120	-	-	0,246	0,349

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Технические данные трансформаторов

Таблица П.2.1

Технические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов 35 кВ

Тип	S_H , МВА	U_H , кВ		ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	U_K , %	I_X , %
		ВН	НН				
ТМН (ТМ)-630/35	0,63	35	6,3; 11	11,6	2,7	6,5	1,5
ТМН (ТМ)-1000/35	1,0	35	6,3; 11	16,5	3,6	6,5	1,4
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	35	6,3; 11	23,5	5,1	6,5	1,1
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	35	6,3; 11	23,5	5,1	6,5	1,1
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	35	6,3; 11	33,5	6,7	7,5	1,0
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	35	6,3; 11	46,5	9,2	7,5	0,9

Таблица П.2.2

Технические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов 110 кВ

Тип	S_H , МВА	U_H , кВ		ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	U_K , %	I_X , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_X , квар
		ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	22	5,5	10,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11	44	11,5	10,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	115	6,6; 11	60	14	10,5	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	115	6,6; 11	85	19	10,5	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	115	6,3; 10,5	120	27	10,5	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	115	6,3; 10,5	172	36	10,5	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	115	6,3; 10,5	260	59	10,5	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН-80000/110	80	115	6,3; 10,5	310	70	10,5	0,6	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	115	6,3; 10,5	400	100	10,5	0,55	0,4	11,1	687,5

Таблица П.2.3

Технические характеристики трехфазных трехобмоточных трансформаторов 110 кВ

Тип	S_H , МВА	U_H , кВ			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	U_K , %	I_X , %
		ВН	СН	НН				
ГМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	58	14	10,5	1,2
ГДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	76	17	10,5	1,1
ГДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	100	23	10,5	1,0
ГДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	140	31	10,5	0,7
ГДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	200	43	10,5	0,6
ГДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	290	56	10,5	0,7

Таблица П.2.4

Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины			
– медные	2,5	2,1	1,8
– алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Таблица П.3.1

Основные параметры и характеристики
сталеалюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные проводов марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпСКС, АпСК								Общая масса, кг
	Сечение, мм ²	Диаметр, мм		Общий диаметр, мм	Разрывное усилие провода, Н (кгс), не менее, из алюминиевой проволоки марки		Масса, кг		
		провода	стального сердечника		АТ	АТп	1 км алюминиевой части провода	1 км стального сердечника	
70/11	68,0/11,3	11,4	3,8	15,2	23 463 (2393)	24 130 (2461)	188	88	276
95/16	95,4/15,9	13,5	4,5	18	32 433 (3307)	33 369 (3403)	261	124	385
120/19	118,0/18,8	15,2	5,6	20,8	—	41 521 (4234)	324	147	471
150/24	149,0/24,2	17,1	6,3	23,4	—	52 279 (5331)	409	190	599
185/29	181,0/29,0	18,8	6,9	25,7	59 634 (6081)	62 055 (6328)	500	228	728
240/32	244,0/31,7	21,6	7,2	28,8	72 657 (7409)	75 050 (7653)	673	248	921

Таблица П.3.2

Максимальный нормативный скоростной напор ветра
на высоте до 15 м от земли

Районы по ветру	Скоростной напор ветра q_{\max} , даН/м ² , (скорость ветра v_{\max} , м/с) с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
I	27 (21)	40 (25)	55 (30)
II	35 (24)	40 (25)	55 (30)
III	45 (27)	50 (29)	55 (30)
IV	55 (30)	65 (32)	80 (36)
V	70 (33)	80 (36)	80 (36)
VI	85 (37)	100 (40)	100 (40)
VII	100 (40)	125 (45)	125 (45)

Таблица П.3.3

Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м
над поверхностью земли

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особый	20 и более	Более 22

Таблица П.3.4

Наибольший допустимый пролет ВЛ с алюминиевыми, сталеалюминиевыми и стальными проводами и проводами из алюминиевых сплавов малых сечений

Марка	Предельный пролет, м, при толщине стенки гололеда		
	до 10 мм	15 мм	20 мм
Алюминиевые:			
А 35	140	—	—
А 50	160	90	60
А70	190	115	75
А 95	215	135	90
А 120	270	150	110
А 150	335	165	130
Из алюминиевых сплавов:			
АН 35	210	115	75
АН 50	265	155	100
АН 70	320	195	130
АН 95	380	235	160
АН 120	435	270	185
АН 150	490	290	205
АЖ 35	280	175	120
АЖ 50	350	220	140
АЖ 70	430	270	180
АЖ 95	500	330	230
АЖ 120	550	370	260
АЖ 150	605	400	290
Сталеалюминиевые:			
АС 25/4,2	230	—	—
АС 35/6,2	320	200	140
АС 50/8,0	360	240	160
АС 70/11	430	290	200
АС 95/16 АС 95/15	525	410	300
АС 120/19	660	475	350
Стальные ПС 25	520	220	150

Таблица П.3.5

Допустимое механическое напряжение в проводах и тросах ВЛ напряжением выше 1 кВ

Провода и тросы	Допустимое напряжение, % предела прочности при рас- тяжении		Допустимое напряжение, даН/мм ² , для проводов из алюминиевой проволоки			
	при наиболь- шей нагрузке* и низшей тем- пературе	при среднего- довой темпе- ратуре	АТ		АТп	
			при наи- большей нагрузке и низшей тем- пературе	при среднегодо- вой температуре	при наиболь- шей нагрузке и низшей темпе- ратуре	при средне- годовой температуре
Алюминиевые А, АКП сечением, мм ² :						
16 — 35	35	30	5,6	4,8	6,0	5,1
50 и 70	40	30	6,4	4,8	6,8	5,1
95	40	30	6,0	4,5	6,4	4,8
120 и более	45	30	7,2	4,8	7,6	5,1
Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм ² :						
16 — 25	35	30	10,2	8,7	10,5	9,0
35—95 при А:С = 6,0 и 6,13	40	30	11,6	8,7	12,0	9,0
70 при А:С = 0,95	40	30	26,8	20,1	27,2	20,4
95 при А:С = 0,65	40	30	30,4	22,8	30,8	23,1
120 и более при А:С = 6,11 ÷ 6,25	40	30	13,0	8,7	13,5	9,0
120 и более при А:С = 4,29 ÷ 4,39	45	30	14,9	9,9	15,3	10,2
150 и более при А:С = 7,71 ÷ 8,04	45	30	12,2	8,1	12,6	8,4
185, 300 и 500 при А:С = 1,46	45	30	25,0	16,5	25,2	16,8
330 при А:С = 12,22	45	30	10,8	7,2	11,7	7,8
400 и 500 при А:С = 17,93 и 18,09	45	30	9,7	6,5	10,4	6,9

Проводимы	Двусименаржие,% преапронси праже жани		Двусименаржие,дНм ² ди проков иватонивой провом			
	принаб ль ойнарже инивийем гараже	прицене одвойме рараже	АГ		АП	
			прина б ль ой нарже инивийем гараже	прицене од войем гараже	принаб ль ойнарже инивийеме рараже	прицене од вой темгараже
Саны						
ГСкехсенй	50	35	31	26	—	—
ТрылКкехсенй	50	35	100СП ТУ**	—	—	—
Иватонивоставсеннем ²						
16—БывстапАН	40	30	83	62	—	—
16—БывстапАК	40	30	114	85	—	—
12ибтеивстапАН	45	30	94	62	—	—
12ибтеивстапАК	45	30	128	85	—	—

*Врайах де тощасеникобедарываг 22мвса етоинивх проков
сенем 10м и боте при АС=49: 180, агаже вса ньтраксенем 5м и
бте дуса ксятовыннаржие принаб ль ойнарже до 6% преапронси
Она прижм д тощасени 20м наржие вса етоинивх проков де до
прываг 49% автрак—59% преапронси

**Взаимоси пражнооулия пражетом

Таблица П.3.6

Физико-механические характеристики проводов и тросов

Провода и тросы	Приведенная нагрузка от собственного веса, 10^{-3} даН/(м · м ²)	Модуль упругости, 10^3 даН/мм ²	Температурный коэффициент линейного удлинения, 10^{-6} град ⁻¹	Предел прочности при растяжении, даН/мм ² , провода и троса в целом		
				из проволоки		из стали и сплавов
				АТ	АТп	
Алюминиевые А, АКП сечением, мм ² : до 400, за исключением 95 и 240 450 и более, а также 95 и 240	2,75	6,3	23,0	16	17	—
	2,75	6,3	23,0	15	16	—
Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм ² : 10 и более при А:С=6,0 ÷ 6,25 70 при А:С = 0,95 95 при А:С = 0,65 120 и более при А:С = 4,29 ÷ 4,39 150 и более при А:С = 7,71 ÷ 8,04 185 и более при А:С = 1,46 330 при А:С = 12,22 400 и 500 при А:С = 17,93 и 18,09	3,46	8,25	19,2	29	30	—
	5,37	13,4	14,5	67	68	—
	5,85	14,6	13,9	76	77	—
	3,71	8,9	18,3	33	34	—
	3,34	7,7	19,8	27	28	—
	4,84	11,4	15,5	55	56	—
	3,15	6,65	21,2	24	26	—
	3,03	6,65	21,2	21,5	23	—
Стальные: ПС всех сечений тросы ТК всех сечений из алюминиевого сплава АН из алюминиевого сплава АЖ	8,0	20,0	12,0	—	—	62
	8,0	20,0	12,0	—	—	*
	2,75	6,5	23,0	—	—	20,8
	2,75	6,5	23,0	—	—	28,5

* Принимается по соответствующим ГОСТ, но не менее 120 даН/мм²



Рисунок П.3.1 — Карта районирования территории РБ по скоростным напорам ветра

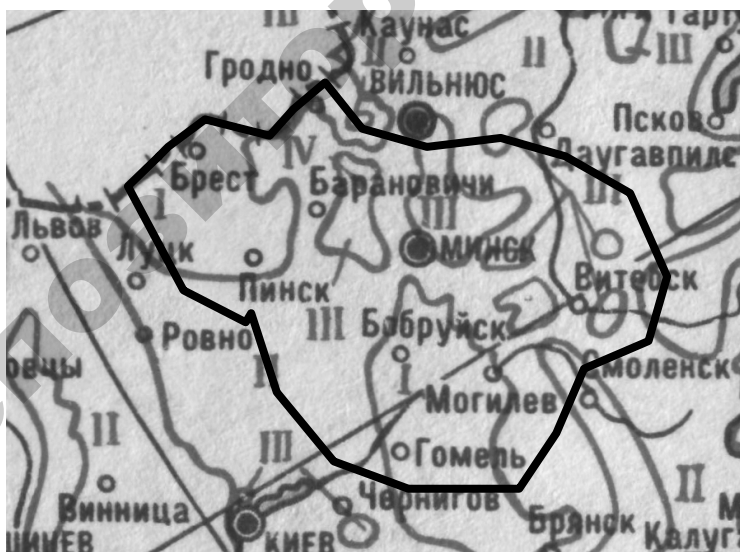


Рисунок П.3.2 — Карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда

Литература

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Мн.: Выш. шк., 1988. – 308 с.
2. Лычев, П.В. Электрические сети энергетических систем : учеб. пособие / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Мн.: Універсітэцкае, 1999. – 255 с.
3. Лычев, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач : учеб. пособие для вузов / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.
4. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для ВУЗов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. – М.: Главгосэнергонадзор РФ, 1998. – 607 с.
6. Справочник по проектированию линий электропередачи / М.Б. Вязьменский [и др.] ; под ред. М.А. Реута, С.С. Рокотяна. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. – 296 с.
7. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / под ред. П.А. Катнова, В.И. Франгуляна. – М.: Энергия, 1980. – 398 с.
8. Справочник по проектированию электрических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 419 с.
9. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

Учебное издание

Зеленькевич Александр Иосифович

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО
НАЗНАЧЕНИЯ**

Методические указания к практическим занятиям

Издано в авторской редакции