

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра электроснабжения

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЛ 110 кВ
ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Методические указания
к курсовому проекту по курсу
"Электрические сети сельскохозяйственного назначения"



Минск -2008

УДК 621.311.1(07)
ББК 31.279я7
Э 45

Рекомендовано методической комиссией агроэнергетического факультета БГАТУ.

Протокол № 2 от 22 октября 2008 года.

Составители к.т.н., доцент Счастный Валерий Петрович.
ст. преподаватель Зеленкевич Александр Иосифович

Рецензент:

канд. техн. наук., доцент каф. “Энегетика” БГАТУ В. А. Коротинский

Ответственный за выпуск: Н.Е. Шевчик

УДК 621.311.1(07)
ББК 31.279я7

© БГАТУ, 2008

Введение

Настоящие методические указания являются пособием для выполнения курсового проекта "Проектирование ВЛ-110 кВ для электроснабжения сельского хозяйства" студентами специальности 74.06.05 специализации "Электроснабжение сельского хозяйства" при изучении дисциплины "Электрические сети сельскохозяйственного назначения".

Курсовое проектирование имеет цель ознакомить студентов с основными приемами и методами проектирования элементов систем электроснабжения сельского хозяйства, привить навыки самостоятельной работы с технической литературой и нормативными документами, дать возможность проявить самостоятельность в выборе решений, связанных с оптимизацией параметров сети.

Курсовой проект включает в себя расчетно-пояснительную записку и графическую часть.

Расчетно-пояснительная записка выполняется на бумаге формата А4 объемом 35-40 страниц. Текст располагается на одной стороне листа. Листы записки и задание на курсовое проектирование должны быть сброшюрованы и пронумерованы. Титульный лист записки оформляется в соответствии с существующими требованиями из СТП БГАТУ 01.12-06. Графическая часть проекта состоит из двух листов формата А1.

1. Содержание проекта

Курсовой проект выполняется в соответствии с заданием. В задании указывается номер варианта, напряжение опорного узла, номер линии в аварийном состоянии, климатические условия, число часов использования максимальной нагрузки. Схема сети 110 кВ выбирается исходя из номера задания и данных, приведенных в таблицах 1 и 2. На рисунке 1 представлена

схема сети 110 кВ с опорным узлом А и очередностью расположения питающих подстанций 110/10 кВ.

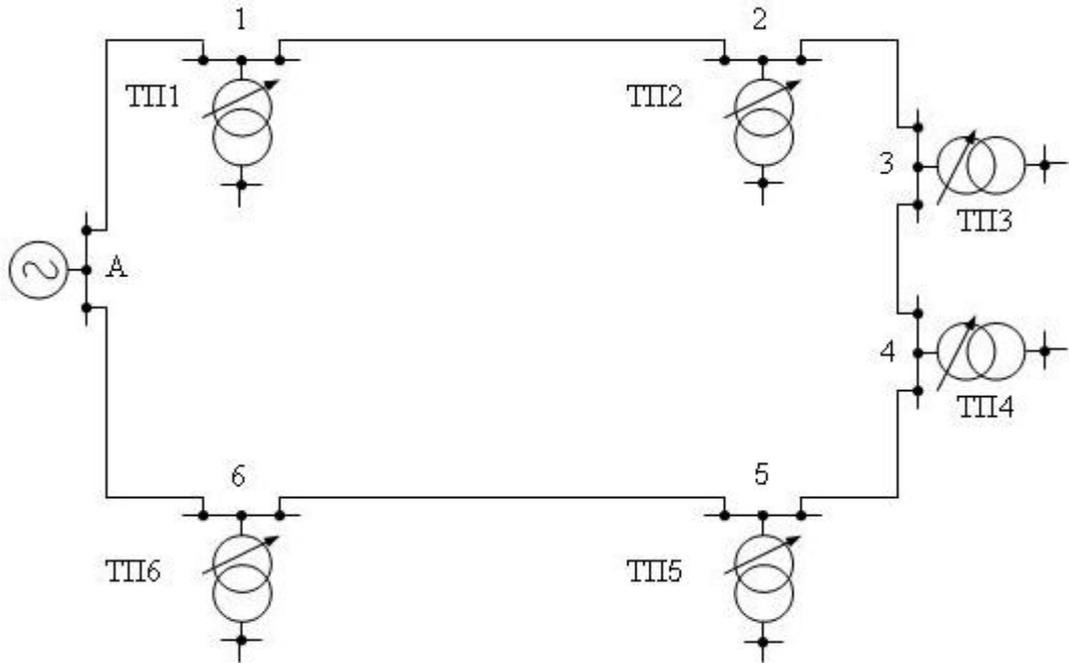


Рисунок 1 — Схема сети с опорным узлом А

Студент составляет свою схему ВЛ-110 кВ с учетом наличия в ведении указанных подстанций, дополняет схему линией, которая образует в нормальном режиме работы сети две узловых точки.

Таблица 1

№ варианта	Длины участков, км											
	l_{A1}	l_{12}	l_{23}	l_{34}	l_{45}	l_{56}	l_{A6}	l_{15}	l_{14}	l_{A5}	l_{A4}	l_{A3}
1	15	15	18	20	17	12	25	—	—	20	—	—
2	12	12	15	18	15	10	20	—	—	—	18	—
3	18	20	17	12	25	15	15	—	—	—	—	24
4	25	19	21	17	17	17	17	—	17	—	—	—
5	12	16	20	21	19	15	14	—	—	—	—	19
6	28	20	24	18	20	13	14	16	—	—	—	—
7	19	18	17	16	15	14	13	—	28	—	—	—
8	13	13	15	17	14	9	22	—	—	—	21	—
9	22	22	16	19	16	11	21	—	—	28	—	—
10	27	21	23	19	19	19	19	—	—	—	—	19
11	20	15	16	12	12	12	12	18	—	—	—	—
12	19	19	18	20	24	26	25	—	—	29	—	—
13	17	18	19	18	21	19	21	—	—	—	—	19
14	19	14	18	22	19	25	18	—	—	—	17	—
15	17	28	14	20	24	21	19	—	29	—	—	—
16	28	19	20	17	20	19	20	—	—	—	—	25

Продолжение таблицы 1

№ варианта	Длины участков, км											
	l_{A1}	l_{12}	l_{23}	l_{34}	l_{45}	l_{56}	l_{A6}	l_{15}	l_{14}	l_{A5}	l_{A4}	l_{A3}
17	19	21	19	17	11	13	15	—	29	—	—	—
18	21	17	26	19	23	14	25	—	—	—	27	—
19	24	25	23	24	26	27	28	—	—	30	—	—
20	22	23	21	22	24	25	26	—	—	—	—	30
21	11	14	15	12	17	10	21	—	—	—	22	—
22	17	14	20	16	15	14	18	—	19	—	—	—
23	20	17	13	20	25	18	19	—	—	—	—	28
24	19	20	25	23	17	10	20	21	—	—	—	—
25	19	13	11	25	14	21	16	—	—	29	—	—
26	23	24	10	21	25	26	22	—	25	—	—	—
27	12	14	10	8	14	25	10	—	—	—	28	—

Таблица 2

Вариант	Параметры нагрузки потребителей											
	ТП1		ТП2		ТП3		ТП4		ТП5		ТП6	
	S_1 , МВ·А	$\cos\varphi_1$, о.е.	S_2 , МВ·А	$\cos\varphi_2$, о.е.	S_3 , МВ·А	$\cos\varphi_3$, о.е.	S_4 , МВ·А	$\cos\varphi_4$, о.е.	S_5 , МВ·А	$\cos\varphi_5$, о.е.	S_6 , МВ·А	$\cos\varphi_6$, о.е.
1	—	—	6	0,79	12	0,85	20	0,7	17	0,83	20	0,78
2	—	—	18	0,82	14	0,79	6	0,83	22	0,88	10	0,85
3	—	—	17	0,84	15	0,81	14	0,83	10	0,89	8	0,85
4	10	0,89	—	—	28	0,85	6	0,82	6	0,82	12	0,87
5	16	0,88	—	—	21	0,82	14	0,85	15	0,81	6	0,89
6	20	0,85	—	—	19	0,87	11	0,79	11	0,89	15	0,88
7	19	0,86	16	0,87	—	—	15	0,88	9	0,91	17	0,82
8	10	0,83	11	0,86	—	—	22	0,87	13	0,92	20	0,79
9	3	0,81	16	0,91	—	—	4	0,91	20	0,89	24	0,85
10	15	0,80	21	0,84	14	0,89	—	—	17	0,87	8	0,92
11	12	0,91	10	0,79	12	0,85	—	—	18	0,84	25	0,89
12	16	0,84	15	0,91	7	0,89	—	—	14	0,87	18	0,87
13	12	0,79	14	0,83	15	0,89	22	0,85	—	—	11	0,84
14	13	0,87	6	0,79	12	0,82	17	0,85	—	—	19	0,85
15	11	0,87	12	0,91	11	0,84	16	0,89	—	—	17	0,92
16	14	0,88	13	0,91	15	0,83	11	0,87	16	0,86	—	—
17	6	0,92	10	0,86	12	0,85	11	0,79	21	0,84	—	—
18	9	0,89	13	0,87	—	—	14	0,80	14	0,85	8	0,88
19	27	0,91	4	0,87	5	0,86	—	—	17	0,89	25	0,84
20	9	0,82	6	0,89	17	0,88	—	—	19	0,90	20	0,86
21	12	0,89	16	0,87	14	0,89	18	0,86	—	—	28	0,87
22	14	0,86	7	0,85	9	0,90	10	0,81	—	—	10	0,81
23	15	0,88	8	0,86	10	0,91	11	0,84	12	0,85	—	—
24	24	0,89	5	0,83	6	0,89	—	—	20	0,84	14	0,89
25	11	0,90	12	0,79	—	—	10	0,85	14	0,87	14	0,87
26	19	0,85	4	0,88	—	—	5	0,90	7	0,89	10	0,89
27	—	—	15	0,84	20	0,89	18	0,91	8	0,88	9	0,91

При выполнении проекта пояснительная записка должна содержать разработку следующих вопросов: введение; схема сети 110 кВ с нанесением исходных данных; выбор числа и мощности трансформаторов ТП; приведение нагрузок к высшему напряжению; составление схемы замещения и определение потокораспределения мощностей по участкам сети без учета потерь мощности; выбор сечений проводов линий 110 кВ; определение токораспределения по участкам с учетом сопротивлений выбранных проводов, но без учета потерь мощности; определение напряжения в узлах сети с учетом потерь мощности, выбор надбавок (ответвлений) трансформаторов, расчет послеаварийного режима; анализ и заключение по результатам электрического расчета режимов работы сети; выбор материала и типа опор ВЛ 110 кВ; определение удельных нагрузок на провода; определение критических пролетов; систематический расчет проводов; расчет монтажных стрел провеса; список литературы.

2. Указания по выполнению проекта

2.1. Электрический расчет режимов работы сети

2.1.1 Составление схемы сети 110 кВ

За основу сети 110 кВ принимается рисунок 1. С учетом заданного варианта на схему наносятся пять трансформаторных подстанций (ТП). Отсутствие данных по шестой подстанции не обозначает разрыв подходящих к ней линий. В точке предполагаемой установки ТП линии соединяются и их длины суммируются. На план наносится недостающая линия, которая соединяет две точки сети и образует два узла.

На схему наносятся длины линий (км), напряжение опорного узла А (кВ), мощности потребителей (МВ·А), которые даны на шинах низшего напряжения ТП. При этом мощности потребителей необходимо представить в комплексной форме записи.

Пример.

Исходные данные к проектированию

Напряжение на шинах опорного узла А: 122 кВ.

Номер линии в аварийном состоянии: l_{5-6} .

Климатические условия: район по ветру V; район по гололеду III;

температура: высшая: $+25^{\circ}\text{C}$; средняя: $+16^{\circ}\text{C}$; низшая: -14°C .

Время использования максимума нагрузки: $T_{\max} = 2900$ ч.

Длины участков:

№ варианта	Длины участков, км											
	l_{A1}	l_{12}	l_{23}	l_{34}	l_{45}	l_{56}	l_{A6}	l_{15}	l_{14}	l_{A5}	l_{A4}	l_{A3}
	20	15	16	12	12	12	12	18	—	—	—	—

Мощность потребителей:

Вариант	Параметры нагрузки потребителей											
	ТП1		ТП2		ТП3		ТП4		ТП5		ТП6	
	S_1 , МВ·А	$\cos\varphi_1$, о.е.	S_2 , МВ·А	$\cos\varphi_2$, о.е.	S_3 , МВ·А	$\cos\varphi_3$, о.е.	S_4 , МВ·А	$\cos\varphi_4$, о.е.	S_5 , МВ·А	$\cos\varphi_5$, о.е.	S_6 , МВ·А	$\cos\varphi_6$, о.е.
	12	0,91	10	0,79	12	0,85	—	—	18	0,84	25	0,89

Составляем расчетную схему сети:

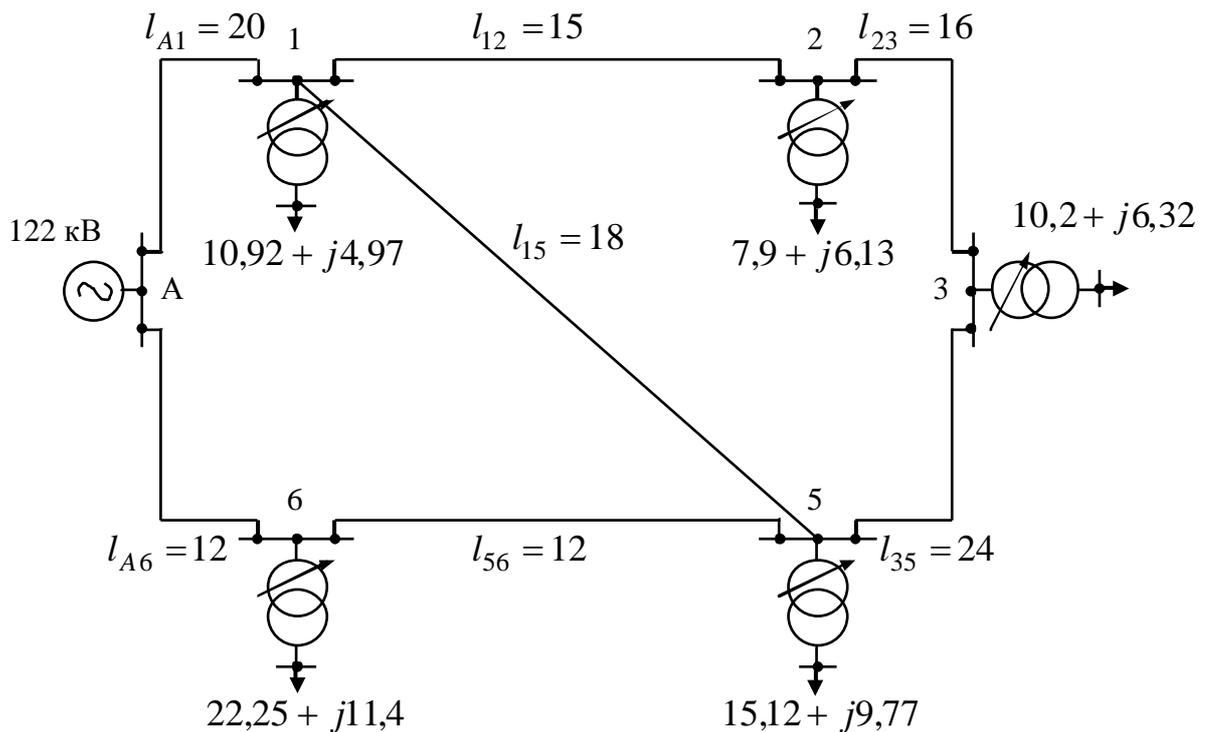


Рисунок 2 — Схема сети с опорным узлом А.

2.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП

Выбор мощности и числа трансформаторов ТП в данном проекте производится без детальной проработки, т.е. без технико-экономических сравнительных расчетов.

Мощность трансформаторов в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать бесперебойное питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Количество трансформаторов на ТП выбирается студентом из соображения надежности электроснабжения. Так, если студенту указывается, что от условной ТП питаются ответвленные потребители I и II категории, нетерпящие перерывов в электроснабжении, то может быть выбрано два трансформатора с номинальной мощностью 60...70% максимальной нагрузки подстанции. Если принимается условие, что от ТП питаются потребители III категории и II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, то — один трансформатор.

Трансформаторы выбираются по каталожным данным [1, 2, 3] с учетом заданной мощности потребителей и уровня номинального напряжения. Сведения заносятся в таблицу 3.

Таблица 3

№ ТП	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные			
				$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{Т}}$, Ом	$X_{\text{Т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, квар
				ВН	НН							

Пример.

Трансформаторы выбираем по каталожным данным [1, 2, 3] с учетом заданной мощности потребителей, уровня номинального напряжения и категорииности объектов.

Предполагаем, что узловое трансформаторные подстанции №1 и №5 питают потребителей 1 категории, а остальные — 2 категории.

На трансформаторные подстанции, питающие потребителей 1 категории необходимо установить по 2 трансформатора одинаковой мощности. Мощность каждого должна составлять 60-70% от мощности всей подстанции. На трансформаторные подстанции, питающие потребителей 2 и 3 категории установим по 1 трансформатору. Его мощность выбираем из приложения по таблице П.1 с учетом длительно допустимой 30% перегрузки. Сведения заносим в таблицу 4.

Таблица 4

Технические данные выбранных трансформаторов

№ ТП	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
				$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$ квар
				ВН	НН							
1	ТМН - $\frac{16000}{110}$	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
2	ТМН - $\frac{10000}{110}$	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
3	ТМН - $\frac{16000}{110}$	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
5	ТМН - $\frac{25000}{110}$	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
6	ТМН - $\frac{25000}{110}$	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

2.1.3 Приведение нагрузок к высшему напряжению

Нагрузка электрической сети задана на шинах низшего напряжения ТП. Вместе с тем, нагрузка высшего напряжения больше заданной нагрузки на величину потерь мощности в трансформаторах. Кроме того, необходимо учитывать тот факт, что линия обладает зарядной мощностью, которой уменьшает общую реактивную нагрузку сети.

Для дальнейших расчетов необходимо привести заданные нагрузки к высшему напряжению, используя формулу

$$P_{\text{высш}} + jQ_{\text{высш}} = (P_{\text{нагр}} + \Delta P_x + \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{т}}) +$$

$$+ j (Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_x + \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{н}}^2} X_{\text{т}} - \sum Q_c), \quad (1)$$

где $P_{\text{нагр}}$, $Q_{\text{нагр}}$ – соответственно, активная и реактивная мощности нагрузки на стороне низшего напряжения подстанции, МВт, Мвар;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

$R_{\text{т}}$, $X_{\text{т}}$ – активное и реактивное сопротивления трансформатора, Ом;

ΔP_x , ΔQ_x – активная и реактивная составляющие потерь холостого хода трансформатора, МВт, Мвар;

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

Зарядную мощность линии определяем по формуле

$$Q_c = U^2 b_0 l. \quad (2)$$

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

b_0 – удельная емкостная проводимость линии (таблица П.2), См/км;

l – длина линии, км.

Значение b_0 можно взять в справочниках или определить:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg(D_{\text{ср}}/r)} 10^{-6}. \text{ (См/км)}, \quad (3)$$

где $D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами, мм;

r — радиус провода, мм.

Так как, зарядная мощность распространяется по всей длине линии, то принято схематично распределять ее в начале и в конце линии. Поэтому, полученное $\sum Q_c$ в точке подключения нагрузки, т.е. на шинах высшего напряжения ТП, необходимо разделить на два.

Пример.

Предположим, что сечение всех проводов равно минимально допустимому по механической прочности для сети 110 кВ — 70 мм^2 , тогда удельная реактивная проводимость линии $b_0 = 2,55 \times 10^{-6} \text{ См/км}$ (таблица П.2).

Определим зарядные мощности всех участков:

$$Q_{31} = \frac{115^2 \times 2,55 \times 10^{-6} (20 + 15 + 18)}{2} = 0,89 \text{ Мвар};$$

$$Q_{32} = \frac{115^2 \times 2,55 \times 10^{-6} (15 + 16)}{2} = 0,52 \text{ Мвар};$$

$$Q_{33} = \frac{115^2 \times 2,55 \times 10^{-6} (16 + 24)}{2} = 0,67 \text{ Мвар};$$

$$Q_{35} = \frac{115^2 \times 2,55 \times 10^{-6} (24 + 12 + 18)}{2} = 0,91 \text{ Мвар};$$

$$Q_{36} = \frac{115^2 \times 2,55 \times 10^{-6} (12 + 12)}{2} = 0,40 \text{ Мвар}.$$

Приведем нагрузки ТП к высшему напряжению.

$$P_1 + jQ_1 = \left(10,92 + 19 \times 10^{-3} + \frac{10,92^2 + 4,97^2}{115^2} 4,38 \right) + \\ + j \left(4,97 + 112 \times 10^{-3} + \frac{10,92^2 + 4,97^2}{115^2} 86,7 - 0,89 \right) = 11,02 + j5,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_2 + jQ_2 = \left(7,9 + 14 \times 10^{-3} + \frac{7,9^2 + 6,13^2}{115^2} 7,95 \right) + \\ + j \left(6,13 + 70 \times 10^{-3} + \frac{7,9^2 + 6,13^2}{115^2} 139 - 0,52 \right) = 7,97 + j6,73 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_3 + jQ_3 = \left(10,2 + 19 \times 10^{-3} + \frac{10,2^2 + 6,32^2}{115^2} 4,38 \right) + \\ + j \left(6,32 + 112 \times 10^{-3} + \frac{10,2^2 + 6,32^2}{115^2} 86,7 - 0,68 \right) = 10,3 + j7,23 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_5 + jQ_5 = \left(15,12 + 27 \times 10^{-3} + \frac{15,12^2 + 9,77^2}{115^2} 2,54 \right) + \\ + j \left(9,77 + 175 \times 10^{-3} + \frac{15,12^2 + 9,77^2}{115^2} 55,9 - 0,91 \right) = 15,21 + j11,1 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_6 + jQ_6 = \left(22,25 + 27 \times 10^{-3} + \frac{22,25^2 + 11,4^2}{115^2} 2,54 \right) +$$

$$+ j \left(11,4 + 175 \times 10^{-3} + \frac{22,25^2 + 11,4^2}{115^2} 55,9 - 0,4 \right) = 22,4 + j13,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

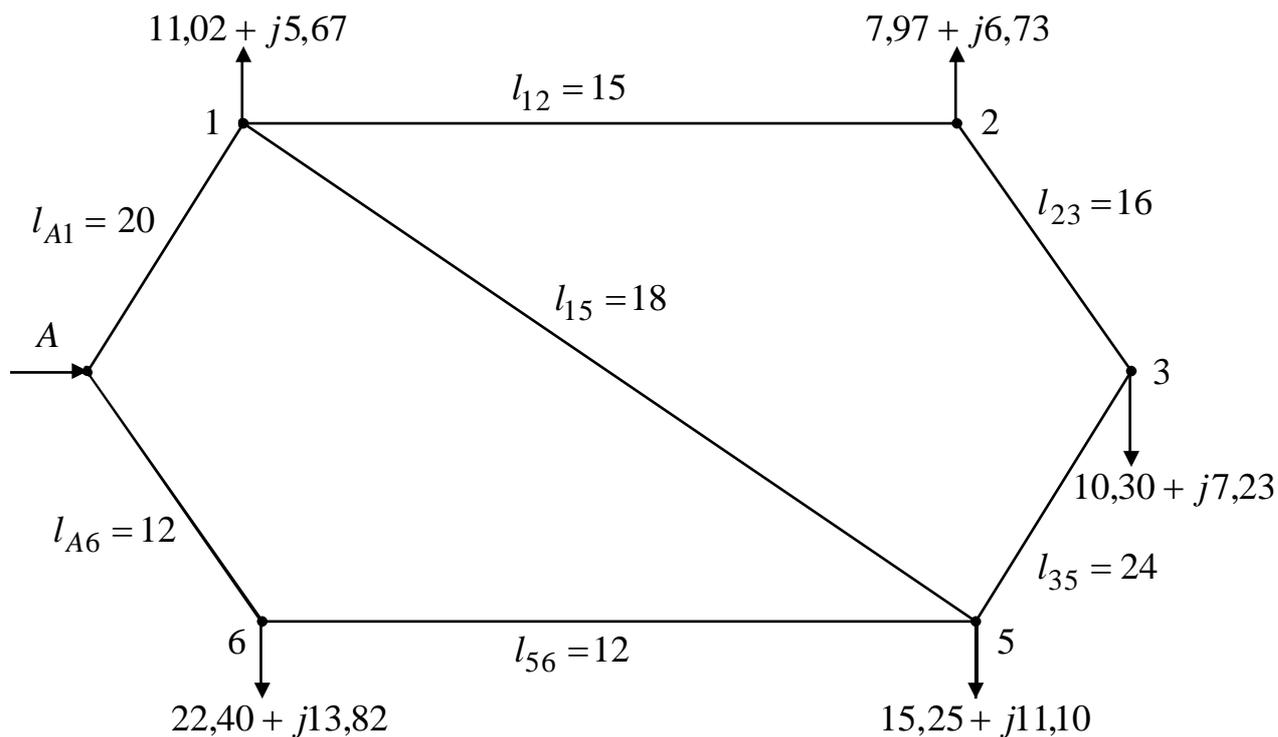


Рисунок 3 — Расчетная схема сети с нагрузками приведенными к высшему напряжению

2.1.4 Составление схемы замещения и определение распределения мощностей по участкам сети без учета потерь мощности

Составленная схема сети 110 кВ с учетом требований, приведенных в пункте 2.1, должна быть представлена в виде схемы замещения.

Схема замещения — это замена каждого элемента сети (источник питания, линии электропередачи, трансформаторы и т.д.) соответствующим сопротивлением.

На схему замещения сети 110 кВ наносятся активные и реактивные сопротивления линий 110 кВ, стрелками указываются точки линии притока или оттока мощности. На схеме замещения должны быть представлены длины линий, также нанесены (произвольно выбранные для определения токо-

распределения) направления потоков мощности по участкам сети (рисунок 4).

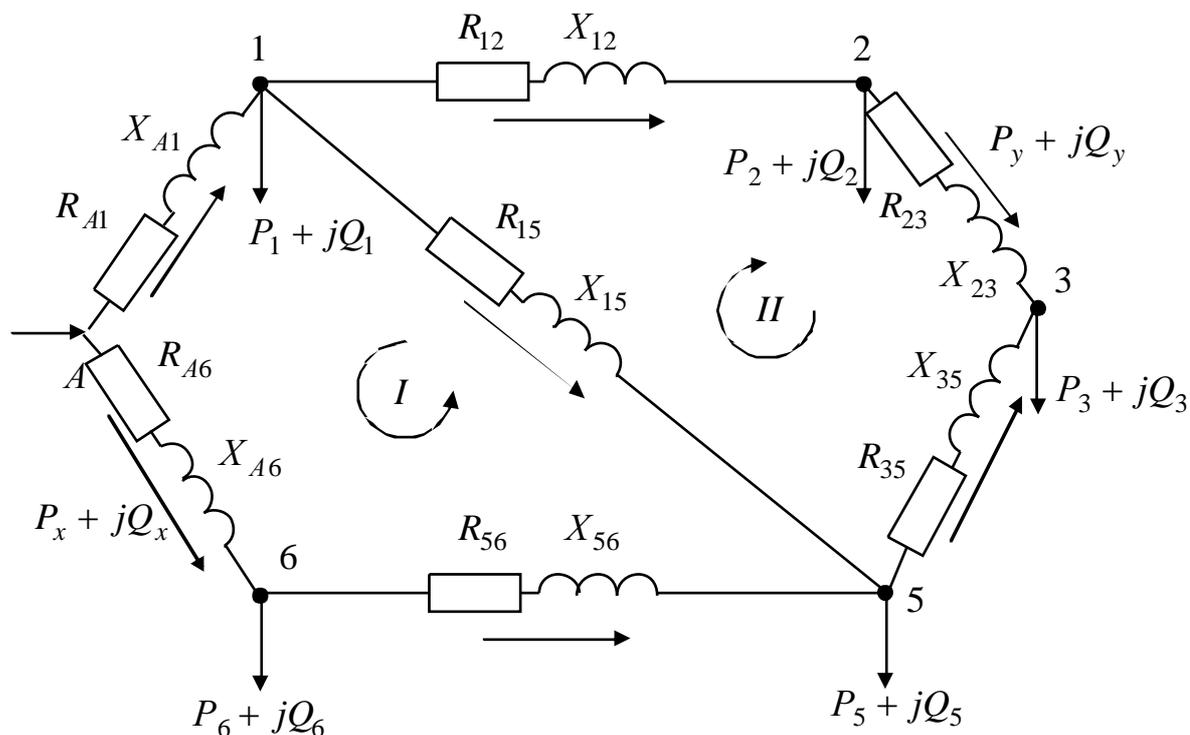


Рисунок 4 — Схема замещения сети 110 кВ с указанием направления потоков мощностей

Схема замещения, указанная на рисунке 4, представляет собой сложнотокмоу сеть, так как в ней имеются узловые точки. Под узловыми точками понимаются точки сети, в которых соединяются не менее трех ветвей. Расчет режимов таких сетей значительно сложнее, чем разомкнутых или сетей с двусторонним питанием. Он может быть произведен методом контурных токов (мощностей), методом узловых напряжений, методом преобразования сети и др. Метод узловых напряжений хорошо применять при использовании ЭВМ. Метод преобразования сети, наоборот, имеет свои трудности при использовании ЭВМ. В курсовом проекте рекомендуется выполнить расчет потокораспределения мощностей методом контурных токов (мощностей) [1, 3].

Расчет методом контурных токов (мощностей) ведется в два этапа: сначала определяется потокораспределение мощностей по участкам без учета

потерь мощности сети, а затем рассчитывается напряжение узлов, потери мощности и потокораспределения с учетом потерь мощности.

Порядок выполнения расчетов без учета потерь мощности:

1. Определяем число независимых контуров, которое равно числу линий до узловых точек минус число узлов. Независимым контуром называется такой контур, в котором хотя бы одна из ветвей не входит в другие контуры. В нашем случае число линий будет равно трем А-1-5-6; 1-5; 1-2-3-5, а число узлов — одному (точка 5). Питающий пункт условно за узел не принимается. Тогда, число контуров равно двум.

2. Задаемся неизвестными мощностями согласно числу контуров. В нашем случае два контура, поэтому зададимся $P_x + jQ_x$ и $P_y + jQ_y$.

3. Все мощности на каждом участке выражаем через заданные, по первому закону Кирхгофа. Для этого произвольно выбираем направление потоков мощности по участкам сети. Если намеченное направление окажется ошибочным, то значения мощностей получатся с отрицательным знаком. Потоки мощности каждого из участков выразим через принятые неизвестные величины $P_x + jQ_x$ и $P_y + jQ_y$.

4. Для определения неизвестных мощностей составляем два уравнения для каждого контура:

$$\begin{cases} \sum Pl = 0 \\ \sum Ql = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Решив уравнения, подставляем полученные значения в формулы, выражающие мощности участков линий.

Зная мощности участков линий, определяем ток, протекающий по ним, а полученные данные сводим в таблицу 5.

Таблица 5

Участок линии	Мощность, $МВ \cdot А$	Ток, $А$

Пример.

На участке А-6 будет мощность $P_x + jQ_x$, а на участке 5-6 она составит $(P_x + jQ_x) - (P_6 + jQ_6)$ и т.д. Все выраженные потоки мощностей по участкам сводятся в таблицу 6 по следующей форме:

Таблица 6

Участок линии	Выраженные мощности участка линии
А – 6	$P_x + jQ_x$
5 – 6	$(P_x + jQ_x) - (P_6 + jQ_6)$
и т.д.	и т.д.

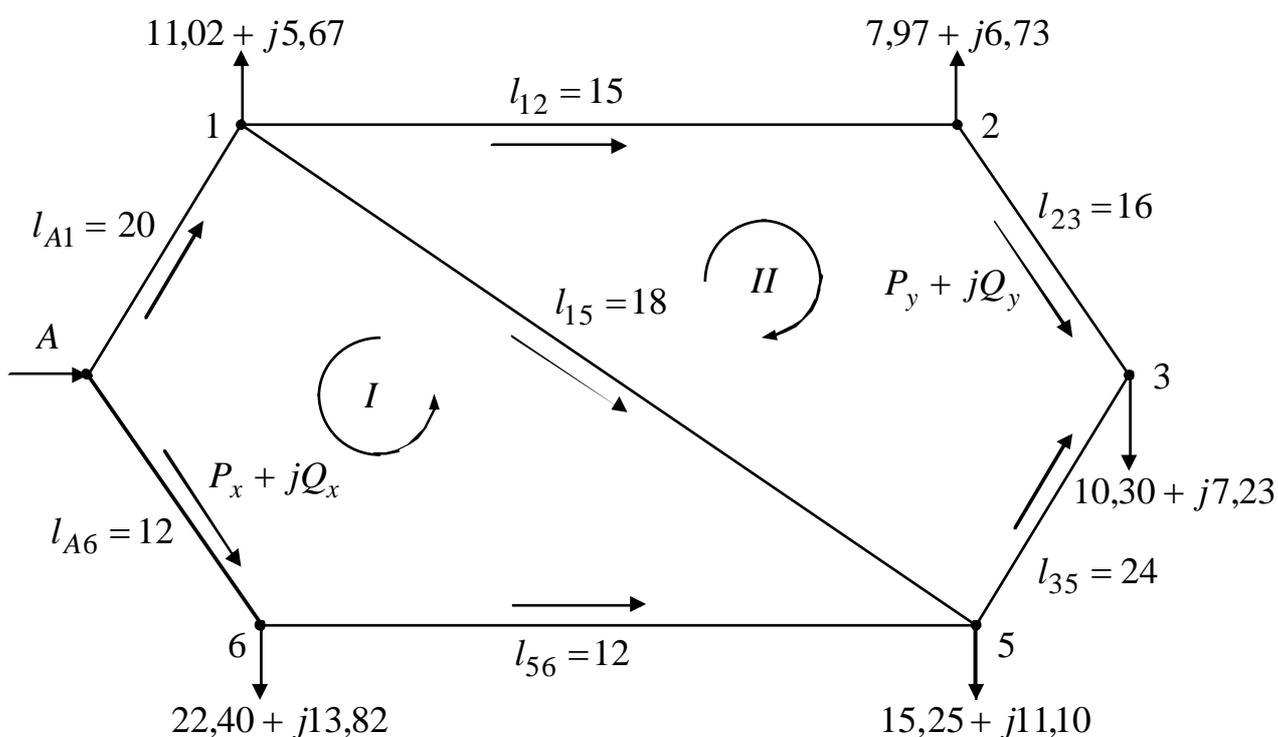


Рисунок 5 — Расчетная схема замещения сети 110 кВ с нанесением направления потоков мощностей

Выражаем потоки мощностей на каждом участке через принятые неизвестные мощности. Выраженные мощности участков сводим в таблицу 7.

Выраженные мощности участков

№ участ- ка	Выраженные мощности участков
A-6	$P_x + jQ_x$
6-5	$P_x + jQ_x - 22,40 - j13,82$
2-3	$P_y + Q_y$
3-5	$10,30 + j7,23 - P_y - jQ_y$
1-5	$15,25 + j11,10 + 10,30 + j7,23 - P_y + jQ_y - P_x + jQ_x + 22,40 + j13,82 =$ $= 47,95 + j32,15 - P_y + jQ_y - P_x + jQ_x$
1-2	$P_y + jQ_y + 7,97 + j6,73$
A-1	$11,02 + j5,67 + P_y + jQ_y + 7,97 + j6,73 + 47,95 + j32,15 - P_y - jQ_y -$ $- P_x - jQ_x = 66,94 + j44,55 - P_x - jQ_x$
A	$P_x + jQ_x + 66,94 + j44,55 - P_x - jQ_x = 66,94 + j44,55$

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

$$66,94 + j44,55 = 66,94 + j44,55.$$

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:

$$(A-6)I_{A6} + (6-5)I_{65} - (1-5)I_{15} - (A-1)I_{A1} = 12P_x + 12P_x - 22,40 \times 12 -$$

$$- 47,95 \times 18 + 18P_y + 18P_x - 66,94 \times 20 + 20P_x = 62P_x + 18P_y - 2470,7 = 0;$$

- по Q:

$$(A-6)I_{A6} + (6-5)I_{65} - (1-5)I_{15} - (A-1)I_{A1} = 12Q_x - 13,82 \times 12 -$$

$$- 32,15 \times 18 + 18Q_y + 18Q_x - 44,55 \times 20 + 20Q_x = 62Q_x + 18Q_y - 1635,54 = 0$$

Для II контура:

- по P:

$$(1-2)I_{12} + (2-3)I_{23} - (3-5)I_{35} - (1-5)I_{15} = 15P_y + 7,97 \times 15 + 16P_y -$$

$$- 10,30 \times 24 + 24P_y - 47,95 \times 18 + 18P_y + 18P_x = 73P_y + 18P_x - 990,75 = 0;$$

- по Q:

$$(1-2)I_{12} + (2-3)I_{23} - (3-5)I_{35} - (1-5)I_{15} = 15Q_y + 6,73 \times 15 + 16Q_y -$$

$$- 7,23 \times 24 + 24Q_y - 32,15 \times 18 + 18Q_y + 18Q_x = 73Q_y + 18Q_x - 651,27 = 0.$$

Получаем две системы уравнений:

$$\begin{cases} 62P_x + 18P_y = 2470,70 \\ 62Q_x + 18Q_y = 1635,54 \end{cases} \text{ и } \begin{cases} 73P_y + 18P_x = 990,75 \\ 73Q_y + 18Q_x = 651,27 \end{cases}$$

Перегруппируем системы уравнений для дальнейшего их решения:

$$\begin{cases} 62P_x + 18P_y = 2470,70 \\ 18P_x + 73P_y = 990,75 \end{cases} \text{ и } \begin{cases} 62Q_x + 18Q_y = 1635,54 \\ 18Q_x + 73Q_y = 651,27 \end{cases}$$

Решая данные системы уравнений находим соответственно:

$$P_x = 38,68; Q_x = 25,6; P_y = 4,03; Q_y = 2,6.$$

Подставляем в таблицу 7 вместо P_x, Q_x, P_y, Q_y их значения, результаты заносим в таблицу 8.

Таблица 8

Численные значения выражений мощностей участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A – 6	$38,68 + j25,60$
6 – 5	$16,28 + j11,78$
2 – 3	$4,03 j2,6$
3 – 5	$6,27 + j4,63$
1 – 5	$5,24 + j3,95$
1 – 2	$12 + j9,33$
A – 1	$28,26 + j18,95$
A	$66,94 + j44,55$

2.1.5 Выбор сечений проводов участков линий 110 кВ

Выбор сечения проводов линий 110 кВ проводится с учетом ряда факторов, например, технико-экономическое сравнение различных вариантов капиталовложений, т.е. сечения проводов должны соответствовать оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий, которые растут с увеличением сечения провода, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов. 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 расчеты методом экономической плотности тока [5].

$$F_9 = \frac{I}{j_9}. \quad (5)$$

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

j_9 — экономическая плотность тока для заданных условий работы линии, А/мм², таблица П.3 или [1, 4, 5].

Расчетные сечения, номинальные значения сечений (с учетом минимальных допустимых значений по механической прочности) и другие технические данные проводов по участкам сводится в таблицу 9.

Таблица 9

l , км	$F_{расч}$, мм ²	$F_{н2}$, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-4}$, См/км	q_0 , Мвар/км	r , Ом	x , Ом	D , мм

Пример.

Зная мощности участков линий, определяем полную мощность и ток, протекающий по ним, а полученные данные сводим в таблицу 10.

Расчет производим по следующим формулам:

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

где $U_n = 115$ кВ.

Таблица 10

Расчетные данные

№ участка	Выраженная мощность	Полная мощность S , МВ·А	Ток на участке I , А
А – 6	$38,68 + j25,60$	46,38	232,85
6 – 5	$16,28 + j11,78$	20,09	100,86
2 – 3	$4,03 + j2,6$	4,80	21,10
3 – 5	$6,27 + j4,63$	7,79	39,10
1 – 5	$5,24 + j3,95$	6,56	32,90
1 – 2	$12 + j9,33$	15,20	76,31
А – 1	$28,26 + j18,95$	34,03	170,85

Технические данные проводов участков линии

№ участка (длина l , км)	$F_{расч}$, мм ²	F_H , мм ²	r_0 , Ом/км (при +20°C)	x_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-4}$, См/км	q_0 , Мвар/к м	r , Ом	x , Ом	D , мм
А-6 (12)	179,11	185/29	0,162	0,413	0,0275	0,037	1,94	4,96	18,8
6-5 (12)	77,58	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	5,14	5,33	11,4
2-3 (16)	18,54	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	6,85	7,10	11,4
3-5 (24)	30,08	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	10,27	10,66	11,4
1-5 (18)	25,31	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	7,70	7,99	11,4
1-2 (15)	58,70	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	6,42	6,66	11,4
А-1 (20)	131,42	120/19	0,249	0,427	0,0266	0,0355	4,98	8,54	15,2

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

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

$$\begin{cases} \sum (PR + QX) = 0 \\ \sum (PX - QR) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

В ходе решения системы из 4-х уравнений, студенты должны использовать ЭВМ. В результате решения системы уравнений получим потоки мощности участков линий, по которым определяем ток и экономическое сечение провода на участках. Полученные данные сводим в таблицу 12.

Таблица 12

Участок линии	Мощность, МВ·А	Ток, А	$F_{расч}$, мм ²	F_H , мм ²

Пример.

Для решения представим нашу схему сети 110 кВ в виде схемы замещения представленной на рисунке 4, выраженные мощности на участках представлены в таблице 10.

Составляем уравнения для первого контура:

$$\begin{aligned} & [P_{A6}r_{A6} + P_{65}r_{65} - P_{15}r_{15} - P_{A1}r_{A1}] + [Q_{A6}x_{A6} + Q_{65}x_{65} - Q_{15}x_{15} - Q_{A1}x_{A1}] = \\ & = [P_x \times 1,94 + (P_x - 22,4) \times 5,14 - (47,95 - P_y - P_x) \times 7,7 - (66,94 - P_x) \times 4,98] + \\ & + [Q_x \times 4,96 + (Q_x - 13,82) \times 5,33 - (32,15 - Q_y - Q_x) \times 7,99 - (44,55 - Q_x) \times 8,54] = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & [P_{A6}x_{A6} + P_{65}x_{65} - P_{15}x_{15} - P_{A1}x_{A1}] + [Q_{A6}r_{A6} + Q_{65}r_{65} - Q_{15}r_{15} - Q_{A1}r_{A1}] = \\ & = [P_x \times 4,96 + (P_x - 22,4) \times 5,33 - (47,95 - P_y - P_x) \times 7,99 - (66,94 - P_x) \times 8,54] - \\ & - [Q_x \times 1,94 + (Q_x - 13,82) \times 5,14 - (32,15 - Q_y - Q_x) \times 7,7 - (44,55 - Q_x) \times 4,98] = 0 \end{aligned}$$

Составляем уравнения для второго контура:

$$\begin{aligned} & [P_{12}r_{12} + P_{23}r_{23} - P_{35}r_{35} - P_{15}r_{15}] + [Q_{12}x_{12} + Q_{23}x_{23} - Q_{35}x_{35} - Q_{15}x_{15}] = \\ & = [(P_y + 7,97) \times 6,42 + P_y \times 6,85 - (10,3 - P_y) \times 10,27 - (47,95 - P_y - P_x) \times 7,7] + \\ & + [(Q_y + 6,73) \times 6,66 + (Q_y) \times 7,1 - (7,23 - Q_y) \times 10,66 - (32,15 - Q_y - Q_x) \times 7,99] = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & [P_{12}x_{12} + P_{23}x_{23} - P_{35}x_{35} - P_{15}x_{15}] + [Q_{12}r_{12} + Q_{23}r_{23} - Q_{35}r_{35} - Q_{15}r_{15}] = \\ & = [(P_y + 7,97) \times 6,66 + P_y \times 7,1 - (10,3 - P_y) \times 10,66 - (47,95 - P_y - P_x) \times 7,99] - \\ & - [(Q_y + 6,73) \times 6,42 + (Q_y) \times 6,85 - (7,23 - Q_y) \times 10,27 - (32,15 - Q_y - Q_x) \times 7,7] = 0. \end{aligned}$$

$$\begin{cases} 19,76P_x + 7,7P_y - 26,82Q_x - 7,99Q_y - 106,72 = 0 \\ 26,82P_x + 7,99P_y + 29,76Q_x + 7,7Q_y - 1614,63 = 0 \\ 7,7P_x + 31,24P_y - 7,99Q_x - 32,41Q_y - 134,7 = 0 \\ 7,99P_x + 32,41P_y + 7,7Q_x + 31,24Q_y - 718,44 = 0 \end{cases}$$

Решив полученную систему находим:

$$P_x = 39,55; Q_x = 25,47; P_y = 3,82; Q_y = 2,64.$$

Подставляя полученные значения в выраженные мощности участков, производим перерасчет сечений проводов, с учетом сопротивлений выбранных ранее проводов. Результаты расчетов заносим в таблицу 13.

Таблица 13

Численные значения выражений мощностей участков

№ участка	Выраженные мощности участков
A – 6	$39,55 + j25,47$
6 – 5	$17,15 + j11,65$
2 – 3	$3,82 + j2,64$
3 – 5	$6,48 + j4,59$
1 – 5	$4,58 + j4,04$
1 – 2	$11,79 + j9,37$
A – 1	$27,39 + j19,08$
A	$66,94 + j44,55$

Зная мощности участков линий, определяем полную мощность и ток, протекающий по ним, а полученные данные сводим в таблицу 14.

Таблица 14

Расчетные данные

№ участка	Выраженная мощность	Полная мощность S , МВ·А	Ток на участке I , А
A – 6	$39,55 + j25,47$	47,04	236,16
6 – 5	$17,15 + j11,65$	20,73	104,07
2 – 3	$3,82 + j2,64$	4,64	23,29
3 – 5	$6,48 + j4,59$	7,94	39,86
1 – 5	$4,58 + j4,04$	6,11	30,67
1 – 2	$11,79 + j9,37$	15,06	75,61
A – 1	$27,39 + j19,08$	34,38	167,58

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.

Технические данные проводов участков линии после уточнения

№ участка (длина l , км)	$F_{\text{расч}}$, мм ²	$F_{\text{н}}$, мм ²	r_0 , Ом/км (при +20 °С)	x_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-4}$, См/км	q_0 , Мвар/к м	r , Ом	x , Ом	D , мм
А-6 (12)	181,66	185/29	0,162	0,413	0,0275	0,037	1,94	4,96	18,8
6-5 (12)	80,05	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	5,14	5,33	11,4
2-3 (16)	17,92	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	6,85	7,10	11,4
3-5 (24)	30,66	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	10,27	10,66	11,4
1-5 (18)	23,59	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	7,70	7,99	11,4
1-2 (15)	58,16	70/11	0,428	0,444	0,0255	0,034	6,42	6,66	11,4
А-1 (20)	128,91	120/19	0,249	0,427	0,0266	0,0355	4,98	8,54	15,2

2.1.7 Определение напряжения в узлах с учетом потерь мощности

Для определения потери мощности на участках используем формулу:

$$\Delta P + j\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} R + j \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} X, \quad (7)$$

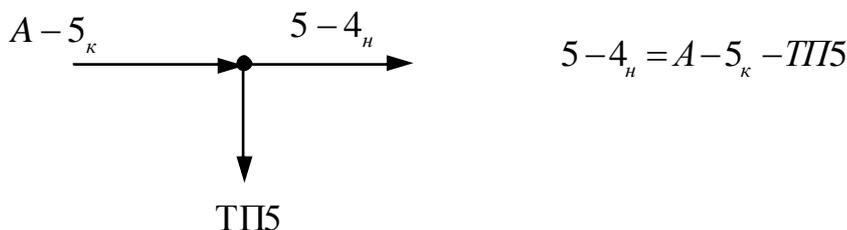
где P , Q — соответственно активная и реактивная составляющие мощности участка линии, взятые из таблицы 12, МВт, Мвар;

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

Тогда мощность в конце сети А-5 (согласно рисунку 2):

$$A-5_k = (P_x + jQ_x) - (\Delta P_{A-5} + j\Delta Q_{A-5}) = (P_x - \Delta P_{A-5}) + j(Q_x - \Delta Q_{A-5}).$$

Для определения мощности в начале участка 5-4 используем I закон Кирхгофа.



$$\begin{aligned} 5-4_n &= (P_x + j\Delta Q_{A-5}) + j(Q_x - \Delta Q_{A-5}) - (P_5 + jQ_5) = \\ &= (P_x - \Delta P_{A-5} - P_5) + j(Q_x - Q_5 - \Delta Q_{A-5}). \end{aligned}$$

Аналогично находим мощности в начале и конце участков линий и полученные данные сводим в таблицу 16.

Таблица 16

Участок линии	Мощность в начале линии	Мощность в конце линии	Потери мощности на участках сети
A-5	$P_x + jQ_x$	$(P_x - \Delta P_{A-5}) + j(Q_x - \Delta Q_{A-5})$	$\Delta P_{A-5} + jQ_{A-5}$

Для определения напряжений в узлах сети в качестве отправной точки используем напряжение опорного узла А. Тогда в узловой точке 5 на шинах трансформаторной подстанции напряжение U_5 , без учета поперечной составляющей напряжения, будет равно:

$$U_5 = U_A - \Delta U_{A-5} = U_A - \frac{P_x R_{A-5} + Q_x X_{A-5}}{U_A},$$

где ΔU_{A-5} — продольная составляющая падения напряжения.

Для точки 4 напряжение U_4 будет равно:

$$U_4 = U_5 - \Delta U_{4-5} = U_5 - \frac{P_{4-5} R_{4-5} + Q_{4-5} X_{4-5}}{U_5}.$$

Аналогично определяем напряжение всех остальных узлов.

Напряжение на шинах низшего напряжения подстанций, приведенное к стороне высшего напряжения, можно получить, если из напряжения вычесть падение напряжения в трансформаторе (также без учета поперечной составляющей падения напряжения):

$$U'_n = U_{в.ш.} - \frac{P_{mn} R_{mp} + Q_{mn} X_{mp}}{U_{в.ш.}}, \quad (8)$$

где U'_n — низшее напряжение, приведенное к высшей стороне, кВ;

$U_{в.ш.}$ — высшее напряжение на шинах ТП, кВ;

P_{mn} , Q_{mn} — нагрузка подстанции соответственно активная и реактивная, кВт, квар;

R_{mp} , X_{mp} — соответственно активное и реактивное сопротивление ТП, Ом.

Полученные данные сводим в таблицу 17.

Таблица 17

Номер подстанции	1	2	n
Участок линии	A-5	5-4	n-k
Режим наибольших нагрузок:			
- напряжение в начале участка линии, кВ			
- напряжение в конце участка линии, кВ			
- падение напряжения в трансформаторах, кВ			
- напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к высокой стороне, кВ			

Пример.

Определим потери мощности на участках:

$$(\Delta P + j\Delta Q)_{A6} = \frac{39,55^2 + 25,47^2}{115^2} 1,94 + j \frac{39,55^2 + 25,47^2}{115^2} 4,96 = 0,32 + j0,83$$

$$(A-6)_n = 39,55 + j25,47;$$

Тогда мощность в конце участка A-6 будет:

$$(A-6)_k = (A-6)_n - (\Delta P + j\Delta Q)_{A6} = 39,55 + j25,47 - 0,32 - j0,83 = 39,23 + j24,64.$$

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

$$(6-5)_n = (A-6)_k - TП6 = 39,23 + j24,64 - 22,4 - j13,82 = 16,83 + j10,82.$$

Аналогичным образом находим мощности в начале и конце каждого из участков, а также потери мощности на данных участках. Полученные данные сводим в таблицу 18.

Таблица 18.

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	$39,55 + j25,47$	$39,23 + j24,64$	$0,32 + j0,83$
6-5	$16,83 + j10,82$	$16,66 + j10,65$	$0,17 + j0,17$
2-3	$3,82 + j2,64$	$3,81 + j2,63$	$0,01 + j0,01$
3-5	$6,54 + j4,64$	$6,49 + j4,60$	$0,05 + j0,05$
1-5	$5,15 + j5,12$	$5,13 + j5,10$	$0,02 + j0,02$
1-2	$10,8 + j7,57$	$10,69 + j7,46$	$0,11 + j0,11$
A-1	$27,39 + j19,08$	$26,97 + j18,36$	$0,42 + j0,72$

Для определения напряжений в узлах сети в качестве отправной точки используем напряжение опорного узла А: $U_A = 122$ кВ. Тогда в узловой точке 6 на шинах трансформаторной подстанции напряжение U_6 , без учета поперечной составляющей напряжения, будет равно:

$$U_6 = U_A - \Delta U_{A6} = U_A - \frac{P_{A6}R_{A6} + Q_{A6}X_{A6}}{U_A} =$$

$$= 122 - \frac{39,55 \times 1,94 + 25,27 \times 4,96}{122} = 120,34 \text{ кВ.}$$

Здесь ΔU_{A6} — продольная составляющая падения напряжения.

$$U_5 = U_6 - \frac{P_{65}R_{65} + Q_{65}X_{65}}{U_6} = 120,34 - \frac{16,83 \times 5,14 + 10,82 \times 5,33}{120,34} = 119,14 \text{ кВ;}$$

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1}}{U_A} = 122 - \frac{27,39 \times 4,98 + 19,08 \times 8,54}{122} = 118,53 \text{ кВ;}$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 118,53 - \frac{10,8 \times 6,42 + 7,57 \times 6,66}{118,53} = 117,52 \text{ кВ;}$$

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_2} = 117,52 - \frac{3,82 \times 6,85 + 2,64 \times 7,1}{117,52} = 116,98 \text{ кВ.}$$

2.1.8 Выбор надбавок (ответвлений) трансформаторов

Согласно ПУЭ на шинах электростанций и подстанций, от которых отходят распределительные сети, должно быть обеспечено напряжение в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Для регулирования напряжения на шинах подстанций одним из технических средств применяется изменение числа витков обмотки высшего напряжения трансформатора с использованием переключателей ПБВ и РПН.

В курсовом проекте на подстанциях 110/10 кВ предложено использовать трансформаторы с РПН.

Трансформаторы с РПН регулируются в диапазоне до $\pm 16\%$ от номинального напряжения ступенями по 1,5; 1,78; 2; 2,5% в зависимости от выбранного типа трансформатора (таблица П.1).

Существуют различные методы выбора регулированных ответвлений трансформаторов с РПН. Если известно приведенное к высшей стороне напряжение на шинах низшего напряжения подстанции U'_n , то можно определить желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора $U_{в.н.ж.}$:

$$U_{в.н.ж.} = \frac{U'_n}{U_{н.н.}} U_{н.н.}, \quad (9)$$

где $U_{н.н.}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора (каталожные данные: 115; 110; 11; 10,5; 35; 38,5 и т.д.), кВ;

$U_{н.н.}$ — напряжение желаемое, которое необходимо поддерживать на шинах низшего напряжения в различных режимах работы сети, кВ.

Для сети 10 кВ в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийных режимах должно поддерживаться напряжение не менее 10,5 кВ, а в режиме наименьших нагрузок — не более 10 кВ. Допускается для сети 10 кВ, если в послеаварийных режимах невозможно обеспечить напряжение 10,5 кВ, другой уровень напряжения, но не ниже 10 кВ.

В курсовом проекте студенты рассчитывают U'_n для максимального режима. В режиме минимальной загрузки напряжение на шинах низшего напряжения подстанции $U'_{n \min}$, приведенное к высшей стороне, задается преподавателем, в пределах 1-3% больше полученного расчетного U'_n .

Тогда желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления трансформатора определяем:

- для режима наибольших нагрузок

$$U_{в.н.ж. \max} = \frac{U'_{n \max}}{U_{н.н. \max}} U_{н.н.}, \quad (10)$$

- для режима наименьших нагрузок

$$U_{в.н.жс. \min} = \frac{U'_{н \min}}{U_{н.жс. \min}} U_{н.н.}, \quad (11)$$

- для послеаварийного режима

$$U_{в.н.жс. на} = \frac{U'_{н на}}{U_{н.жс. на}} U_{н.н.}. \quad (12)$$

Желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления в послеаварийном режиме в данном пункте не определяется. Формула используется в последующих расчетах.

По найденному значению расчетного напряжения регулировочного ответвления выбирают стандартное ответвление с напряжением, ближайшим к расчетному. Для этого необходимо использовать табличные данные или произвести расчет напряжения каждого ответвления. Например, для трансформатора ТДН – 6300/110 с $S_H = 6,3 \text{ МВА}$, пределом регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ и номинальным напряжением обмоток трансформатора высшей и низшей стороны соответственно 115 кВ и 11 кВ, напряжения ответвлений будут иметь значения, приведенные в таблице 19.

Таблица 19

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Действительное напряжение ответвления $U_{в.н.д.}$, кВ
1	+16,02	133,4
2	+14,24	131,4
3	+12,46	129,3
4	+10,68	127,3
5	+8,9	125,2
6	+7,12	123,2
7	+5,34	121,1
8	+3,56	119,1
9	+1,78	117,0
10	0	115,0
11	-1,78	113,0
12	-3,56	110,9
13	-5,34	108,9
14	-7,12	105,8
15	-8,9	104,8
16	-10,68	102,7

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Действительное напряжение от- ветвления $U_{в.н.д.}$, кВ
17	-12,46	100,7
18	-14,24	98,6
19	-16,02	96,6

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции определяем:

- для режима наибольших нагрузок

$$U_{н.д. \max} = \frac{U'_{н \max}}{U_{в.н.д. \max}} U_{н.н.} \quad (13)$$

- для режима наименьших нагрузок

$$U_{н.д. \min} = \frac{U'_{н \min}}{U_{в.н.д. \min}} U_{н.н.} \quad (14)$$

- для послеаварийного режима

$$U_{н.д. па} = \frac{U'_{н па}}{U_{в.н. па}} U_{н.н.} \quad (15)$$

Порученные значения напряжений на шинах низшего напряжения (для послеаварийного режима в последующих расчетах) сравниваем с желаемыми. Отклонения напряжения определяем как:

$$\Delta U_{откл. \%} = \frac{U_{н.д.} - U_{н.}}{U_{н.}} \cdot 100. \quad (16)$$

Если все параметры удовлетворяют предъявляемым требованиям, то полученные результаты сводим в таблицу 20. Допускается таблицу 20 привести в пункте 2.1.10.

Таблица 20

Напряжение, кВ	Номер ТП				
	1	2	3	4	5
Расчетное регулировочное ответвление $U_{в.н.ж.}$					
Стандартное регулировочное ответвление $U_{в.н.д.}$					
Режим наибольших нагрузок					
Приведенное напряжение на шинах низшего напряжения $U'_{н. max}$					
Действительное напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н.д. max}$					
Отклонение напряжения $\Delta U_{откл. \%}$					
Режим наименьших нагрузок					
Расчетное регул-ое ответвление $U_{в.н.ж.}$					
Стандартное регул-ое ответвление $U_{в.н.д.}$					
$U'_{н. min}$ на шинах низшего напряжения					
Послеаварийный режим					
Расчетное регул-ое ответвление $U_{в.н.ж.}$					
Стандартное регул-ое ответвление $U_{в.н.д.}$					
$U'_{н. па}$ на шинах низшего напряжения					

Пример.

Определим напряжение на шинах низшего напряжения ПС, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U'_{н1} = 118,53 - \frac{11,02 \times 7,95 + 5,67 \times 139}{118,53} = 111,14 \text{ кВ};$$

$$U'_{н2} = 117,52 - \frac{7,97 \times 7,95 + 6,7 \times 139}{117,52} = 108,88 \text{ кВ};$$

$$U'_{н3} = 116,98 - \frac{10,3 \times 7,95 + 7,23 \times 139}{116,98} = 107,69 \text{ кВ};$$

$$U'_{н5} = 119,14 - \frac{15,25 \times 4,38 + 11,1 \times 86,7}{119,14} = 110,5 \text{ кВ};$$

$$U'_{н6} = 120,34 - \frac{22,4 \times 2,54 + 13,82 \times 55,9}{120,34} = 113,45 \text{ кВ}.$$

Определяем желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора.

Ведем расчет для режима наибольших нагрузок:

$$U_{\text{в.н.ж}_1} = \frac{111,14}{10,5} \times 11 = 116,43 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{в.н.ж}_2} = \frac{108,88}{10,5} \times 11 = 114,06 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{в.н.ж}_3} = \frac{107,69}{10,5} \times 11 = 112,82 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{в.н.ж}_5} = \frac{110,5}{10,5} \times 10,5 = 110,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{в.н.ж}_6} = \frac{113,45}{10,5} \times 10,5 = 113,45 \text{ кВ}.$$

Согласно полученным значениям $U_{\text{в.н.ж}}$ по таблице 10 [7] определяем действительное напряжение отвлечения и соответствующую ему добавку напряжения:

$$U_{\text{в.н.д}_1} = 115 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_1} = 0;$$

$$U_{\text{в.н.д}_2} = 113 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_2} = -1,78 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_3} = 110,9 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_2} = -3,56 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_5} = 108,9 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_5} = -5,34 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_6} = 113 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_6} = -1,78 \%.$$

Определим действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_{\text{н.д. max}} = \frac{U'_{\text{н. max}}}{U_{\text{в.н.д. max}}} U_{\text{н.н.}}$$

$$U_{\text{н.д. max}_1} = \frac{111,14}{115} \times 11 = 10,63 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д. max}_2} = \frac{108,88}{113} \times 11 = 10,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д. max}_3} = \frac{107,69}{110,9} \times 11 = 10,68 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д. max}_5} = \frac{110,5}{108,9} \times 10,5 = 10,65 \text{ кВ};$$

$$U_{н.д. max_6} = \frac{113,45}{113} \times 10,5 = 10,54 \text{ кВ.}$$

Для сети 10 кВ в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийных режимах должно поддерживаться напряжение не менее 10,5 кВ, а в режиме наименьших нагрузок — не более 10 кВ. Допускается для сети 10 кВ, если в послеаварийных режимах невозможно обеспечить напряжение 10,5 кВ, другой уровень напряжения, но не ниже 10 кВ.

Согласно данному условию проверяем теперь и в последующем соблюдение его для $U_{н.д. max}$, $U_{н.д. min}$, $U_{н.д. п. а.}$ соответственно.

В данном случае, в режиме наибольших нагрузок, данное условие соблюдается полностью.

Ведем расчет для режима наименьших нагрузок с учетом того, что напряжение $U'_н$ в режиме наименьших нагрузок больше соответствующего напряжения в режиме наибольших нагрузок на 2%, т.е.:

$$U'_{н. min_1} = 111,14 \times 1,02 = 113,36 \text{ кВ;}$$

$$U'_{н. min_2} = 108,88 \times 1,02 = 111,06 \text{ кВ;}$$

$$U'_{н. min_3} = 107,69 \times 1,02 = 109,84 \text{ кВ;}$$

$$U'_{н. min_5} = 110,5 \times 1,02 = 112,71 \text{ кВ;}$$

$$U'_{н. min_6} = 113,45 \times 1,02 = 115,72 \text{ кВ.}$$

Определяем желаемое (расчетное) напряжение регулировочного ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора в режиме наименьших нагрузок:

$$U_{в.н.ж_1} = \frac{113,36}{10} \times 11 = 124,7 \text{ кВ;}$$

$$U_{в.н.ж_2} = \frac{111,06}{10} \times 11 = 122,17 \text{ кВ;}$$

$$U_{в.н.ж_3} = \frac{109,84}{10} \times 11 = 120,82 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{в.н.ж}_5} = \frac{112,71}{10} \times 10,5 = 118,35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{в.н.ж}_6} = \frac{115,72}{10} \times 10,5 = 121,5 \text{ кВ}.$$

Согласно полученным значениям $U_{\text{в.н.ж.}}$ по таблице 10 [7] определяем действительное напряжение ответвления и соответствующую ему добавку напряжения:

$$U_{\text{в.н.д}_1} = 125,2 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_1} = +8,9;$$

$$U_{\text{в.н.д}_2} = 123,2 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_2} = +7,12 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_3} = 121,1 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_2} = +5,34 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_5} = 119,1 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_5} = +3,56 \%;$$

$$U_{\text{в.н.д}_6} = 123,2 \text{ кВ}, \quad \Delta U_{\text{откл}_6} = +7,12 \%.$$

Определим действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_{\text{н.д.min}} = \frac{U'_{\text{н.min}}}{U_{\text{в.н.д.min}}} U_{\text{н.н.}}$$

$$U_{\text{н.д.min}_1} = \frac{113,36}{125,2} \times 11 = 9,96 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д.min}_2} = \frac{111,06}{123,2} \times 11 = 9,92 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д.min}_3} = \frac{109,84}{121,1} \times 11 = 9,98 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д.min}_5} = \frac{112,71}{119,1} \times 10,5 = 9,94 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.д.min}_6} = \frac{115,72}{123,2} \times 10,5 = 9,86 \text{ кВ}.$$

В режиме наименьших нагрузок действительное напряжение $U_{\text{н.д.min}}$ меньше допустимо возможного 10 кВ, что соответствует поставленному выше условию.

2.1.9 Расчет послеаварийного режима

В соответствии с заданием создается аварийная ситуация, когда одна из линий выходит из строя. Расчет в послеаварийном режиме выполняется аналогично, как и в режиме нормальных нагрузок. Для расчета составляется схема замещения с нанесением исходных данных.

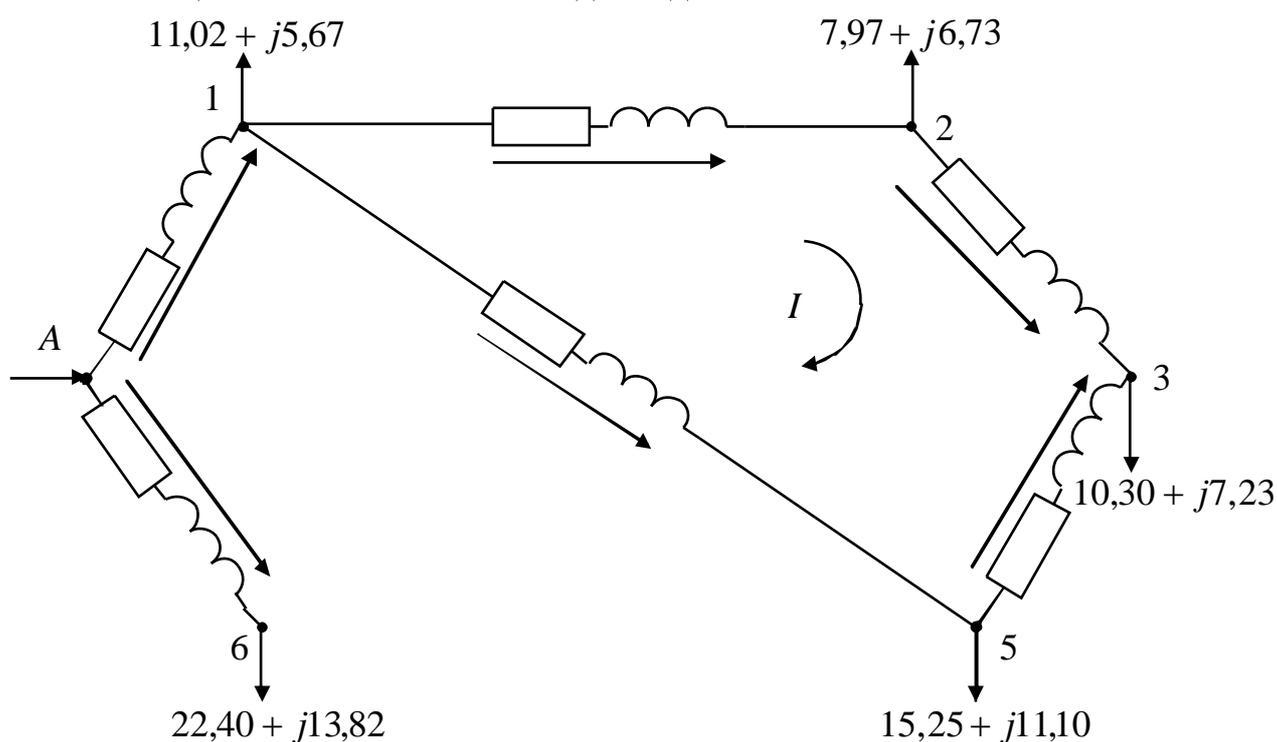


Рисунок 6 — Схема замещения сети 110 кВ в послеаварийном режиме

Необходимо произвести перерасчет токораспределения по участкам с учетом сопротивлений выбранных проводов без учета потерь мощности.

2.1.10 Анализ и заключение по результатам электрического расчета режимов работы сети

Студент анализирует полученные результаты расчета. Если выбор ответвлений трансформаторов не обеспечивает допустимых отклонений напряжения, то предлагают варианты использования других средств регулирования.

Пример.

Полученные результаты расчетов в нормальных и послеаварийных режимах сводим в таблицу 21:

Таблица 21

Результаты расчетов различных режимов линии

Напряжение, В	Номер ТП				
	1	2	3	5	6
Режим наибольших нагрузок:					
Расчетное регулировочное ответвление $U_{в.н.ж.}$	116,43	114,06	112,82	110,5	113,45
Стандартное регул-ое ответвление $U_{в.н.д.}$	115	113	110,9	108,9	113
Приведенное напряжение на шинах низшего напряжения $U'_{н.маx}$	111,4	108,88	107,69	110,5	113,45
Действительное напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н.д.маx}$	10,63	10,6	10,68	10,65	10,54
Отклонение напряжения $\Delta U_{откл.маx}$	0	-1,78	-3,56	-5,34	-1,78
Режим наименьших нагрузок:					
Расчетное регул-ое ответвление $U_{в.н.ж.}$	124,7	122,17	120,82	118,35	121,5
Стандартное регул-ое ответвление $U_{в.н.д.}$	125,2	123,2	121,1	119,1	123,2
$U'_{н.мин}$ на шинах низшего напряжения	113,36	111,06	109,84	112,71	115,72
$U_{н.д.мин}$ на шинах низшего напряжения	9,96	9,92	9,98	9,94	9,86
Отклонение напряжения $\Delta U_{откл.мин}$	+8,9	+7,12	+5,34	+3,56	+7,12
Послеаварийный режим:					
Расчетное регул-ое ответвление $U_{в.н.ж.}$	116,55	114,55	112,13	114,39	112,32
Стандартное регул-ое ответвление $U_{в.н.д.}$	115	113	110,9	113	110,9
$U'_{н.па}$ на шинах низшего напряжения	111,25	109,34	107,03	109,19	112,32
$U_{н.д.мин}$ на шинах низшего напряжения	10,64	10,64	10,62	10,63	10,63
Отклонение напряжения $\Delta U_{откл.мин}$	0	-1,78	-3,56	-1,78	-3,56

2.2 Механический расчет воздушной линии 110 кВ

Проектирование линий электропередачи ведется согласно схеме развития электрической системы. Для механического расчета выбранных сечений проводов, определения допустимых пролетов ВЛ необходимо знать климатические условия: толщину стенки гололеда, максимальную скорость ветра, высшую, низшую и среднегодовую температуру. Для учебных целей в задании предусмотрены такие данные, однако, преподаватель может задать только географическое расположение места, где проходит ВЛ-110 кВ. В этом случае студент должен использовать справочную литературу, например [5].

С целью сокращения объема курсового проекта, механический расчет ВЛ-110 кВ студент выполняет для линии, соединяющей две узловые точки (или узловая точка и питающий пункт А, где линия является общей для образующих контуров).

2.2.1 Выбор материала и типа опор ВЛ - 110 кВ

Необходимо обосновать и записать марку типов опор, наметить желаемое расположение проводов на опоре и описать предполагаемый способ подвески проводов. Для этих целей необходимо изучить требования, предъявляемые ПУЭ [5].

Из технических данных выбранных типов опор для дальнейшего расчета необходимо установить расчетную габаритную длину пролета ВЛ [3, 5].

2.2.2 Определение удельных нагрузок на провода

Удельные нагрузки, т.е. нагрузки, возникающие в 1 м длины линии и 1 мм² сечения провода от веса провода, гололеда и давления ветра, рассчитывают исходя из условия:

- нагрузка по длине провода в пролете распределяется равномерно;
- порывы ветра отсутствуют.

Нагрузка от собственной массы провода вычисляется в зависимости от материала провода и его конструкции, даН/(м·мм²):

$$\gamma_1 = \frac{G_0 g}{S}, \quad (17)$$

где G_0 — масса провода, таблица П.4;

g — ускорение свободного падения;

S — суммарная площадь поперечного сечения всех проволок провода и троса.

Нагрузка от массы гололеда с учетом условия, что гололедные отложения имеют цилиндрическую форму плотностью $g_0 = 0,9$ г/см³:

$$\gamma_2 = \frac{\pi b(d+b)g_0 g}{S}, \quad (18)$$

где d — диаметр провода, таблица П.4;

b — толщина стенки гололеда.

Нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда будет равна:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2. \quad (19)$$

Нагрузка от давления ветра при отсутствии гололеда рассчитывается согласно выражению:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot c_x d q \sin \varphi}{S}, \quad (20)$$

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

q — скорость напора ветра, которая берется для ВЛ - 110 кВ из таблицы П.5 для повторяемости 1 раз в 10 лет;

c_x — аэродинамический коэффициент, равный 1.1 для проводов и тросов диаметром 20 мм и более непокрытых гололедом и 1.2 — для непокрытых гололедом проводов и тросов диаметром менее 20 мм, а также для всех проводов и тросов, покрытых гололедом;

α — коэффициент, которым учитывает неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимаемый равным 1 при скоростном напоре ветра до

27 даН/м², 0.85 — при 40 даН/м², 0.75 — при 55 даН/м², 0.7 — при 76 даН/м² и более (промежуточное значение определяется линейной интерполяцией).

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

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot c_x (d + 2b) q \sin \varphi}{S}. \quad (21)$$

Суммарная нагрузка от собственной массы проводов и от давления ветра (при отсутствии с гололеда) составляет:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}. \quad (22)$$

Суммарная нагрузка от собственной массы провода, от гололеда и давления ветра равна:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}. \quad (23)$$

Пример.

По начальным условиям из справочной литературы [1,2,5] выписываем все необходимые данные для провода АС 70/11, принятого на участке соединяющем узловые точки 1-5.

Таблица 22

скорость напора ветра:	$q = 65 \text{ даН/м}^2$
толщина стенки гололеда:	$b = 15 \text{ мм}$
модуль упругости:	$E = 8,25 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$
температурный коэффициент линейного удлинения:	$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}^0$
предельная нагрузка:	$\delta_{np} = 29 \text{ даН/мм}^2$
суммарная площадь поперечного сечения:	$S = 79,3 \text{ мм}^2$
диаметр провода:	$d = 11,4 \text{ мм}$
масса провода:	$G_0 = 274 \text{ кг/км}$
напряжение при наибольшей нагрузке и низшей температуре:	$\delta_r = 11,6 \text{ даН/м}^2$;
напряжение при среднегодовой температуре:	$\delta_s = 8,7 \text{ даН/мм}^2$

Рассчитываем нагрузку от собственной массы провода:

$$\gamma_1 = \frac{G_0 g}{S} = \frac{274 \times 9,81 \times 10^{-3}}{79,3} = 3,39 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения.

Нагрузка от массы гололеда с учетом условия, что гололедные отложения имеют цилиндрическую форму плотностью $g_0 = 0,9 \text{ г/см}^3$:

$$\gamma_2 = \frac{\pi b(d+b)g_0 g}{S} = \frac{3,14 \times 15 \times (11,4 + 15) \times 0,9 \times 9,81 \times 10^{-3}}{79,3} = 13,84 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

Нагрузка от собственной массы и массы гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 3,39 \times 10^{-3} + 13,84 \times 10^{-3} = 17,23 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

Нагрузка от давления ветра при отсутствии гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot c_x d q \sin \varphi}{S} = \frac{0,73 \times 1,2 \times 11,4 \times 65 \times \sin 90^\circ \times 10^{-3}}{79,3} = 8,19 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

где $\varphi = 90^\circ$ — угол между направлением ветра и проводами линии;

$\alpha = 0,73$ — коэффициент, которым учитывается неравномерность скорости ветра по длине пролета;

$c_x = 1,2$ — аэродинамический коэффициент.

Нагрузка от давления ветра при наличии гололеда:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot c_x (d+2b) \hat{q} \sin \varphi}{S} = \frac{0,73 \times 1,2 \times (11,4 + 2 \times 15) \times 16,25 \times \sin 90^\circ \times 10^{-3}}{79,3} = 7,43 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

здесь $\hat{q} = 16,25$ — 25 % от первоначальной.

Суммарная нагрузка от собственной массы проводов и от давления ветра (при отсутствии с гололеда):

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{(3,39 \times 10^{-3})^2 + (8,19 \times 10^{-3})^2} = 8,86 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

Суммарная нагрузка от собственной массы провода, от гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{(17,23 \times 10^{-3})^2 + (7,43 \times 10^{-3})^2} = 18,76 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

2.3 Определение критических пролетов

Для каждой марки провода существует предел прочности. У проводов и тросов ВЛ должен быть определенный запас механической прочности. При выборе его величины необходимо учитывать погрешности в заданных температурах и нагрузок, а также изменения ряда допущений. Поэтому должен быть запас прочности, согласно ПУЭ, в виде допустимых напряжений, в проводах в процентах от предела прочности провода δ_{np} 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 (δ_r) и низшей (δ_-) 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 могут привести к уменьшению прочности провода в местах его закрепления. Поэтому при расчете проводов необходимо вводить также ограничение по среднеэксплуатационному напряжению δ_s .

Влияния изменений нагрузки и температуры проявляются в большей или меньшей степени в зависимости от длины пролета. При малых пролетах на напряжение в проводе значительное влияние оказывает температура, при больших пролетах – нагрузка. Граничный пролет, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжение в проводе оказывается равноопасным, называется *критическим*.

При ограничении напряжения в проводе по трем режимам в общем случае существуют три критических пролета.

Первый критический пролет – это пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре $\delta_{\text{э}}$, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре δ_{-} . Если принять, что для определения критических пролетов выполняется условие $\delta_r = \delta_{-} = \delta_{\text{max}}$, то

$$l_{1k} = \frac{2\delta_{\text{э}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\beta(\delta_{\text{э}} - \delta_{\text{max}}) + \alpha(t_{\text{э}} - t_{-}))}{1 - (\delta_{\text{э}}/\delta_{\text{max}})^2}}, \quad (24)$$

где β — значение, обратное модулю упругости: $\beta = 1/E$, (таблица П.11);

α — температурный коэффициент линейного удлинения (таблица П.11);

$t_{\text{э}}, t_{-}$ — соответственно температура в режиме среднегодовой и низшей температур.

Второй критический пролет – это пролет, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке δ_r , а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре δ_{-} .

$$l_{2k} = \frac{2\delta_{\text{max}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\alpha(t_r - t_{-}))}{(\gamma_r/\gamma_1)^2 - 1}}, \quad (25)$$

где γ_r — удельная нагрузка в режиме максимальной нагрузки;

t_r — температура в режиме максимальной нагрузки.

Третий критический пролет – это пролет, при котором напряжение при среднегодовой температуре достигает допустимого при среднегодовой температуре $\delta_{\text{э}}$, а в режиме максимальной нагрузки равно допустимому при максимальной нагрузке δ_r .

$$l_{3k} = \frac{2\delta_{\text{max}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\beta(\delta_{\text{max}} - \delta_{\text{э}}) + \alpha(t_r - t_{\text{э}}))}{(\gamma_r/\gamma_1)^2 - (\delta_{\text{max}}/\delta_{\text{э}})^2}}. \quad (26)$$

Пример.

Определим первый критический пролет:

$$\beta = \frac{1}{E} = \frac{1}{8,25 \times 10^3} = 1,21 \times 10^{-4} \frac{\text{мм}^2}{\text{даН}} ;$$

$$\delta_{\max} = \delta_r = 0,45 \delta_{np} = 0,45 \times 29 = 13,05 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2} ;$$

$$\delta_s = 0,3 \delta_{np} = 0,3 \times 29 = 8,7 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2} ;$$

$$l_{1k} = \frac{2 \times 8,7}{3,39 \times 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{6(1,21 \times 10^{-4} \times (8,7 - 13,05) + 19,2 \times 10^{-6} \times (16 - (-24)))}{1 - (8,7/13,05)^2}} = 262 \text{ м.}$$

Второй критический пролет равен

$$l_{2k} = \frac{2 \times 13,05}{3,39 \times 10^{-3}} \sqrt{\frac{6(19,2 \times 10^{-6} \times (26 - (-24)))}{(8,76 \times 10^{-3} / 3,39 \times 10^{-3})^2 - 1}} = 107 \text{ м.}$$

Третий критический пролет равен

$$l_{3k} = \frac{2 \times 13,05}{3,39 \times 10^{-3}} \sqrt{\frac{6(1,21 \times 10^{-4} \times (13,05 - 8,7) + 19,2 \times 10^{-6} \cdot (26 - 16))}{(8,76 \times 10^{-3} / 3,39 \times 10^{-3})^2 - (13,05/8,7)^2}} = 95 \text{ м.}$$

Выполняется отношение $l_{1k} \geq l_{2k} \geq l_{3k}$.

2.2.4 Систематический расчет проводов и тросов

Цель систематического расчета заключается в построении зависимостей изменения напряжения в проводе от длины пролета $\delta = \varphi(l)$ и стрелы провеса от длины пролета $f = \varphi(l)$.

Эти зависимости находятся для определенных расчетных сочетаний климатических условий (приложение 4).

Расчетные режимы 1...6 необходимы для проверки работы линии в нормальных условиях (при необорванных проводах и тросах), режим 8 применяют для проверки линии по условиям монтажа. Для проверки расстояния от токоведущих частей элементов опор на допустимость, используют режим 5 (при рабочем напряжении), 7 (при грозových и внутренних напряжениях) и 9 (для обеспечения безопасного подъема на опору пол напряжением).

Напряжение в проводе определяется из уравнения состояния провода:

$$\delta - \frac{\gamma^2 l^2}{24\delta^2 \beta} = \delta_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\delta_m^2 \beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m), \quad (27)$$

где l — длина пролета;

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

δ, γ, t — соответствующие значения для искомого (неизвестного) режима провода.

Для построения зависимостей $\delta = \varphi(l)$ и $f = \varphi(l)$ необходимо 6...10 точек. 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 в проектируемой линии. Промежуточные значения пролетов принимаются через 30...50 м. В число промежуточных точек должны входить длины критических пролетов.

В ходе расчета возникают в основном следующие два состояния длин критических пролетов: 1) $l_{1k} \leq l_{2k} \leq l_{3k}$; 2) $l_{1k} \geq l_{2k} \geq l_{3k}$.

Если получился 1 вариант соотношений, то для точек, соответствующих пролетам $l \leq l_{1k}$, в качестве исходного принимают режим низших температур (расчетный режим 3); для пролетов $l_{1k} \leq l \leq l_{3k}$ расчет точек осуществляют по сочетанию климатических условий режиму 4; для пролетов $l \geq l_{3k}$ за исходный принимают расчетный режим 5 или 6 в зависимости от того, при каком из этих режимов имеет место большая удельная нагрузка.

При варианте 2, для точек, соответствующих пролетам $l \leq l_{2k}$, за исходный принимаем режим низших температур 3, а для пролетов $l \geq l_{2k}$ — режим максимальных нагрузок 5 и 6.

Иногда встречаются случаи, когда один или два критических пролета мнимые. Если мнимый пролет l_{1k} , при $l \leq l_{3k}$, в качестве исходного следует

принимать режим среднегодовой температуры 4, а при $l \geq l_{3k}$ — режим максимальных нагрузок 5 и 6. Если мнимый пролет l_{3k} , то при $l \leq l_{1k}$ исходным считается режим наименьших температур 3, а при $l \geq l_{1k}$ — режим 4. В этих случаях пролет l_{2k} физического смысла не имеет. Если мнимыми оказались одновременно l_{1k} и l_{3k} , то для всех расчетных длин пролетов в качестве исходного принимаем режим 4.

Стрела провеса для каждого из сочетаний климатических условий определяется по формуле:

$$f = \frac{l^2 \gamma}{8\delta}. \quad (28)$$

Результаты расчетов сводят в таблицу и по ним вычерчиваются графики. Допускается на одном графике совмещение двух величин.

Пример.

В ходе предыдущего расчета было получено соотношение: $l_{1k} \geq l_{2k} \geq l_{3k}$. При таком варианте для точек, соответствующих пролетам $l \leq l_{2k}$, за исходный принимаем режим низших температур №3, а для пролетов $l \geq l_{2k}$ - режим максимальных нагрузок №5.

Напряжение в проводе определяется из уравнения состояния провода:

$$\delta - \frac{\gamma^2 l^2}{24\delta^2 \beta} = \delta_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\delta_m^2 \beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m),$$

где l — длина пролета;

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

δ, γ, t — соответствующие значения для искомого (неизвестного) режима провода.

$$\beta = 1,21 \times 10^{-4} \frac{\text{мм}^2}{\text{даН}};$$

$$\delta_m = 0,45\delta_{np} = 0,45 \times 29 = 13,05 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$\gamma_m = \gamma_1 = 3,39 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2};$$

$$t_m = t_{\max} = +26 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Стрела провеса для каждого из сочетаний климатических условий определяется по формуле:

$$f = \frac{l^2 \gamma}{8 \delta}.$$

Расчетный режим № 3:

$$t = t_- = t_{\min} = -24 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\gamma = \gamma_1 = 3,39 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}.$$

$$\delta - \frac{(3,39 \times 10^{-3})^2 l^2}{24 \delta^2 1,21 \times 10^{-4}} = 13,05 - \frac{(3,39 \times 10^{-3})^2 l^2}{24 \times 13,05^2 \times 1,21 \times 10^{-4}} - \frac{19,2 \times 10^{-6}}{1,21 \times 10^{-4}} (-24 - 26);$$

$$\delta - \frac{3,96 \times 10^{-3} l^2}{\delta^2} = 20,98 - 2,32 \times 10^{-5} l^2.$$

Для построения зависимости $\delta = \varphi(l)$, принимаем к расчету диапазон длин пролетов от 60 до 400 м. Расчет будем производить через 60 м, учитывая длины критических пролетов, подходящие по условиям, описанным в начале пункта.

$$l = 60 \text{ м.}$$

Тогда уравнение примет вид:

$$\delta - \frac{14,26}{\delta^2} = 20,90.$$

Методом подбора определим неизвестное δ для $l = 60$ м:

$$\delta = 20,93 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}.$$

Тогда стрела провеса в данном случае:

$$f = \frac{3,39 \times 10^{-3} \times 60^2}{8 \times 20,93} = 0,07 \text{ м.}$$

Далее расчет проводится аналогичным образом через каждые 60 м до 400 м.

Расчетный режим № 5:

$$t = -5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\gamma = \gamma_6 = 8,86 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}.$$

$$\delta - \frac{(8,86 \times 10^{-3})^2 l^2}{24 \delta^2 1,21 \times 10^{-4}} = 13,05 - \frac{(3,39 \times 10^{-3})^2 l^2}{24 \times 13,05 \times 1,21 \times 10^{-4}} - \frac{19,2 \times 10^{-6}}{1,21 \times 10^{-4}} (-5 - 26);$$

$$\delta - \frac{2,70 \times 10^{-2} \times l^2}{\delta^2} = 17,97 - 2,32 \times 10^{-5} l^2.$$

$$l = 60 \text{ м.}$$

$$\delta - \frac{97,2}{\delta^2} = 17,89;$$

$$\delta = 18,19 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$f = \frac{8,86 \times 10^{-3} \times 60^2}{8 \times 18,19} = 0,22 \text{ м.}$$

Далее расчет проводится аналогичным образом через каждые 60 м до 400 м.

Результаты расчетов режимов 3 и 5 сводим в таблицу:

Таблица 23

Результаты расчетов режимов № 3 и № 5

$l, \text{ м}$		60	107	180	240	300	360	400
№ 3	δ	20,93	20,81	20,53	20,23	19,80	19,34	19,02
	f	0,07	0,23	0,67	1,21	1,93	2,84	3,56
№ 5	δ	18,19	18,60	19,52	20,38	21,26	22,12	22,67
	f	0,22	0,68	1,84	3,13	4,69	6,49	7,82

На рисунке 7 в качестве примера представлен вид некоторых графиков. Цифрами обозначены номера расчетных сочетаний климатических условий.

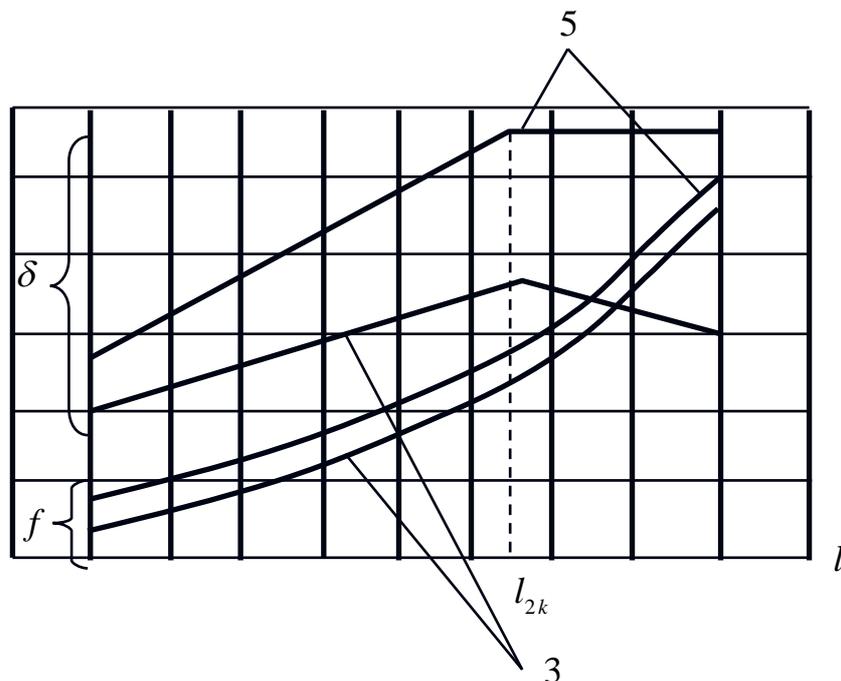


Рисунок 7 — Пример результатов систематического расчета проводов при $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$

2.2.5 Расчет монтажных стрел провеса

Расчет монтажных стрел провеса выполняют в следующем порядке:

1) определяют приведенные пролеты l_{np} для анкерного участка линии, оговоренного в пункте 2.2;

2) устанавливают соотношение между пролетами приведенным и критическим, по которому принимают один из трех исходных режимов, ограничивающих допустимые напряжения провода;

3) по аналогии с пунктом 2.2.4, используя уравнение состояния провода, находят напряжение провода для данного приведенного (принятого) пролета. Для этого в правую часть уравнения подставляют параметры принятого режима, ограничивающего допустимое напряжение провода, а в левую — удельную нагрузку от собственной массы провода (так как монтаж проводов ведется при отсутствии гололеда и сильного ветра). Значениями 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:

$$f = \frac{l^2 \gamma_1}{8 \delta_{np}}, \quad (29)$$

где l — длина пролета;

δ_{np} — напряжение провода в приведенном пролете, полученное из уравнения состояния провода для различных температур.

б) определяют натяжение провода:

$$T = \delta_{np} S. \quad (30)$$

Результаты расчетов сводят в таблицу 24, по которым строят монтажные кривые $f = \varphi(t)$ и $T = \varphi(t)$.

Таблица 24

$t, ^\circ\text{C}$	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30
$\delta, \text{даН/мм}^2$							
$f, \text{м}$							
$T, \text{даН}$							

Пример.

Расчет проводим для пролета $l = 120 \text{ м}$.

Расчетный режим № 5.

Исходные данные для расчета:

$$\gamma_m = \gamma_r = \gamma_7 = 18,76 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2};$$

$$\delta_m = \delta_r = 0,45 \delta_{np} = 0,45 \times 29 = 13,05 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$\alpha = 19,2 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}};$$

$$\beta = 1,21 \times 10^{-4} \frac{\text{мм}^2}{\text{даН}};$$

$$\gamma = \gamma_1 = 3,39 \times 10^{-3} \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2};$$

$$t_m = t_r = -5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Напряжение в проводе:

$$\delta - \frac{\gamma^2 l^2}{24 \delta^2 \beta} = \delta_m - \frac{\gamma_m^2 l^2}{24 \delta_m^2 \beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m);$$

$$\delta - \frac{(3,39 \times 10^{-3})^2 120^2}{24 \delta^2 1,21 \times 10^{-4}} = 13,05 - \frac{(18,76 \times 10^{-3})^2 120^2}{24 \times 13,05^2 \times 1,21 \times 10^{-4}} - \frac{19,2 \times 10^{-6}}{1,21 \times 10^{-4}} (t + 5);$$

$$\delta - \frac{56,99}{\delta^2} = 2,80 - 0,16(t + 5).$$

Расчет проводим для диапазона температур от -30 до $+30$ $^\circ\text{C}$, через каждые 10 $^\circ\text{C}$.

Определяем также стрелу провеса:

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8 \delta}.$$

Определяем натяжение провода по формуле:

$$T = \delta S.$$

$$t = -30 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\delta - \frac{56,99}{\delta^2} = 6,8;$$

$$\delta = 7,65 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$f = \frac{3,39 \times 10^{-3} \times 120^2}{8 \times 7,65} = 0,80 \text{ м};$$

$$T = 7,65 \cdot 79,3 = 606,65 \text{ даН}.$$

Далее расчет проводится аналогичным образом через каждые 10 $^\circ\text{C}$.

Полученные результаты сводим в таблицу 25:

Результаты расчета монтажных стрел провеса

$t, ^\circ\text{C}$	-30	-20	-10	0	10	20	30
$\delta, \text{даН/м}\cdot\text{мм}^2$	7,65	6,55	5,49	4,65	3,72	3,49	3,10
$f, \text{м}$	0,80	0,93	1,11	1,31	1,64	1,75	1,97
$T, \text{даН}$	606,65	519,42	435,36	368,75	295,00	276,76	245,83

По полученным данным строятся характеристики $f = \varphi(t)$, $T = \varphi(t)$.

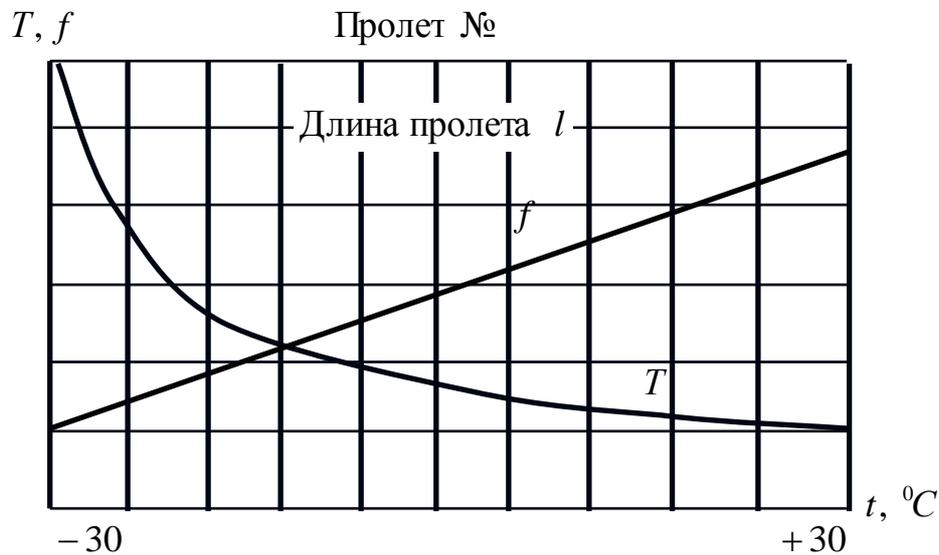


Рисунок 8 — Монтажные кривые

Зависимость $f = \varphi(t)$ получается линейной. Поэтому при расчете монтажных кривых достаточно вычислить стрелы провеса для двух температур и по ним построить зависимость для всего диапазона температур.

3. Выполнение графической части

Графическая часть проекта выполняется на двух листах формата А1. На первом листе вычерчиваются схемы сети в нормальном и послеаварийном режимах. На схемах наносятся: мощности ТП на стороне низшего и высшего напряжения; длины сечения и сопротивления участков ВЛ-110 кВ; направления потокораспределения мощностей и их значения в начале и в конце участка ВЛ-110 кВ, записанные в комплексном виде; уровни напряжения на шинах ТП низшей и высшей стороны; регулировочная добавка напряжения на трансформаторе. На втором листе вычерчиваются графики, полученные по результатам систематического расчета проводов, а также графики монтажных кривых. Пример оформления листов графической части приведен на рисунках 9 и 10.

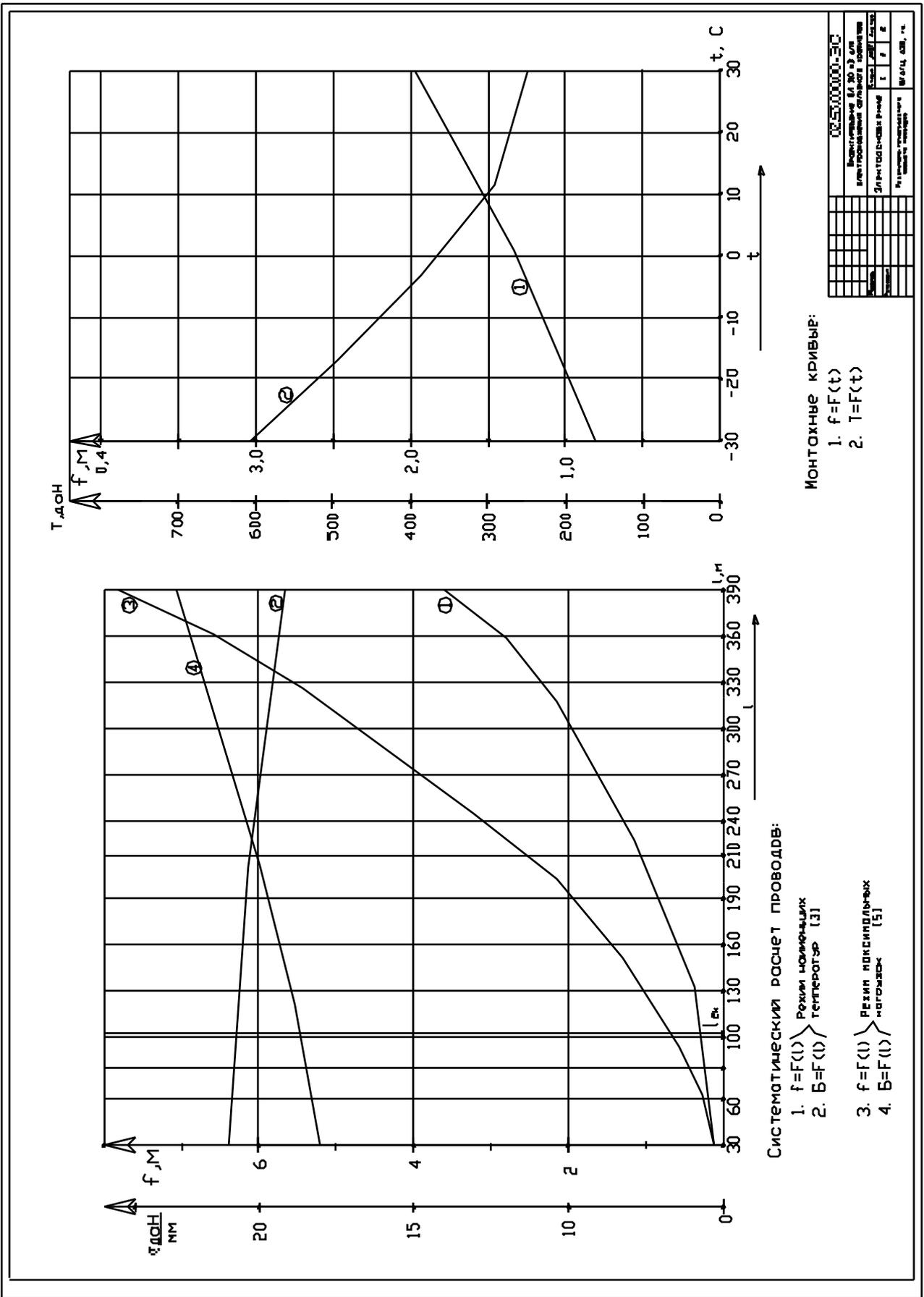


Рисунок 10 — Пример оформления листа 2 графической части

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Таблица П.1

Технические данные двухобмоточных трансформаторов 110 кВ

№ п/п	Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
				$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{к},$ кВт	$I_{х},$ %	$R_{Т},$ Ом	$X_{Т},$ Ом	$\Delta Q_{х},$ квар
				ВН	НН							
1	ТМН – 2500/110	2,5	$\pm 10? 1,5$ $\pm 8? 1,5$	110	6	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
2	ТМН – 6300/110	6,3	$\pm 9? 1,78$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
3	ТМН – 10000/110	10	$\pm 9? 1,78$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
4	ТМН – 16000/110	16	$\pm 9? 1,78$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
5	ТРДН – 25000/110	25	$\pm 9? 1,78$	115	6,5; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
6	ТРДН – 32000/110	32	$\pm 9? 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240
7	ТРДН – 40000/110	40	$\pm 9? 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
8	ТРДЦН – 63000/110	63	$\pm 9? 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
9	ТРДЦН – 80000/110	80	$\pm 9? 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
10	ТД – 80000/110	80	$\pm 2? 2,5$	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	315	70	0,6	0,65	17,3	480
11	ТРДЦН–125000/110	125	$\pm 9? 1,78$	115	10,5; 10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
12	ТДЦ – 125000/110	125	$\pm 2? 2,5$	121	10,5; 13,8	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678

Таблица П.2

Технические данные воздушных линий 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами

F_H , мм ²	D , мм	r_0 , при +20°C Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-4}$, См/км	q_0 , квар/км
70/11	11,4	0,428	0,444	0,0255	34
95/16	13,5	0,306	0,434	0,0261	35
120/19	15,2	0,249	0,427	0,0266	35,5
150/24	17,1	0,198	0,420	0,0270	30
185/29	18,8	0,162	0,413	0,0275	37
240/32	21,6	0,120	0,405	0,0281	37,5

Таблица П.3

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.4

Основные параметры и характеристики сталеалюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные проводов марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКП, АпКСС, 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



Рисунок П.1 — Карта районирования территории СНГ по скоростным напорам ветра



Рисунок П.2 — Карта районирования территории РБ по скоростным напорам ветра

Таблица П.5

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.6

Допустимые механические напряжения в проводах и тросах

Провода и тросы	Допустимое напряжение от предела прочности при растяжении, %		Предел прочности, да Н/мм ²
	При наибольшей нагрузке или низшей температуре	При среднегодовой температуре	
Алюминиевые провода А, АК	35...45	30	15...16
Сталеалюминиевые провода АС, АСКС, АСКЦ, АСК	35...45	30	24...33*
Стальные провода ПС	50	35	62
Тросы ТК	50	35	120

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



Рисунок П.3 — Карта районирования территории СНГ по толщине стенки гололеда

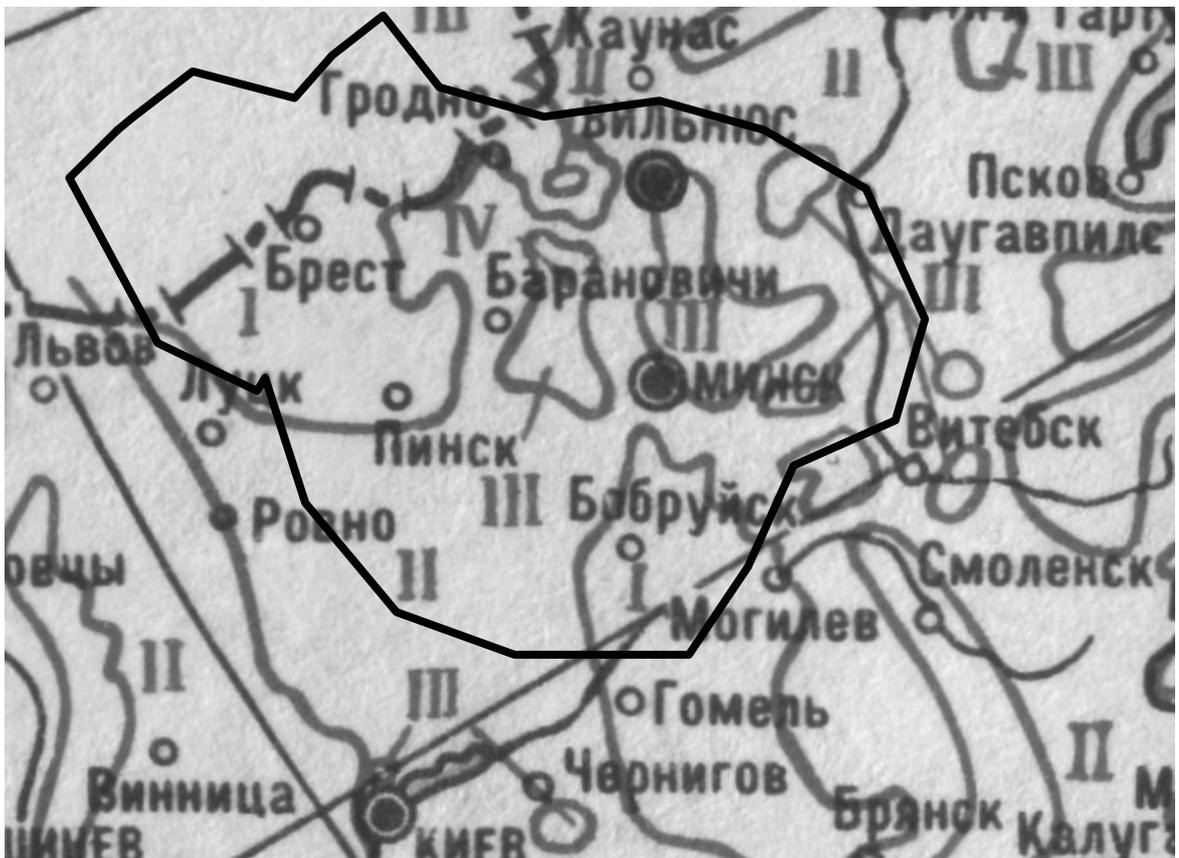


Рисунок П.4 — Карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда

Таблица П.7

Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над
поверхностью земли

Район по голо- леду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повто- ряемостью	
	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.8

Сочетание климатических условий для различных расчетных режимов

Номер рас- четного ре- жима	Климатические условия		
	температура	ветровая нагрузка	наличие гололеда
1	высшая t_{\max}	отсутствует, $g = 0$	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
2	$t = -5^{\circ}\text{C}$	отсутствует, $g = 0$	провода и тросы покрыты гололе- дом, $\gamma_{2\max}$
3	низшая t_{\min}	отсутствует, $g = 0$	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
4	среднегодовая $t_{\text{ср}}$	отсутствует, $g = 0$	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
5	$t = -5^{\circ}\text{C}$	напор максимальный g_{\max}	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
6	$t = -5^{\circ}\text{C}$	напор ветра $0.25 g_{\max}$ ($0.5U_{\max}$)	провода и тросы покрыты гололе- дом, $\gamma_{2\max}$
7	$t = -5^{\circ}\text{C}$	$g = 0.1 g_{\max}$ ($0.3U_{\max}$)	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
8	$t = -5^{\circ}\text{C}$	$g = 6.25 \text{ да Н/мм}^2$ ($U = 10 \text{ м/с}$)	отсутствует, $\gamma_2 = 0$
9	$t = -5^{\circ}\text{C}$	отсутствует, $g = 0$	отсутствует, $\gamma_2 = 0$

Таблица П.9

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.10

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

Провода и тросы	Допустимое напряжение, % предела прочности при растяжении		Допустимое напряжение, даН/мм ² , для проводов из алюминиевой проволоки			
	при наибольшей нагрузке* и наименьшей температуре	при среднегодовой температуре	АТ		АТп	
			при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре	при среднегодовой температуре	при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре	при среднегодовой 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
Стальные						
ПС всех сечений	50	35	31	21,6	—	—
тросы ТК всех сечений	50	35	по ГОСТ или ТУ**	—	—	—
Из алюминиевого сплава сечением, мм ²						
16-95 из сплава АН	40	30	8,3	6,2	—	—
16-95 из сплава АЖ	40	30	11,4	8,5	—	—
120 и более из сплава АН	45	30	9,4	6,2	—	—
120 и более из сплава АЖ	45	30	12,8	8,5	—	—

* В районах, где толщина стенки гололеда превышает 22 мм, в сталеалюминиевых проводах сечением 120 мм² и более и при А:С = 4,29 ÷ 18,09, а также в стальных тросах сечением 95 мм² и более допускается повышение напряжения при наибольшей нагрузке до 60% предела прочности. Однако при этом для толщины стенки 20 мм напряжение в сталеалюминиевых проводах не должно превышать 45%, а в тросах — 50% предела прочности.

** В зависимости от разрывного усилия троса в целом.

Таблица П.11

Физико-механические характеристики проводов и тросов

Провода и тросы	Приведенная нагрузка от собственного веса, 10^{-3} даН/(м·мм 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	2,75	6,3	23,0	16	17	—
450 и более, а также 95 и 240	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	3,46	8,25	19,2	29	30	—
70 при А:С = 0,95	5,37	13,4	14,5	67	68	—
95 при А:С = 0,65	5,85	14,6	13,9	76	77	—
120 и более при А:С = 4,29 ÷ 4,39	3,71	8,9	18,3	33	34	—
150 и более при А:С = 7,71 ÷ 8,04	3,34	7,7	19,8	27	28	—
185 и более при А:С = 1,46	4,84	11,4	15,5	55	56	—
330 при А:С = 12,22	3,15	6,65	21,2	24	26	—
400 и 500 при А:С = 17,93 и 18,09	3,03	6,65	21,2	21,5	23	—
Стальные:						
ПС всех сечений	8,0	20,0	12,0	—	—	62
тросы ТК всех сечений	8,0	20,0	12,0	—	—	*
из алюминиевого сплава АН	2,75	6,5	23,0	—	—	20,8
из алюминиевого сплава АЖ	2,75	6,5	23,0	—	—	28,5

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

Таблица П.13

Соотношения пролетов и соответствующие им расчетные критические пролеты

Соотношение пролетов	Исходные напряжения	Расчетный критический пролет	Соотношение расчетного и критических пролетов	Исходные расчетные условия
$l_{1k} < l_{2k} < l_{3k}$	$\sigma_-, \sigma_3, \sigma_\Gamma$	l_{1k} и l_{3k}	$l < l_{1k}$	Низшая температура
			$l_{1k} < l < l_{3k}$	Среднегодовая температура
			$l > l_{3k}$	Наибольшая нагрузка
$l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$	σ_-, σ_Γ	l_{2k}	$l < l_{2k}$	Низшая температура
			$l > l_{2k}$	Наибольшая нагрузка
l_{1k} мнимый $l_{3k} > l_{2k}$	σ_3, σ_Γ	l_{3k}	$l < l_{3k}$	Среднегодовая температура
			$l > l_{3k}$	Наибольшая нагрузка
l_{3k} мнимый $l_{1k} < l_{2k}$	σ_-, σ_3	l_{1k}	$l < l_{1k}$	Низшая температура
			$l > l_{1k}$	Среднегодовая температура
l_{1k} и l_{3k} мнимые	σ_3	—	Любые l	Среднегодовая температура

Таблица П.12

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 приближений токоведущих частей к элементам опор ВЛ и сооружений	-5	$q_{нб}$	$V_{нб}$	Отсутствует
8		+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

Литература

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: учеб. пособие для ВУЗов, 2-е изд., исправленное и доработанное / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. — 2-е изд., исправленное и доработанное. — Минск: Вышш. шк., 1988. — 308 с.
2. Лычев, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач: учеб. пособие для ВУЗов / П.В. Лычев, В.Т. Федин. — Минск: ДизайнПРО, 1997. — 192 с.
3. Блок, В.М. Электрические сети и системы: учеб. пособие для электроэнергетических спец. ВУЗов / В.М. Блок. — Минск: Вышш. шк., 1986. — 430 с.
4. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства: И.А. Будзко, Н.М. Зуль. — Минск: Агропромиздат, 1990. — 496 с.
5. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. — 6-е изд. перераб. и доп. — Минск: Энергоатомиздат, 1986. — 648 с.
6. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов / В.М. Блок [и др.]; под общ. ред. В.М. Блок. — 2-е изд., перераб. и доп. — Минск: Вышш. шк., 1990. — 383 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Содержание проекта	3
2. Указания по выполнению проекта	6
3. Выполнение графической части	50
Приложения	53
Литература	64