

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до дипломного проекту  
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Вибір та розрахунок схеми електропостачання вузлів  
навантаження електричної мережі потужністю 79 МВт

Виконав: студент групи ЕЕ-19дб

Свілогузов Деніс Олександрович

(прізвище, та ініціали)



(підпис)

Керівник

Морнева М.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

В.о. завідувач кафедри

доц. Руднев Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

к.т.н. доц. Мазнев Є.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2023

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія  
(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднєв Є.С.

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Свілогузов Деніс Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Вибір та розрахунок схеми електропостачання вузлів навантаження електричної мережі потужністю 79 МВт

керівник проекту к.т.н., доц. Морнева М.О.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від від № 267/15.23-С від  
16.05.2023

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

**3. Вихідні данні до проекту.**

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 110 кВ.

Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
40	212	70	247	107	265	40	180	40	140

Масштаб ситуаційного плану, (М)..... 1 км/мм

### 3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$	
$T_m$	10	0,825	28	0,815	24	0,810	17	0,818	

3.3. Тариф на електроенергію ( $b_c$ )..... 1,8 грн/кВт

### 3.4. Галузь промисловості переважного навантаження у вузлі і його категорія надійності. Значення напруги вторинної мережі $U_{HH}$ . Район по ожеледі.

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{HH}$ , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Машинобудування	10	II	II
2	Машинобудування	6	I	
3	Сільське господарство	10	I	
4	Сільське господарство	10	I	

#### 4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)

4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.

4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.

4.4. Регулювання напруги у мережі.

#### 5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).

1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А3).

#### 6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	Морнева М.О.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

#### 7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Розділ и проект у
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район.		
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.		

3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Вибір компенсаційних пристроїв. Структурна схема електричної мережі. Аналіз роботи ділянки мережі зі сторони високої напруги. Аналіз роботи підстанції зі сторони низької напруги.		
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.		
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ		
6	Графічна частина		
7	Оформлення проекту		
8	Захист проекту		

Студент Д. Селе  
(підпис)

Керівник проекту \_\_\_\_\_  
(підпис)

Дата видачі завдання ”\_14\_” \_\_\_05 2023р.\_\_\_\_”.



## РЕФЕРАТ

### ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій. Обрано компенсуючі та регулюючі пристрої та місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі порівняльного аналізу декількох варіантів.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Свілогузов							
Перевір.	Морнева							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднев				СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ			

## ABSTRACT

### ELECTRIC NETWORK, CALCULATION, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, WIRES, WAYS

Reasonable justification network configuration. Selected nominal voltage wire cross sections of power lines in all parts of the network projected. The power of substation transformers is determined. Chosen compensating and regulating devices and their location. The most advantageous solution was based on a comparative analysis of several options.

.....

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Свілогузов				Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Морнева						
Реценз.					СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ		
Н. Контр.							
Затверд.	Руднев						

ABSTRACT



## ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1.	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	8
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	8
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	9
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	15
1.4.1.	Основні вимоги до схеми мережі.....	15
1.4.2.	Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками.....	19
2.	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	22
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	22
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	28
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	33
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	30
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	37
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	41
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	45
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	51
3.1.	Вибір компенсаційних пристроїв.....	51
4.	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	55
4.1.	Режим максимального навантаження.....	55
4.2.	Післяаварійний режим.....	71
5.	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	75
6.	АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ В ОБЛАСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	79
6.1.	Вплив якості електричної енергії на роботу електроприймачів.....	79
6.2.	Взаємозв'язок показників якості електричної енергії від режимів роботи електропостачання.....	84
7.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	89
8.	СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	93
	ВИСНОВОК.....	115
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	116

## ВСТУП

Електричною мережею називається сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, що працюють на визначеній території. Основне призначення електричних мереж - це приєднання електроприймачів і споживачів до джерел живлення.

Розподільними називаються мережі, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі. Решта мережі слід відносити до живильних.

Об'єктом проектування є живлять мережі, службовці для електропостачання промислового району.

Проектування є невід'ємною частиною процесом розробки проекту, реалізація якого призведе до створення нового технічного об'єкту або до розвитку існуючого. Проектування є найважливішим видом інженерної діяльності, так як від якості проекту залежать техніко-економічні показники роботи побудованого за нього об'єкта. Дипломне проектування електричної мережі сприяє підготовці майбутніх інженерів-електриків до цього виду діяльності, вироблення умінь і навичок творчості.

Розрахунки робочих режимів на постійній основі, в процесі експлуатації електричної мережі з метою встановлення відповідності струмів в окремих елементах і напруг в вузлах мережі допустимих значень і підтримки економічності роботи мережі шляхом оптимізації параметрів її елементів і параметрів її робочих режимів.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РОЗДІЛ 1

### ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

Розрахунок потужностей ведеться у комплексній формі, для чого потужності споживачів треба виразити у комплексній формі.

Виконаємо розрахунки для пункту споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10/0,825 = 12,1. \quad (1.1)$$

Реактивна споживана потужність у максимальному режимі визначемо із трикутника потужностей, МВАр

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (12,1^2 - 10^2)^{0,5} = 6,9. \quad (1.2)$$

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних, розраховуються і заносяться в табл. 1.1

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	10	+j	6,9	Машинобудування	10	II
2	28	+j	19,9	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	17,4	Машинобудування	10	I
4	17	+j	12,0	Машинобудування	10	I

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на курсовий проект, що приведені з урахуванням росту електроспоживання на перспективу в 5 років.

Сумарні активне  $P_p$  і реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району визначаються таким чином.

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 10 + 28 + 24 + 17 = 79,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 6,9 + 19,9 + 17,4 + 12,0 = 56,20. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (79,00^2 + 56,20^2)^{0,5} = 96,95. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної  $\Delta P$  і реактивної  $\Delta Q$  потужності в лініях районної мережі і трансформаторах підстанцій споживачів. До вибору ліній і трансформаторів втрати потужності можуть бути прийняті рівними середньостатистичним значенням: для активних втрат у лініях 3%, у трансформаторах 2% від переданої повної потужності, МВт:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 79,00 + 0,02 \cdot 96,95 = 4,31. \quad (1.6)$$

для реактивних втрат у лініях 5%, у трансформаторах 10% від переданої повної потужності, МВА:

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 56,20 + 0,1 \cdot 96,95 = 12,51. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 79,00 + 4,31 = 79,36. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 56,20 + 12,51 = 65,90. \quad (1.9)$$

де  $k_{\text{ум}}$  – коефіцієнт участі споживачів у створенні максимуму навантаження енергосистеми, прийнятий для районних підстанцій рівним 0,9 – 0,95.

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (79,36^2 + 65,90^2)^{0,5} = 103,15. \quad (1.10)$$

### 1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

Установлюється доцільність живлення більшості чи всіх споживачів району від вузлової підстанції (ВП), що одержує, у свою чергу, електроенергію від джерела живлення (ДЖ).

Місце спорудження вузлової підстанції ВП рекомендується вибирати в центрі електричних навантажень (ЦН) [1], з координатами  $X_0$  і  $Y_0$  :

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.10)$$

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$X_i, Y_i$  – координати розташування вузлів на ситуаційному плані, мм.

Координати центру електричних навантажень ЦН,  $i$  вузлів (пунктів) навантаження указуються на рис. 1.1.

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{сз}} \geq 3 \quad (1.11)$$

де  $L_{дж-цн}$  - відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ЦН (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично);

$L_{сз}$  - середньозважена відстань від ЦН до вузлів навантаження.

Значення  $L_{сз}$  може бути розраховане по формулі:

$$L_{сз} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-цн}}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.12)$$

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$l_{i-цн}$  – відстань від  $i$ -го вузла навантаження ВН до центра електричних навантажень ЦН у мм (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично).

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{пс-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	10	70	700	247	2470	37	370
2	28	107	2996	265	7420	67	1876
3	24	40	960	180	4320	41	984
4	17	40	680	140	2380	75	1275
Разом	79,00	-	5336	-	16590	-	4505

Координати центра електричних навантажень (ЦН)  $X_0$  і  $Y_0$ :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 5336/79,00 = 68 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 16590/79,00 = 210 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

Координати розташування підстанцій, джерела живлення і центра електричних навантажень (ЦН) приведені у табл.1.3 для автоматичної побудови на ситуаційному плані за допомогою “Excel”

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), $(X_A, Y_A)$	40	212
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	70	247
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	107	265
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	40	180
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	40	140
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	68	210

Географічне розташування джерела живлення (пункт А), вузлів навантаження (пункти 1,2,3,4) і центра електричних навантажень ( пункт ЦН) на плані місцевості приведено на рис.1.1. Масштаб - 1 км/мм.

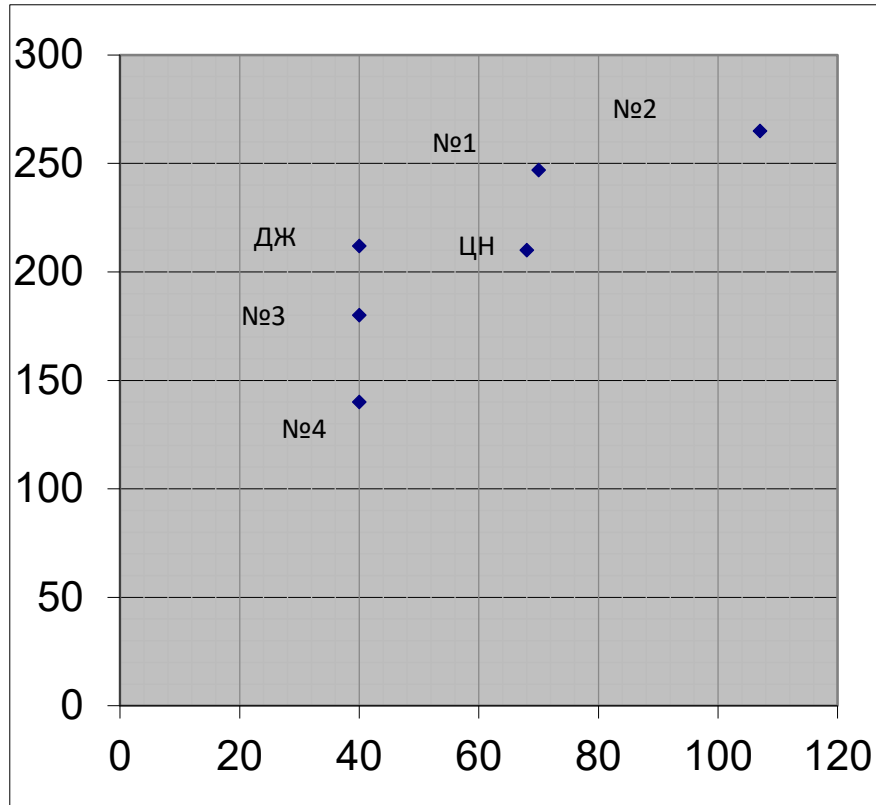


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

Відстань на плані від джерела живлення до центра електричних навантажень ТЦН, розраховуємо аналітично, мм,

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((40-68)^2 + (212-210)^2)^{0,5} = 28. \quad (1.15)$$

Відстань від пункту споживання №1 до центра електричних навантажень ТЦН розраховуємо аналітично, мм:

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((70-68)^2 + (247-210)^2)^{0,5} = 37. \quad (1.16)$$



Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ( $L_{nc2-цн}$ ), №3 ( $L_{nc3-цн}$ ), №4 ( $L_{nc4-цн}$ ) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

Середньозважена відстань від центра електричних навантажень ЦН до вузлів навантаження, мм,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 4505/79,00 = 57. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 28/57 = 0,49, \quad (1.18)$$

Якщо умова  $\frac{L_{дж-тцн}}{L_{с.в.}} \geq 3$ , виконується, то вузлову підстанцію ВП

доцільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проєкті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

Розрахуємо усі можливі відстані між пунктами (А, 1, 2, 3, 4) на місцевості. Відстань між джерелом живлення А і пунктом споживання №1 (підстанцією №1) на місцевості

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(40-70)^2 + (212-247)^2]^{0,5} \cdot 1 = 46 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де  $M$  - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
46	85	32	72	41	73	111	108	142	40

## 1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі. Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, необхідне якість електроенергії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

Абсолютно безперебійне електропостачання споживачів здійснити практично неможливо. При будь-якій кількості резервних ліній можливі перерви живлення. Додаткові затрати на резервування можуть значно підвищити собівартість електроенергії, що відпускається споживачу.

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачив. Електропостачання споживачів I категорії повинне забезпечуватися двома незалежними джерелами з обов'язковим використанням автоматичного включення резерва АВР.

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела живлення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрически зв'язану мережу допускається поєднати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

(із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведені на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

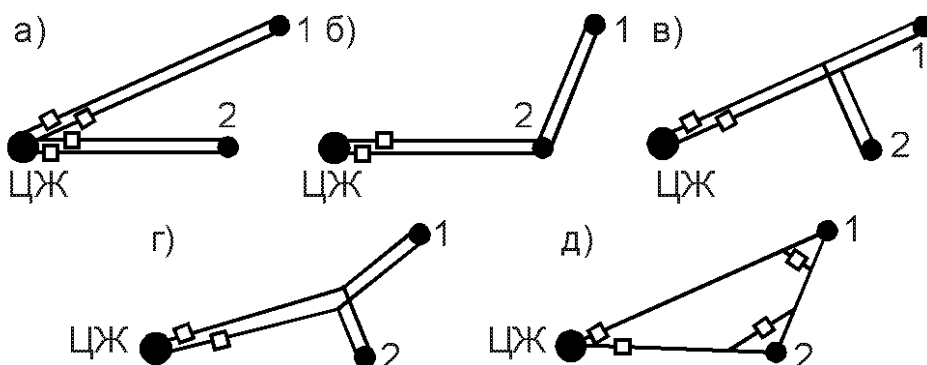


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не забезпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можлива повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів виконують на одноланцюгових опорах.

Схема мережі в значній мірі впливає на вибір схеми розподільного пристрою РП споживчих підстанцій. Для підстанцій, що живлюються по замкнутих схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “місток”:

- с вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проєктована мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

- с віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів (за бажанням замовника з вимикачами) в інших районах по ожеледі.

У радіальних і магістральних мережах розподільні пристрої РП споживчих підстанцій виконуються за схемою “блок лінія-трансформатор” з вимикачами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

Для пошуку найбільш економічного рішення необхідно скласти ряд технічно реалізованих варіантів схем мережі, що відрізняються як по технічним, так і за економічними показниками, які задовольняють викладеним вище основним вимогам.

При розробці схем електропостачання електричної мережі варто прагнути передавати енергію до споживача по найбільш короткому шляху. Для скорочення кількості варіантів споживачі варто розділити на кілька груп, виходячи з їхнього взаємного розташування відносно вузлової підстанції ВП. Кожна група повинна розглядатися поза зв'язком з іншими групами. Це дозволяє для кожної групи намітити обмежену кількість варіантів схем і застосувати найбільш прості і надійні схеми, що вимагають для функціонування мережі найменшої кількості ліній і електроустаткування підстанцій (див. рис.1.2).

Якщо який небудь вузол нагрзуки, що розташований поблизу ЛЕП, з'єднує джерело живлення ДЖ з вузловою підстанцією ВП, то його варто виділити в окрему групу і заживити або відгалуженням від цієї ЛЕП, або ЛЕП зовнішнього електропостачання виконати за магістральною схемою (аналогічно рис. 1.2 б чи в).

Усі намічені варіанти схем електропостачання споживачів по кожній групі приводяться на відповідних рисунках.

1.4.2. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Довжини ділянок визначаються з урахуванням непрямолінійності трас (дійсна довжина ділянки приймається на 5 – 15% більше довжини, обміркованої по прямої лінії на плані району):

$$l_{\partial il} = (1,05 - 1,15)ml_i, \quad (1.20)$$

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

$l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянки на плані, мм.

Довжина ділянки між джерелом живлення ДЖ і підстанцією №1, км,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 46 = 50,6.$$

Сумарна довжина ЛЕП у варіанті розраховується по формулі, км,:

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n l_{\text{діл } i} \cdot k_{\partial il i}, \quad (1.21)$$

де  $k_{\partial il i}$  – коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опор ЛЕП і кількість ліній електропередач на ділянці траси (є еквівалентом різної вартості одноланцюгових і двохланцюгових ЛЕП).

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому  $k_{\text{діл}} = 1$ . В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ( $k_{\text{діл}} = 1,6$ ), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ( $k_{\text{діл}} = 2$ ). При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ( $L_{\text{екв}}$ ) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

						ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			18

$$L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_{\text{в}}, \quad (1.22)$$

де  $n_{\text{в}}$  – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

Варіанти схем, що аналізуються, приведені на рис.1.3-1.6.

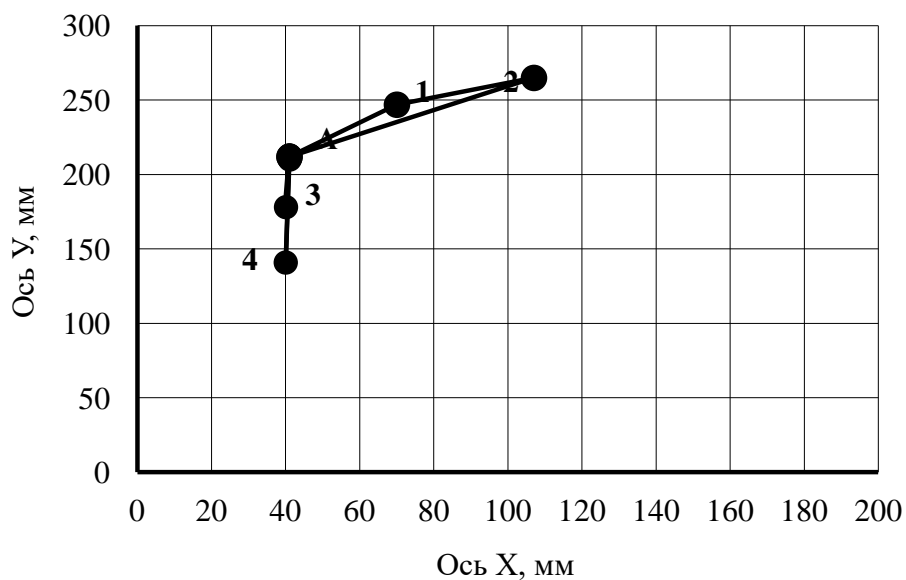


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

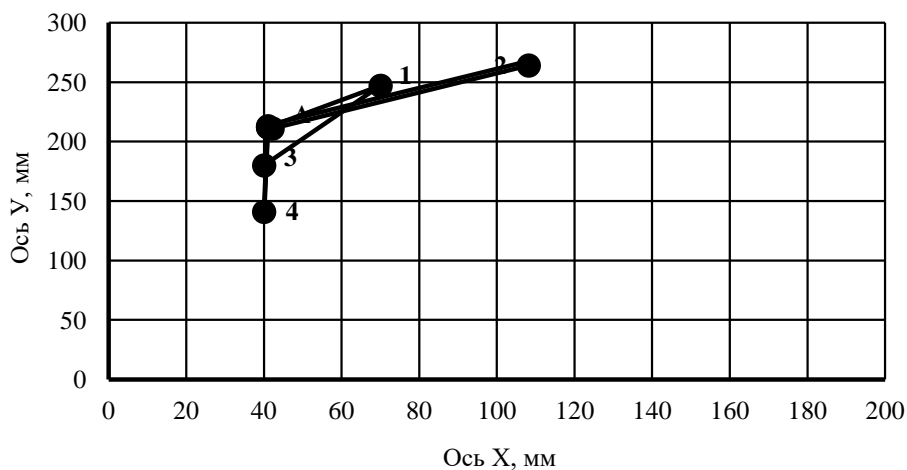


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

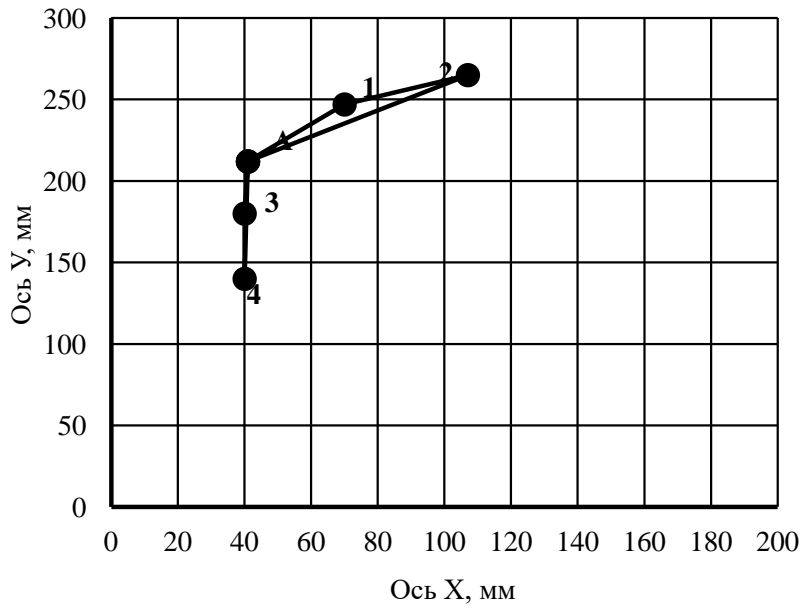


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

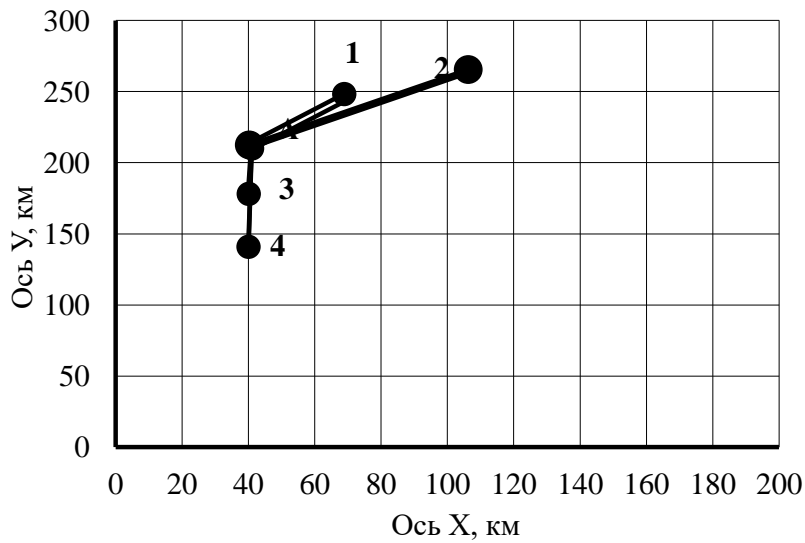


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	А-1	1	46	50,6	50,6	372,2	9	399,2
	1-2	1	41	45,1	45,1			
	А-2	1	85	93,5	93,5			
	А-3	1,6	32	35,2	56,3			
	А-4	1,6	72	79,2	126,7			
“б”	А-1	1	46	50,6	50,6	442,4	9	469,4
	А-3	1	32	35,2	35,2			
	1-3	1	73	80,3	80,3			
	А-4	1,6	72	79,2	126,7			
	А-2	1,6	85	93,5	149,6			
“в”	А-1	1	46	50,6	50,6	347,6	9	374,6
	1-2	1	41	45,1	45,1			
	А-2	1	85	93,5	93,5			
	А-3	1	32	35,2	35,2			
	3-4	1	40	44	44			
	А-4	1	72	79,2	79,2			
“г”	А-1	1,6	46	50,6	81	413,6	9	440,6
	А-2	1,6	85	93,5	149,6			
	А-3	1,6	32	35,2	56,3			
	А-4	1,6	72	79,2	126,7			

Вибираємо “а” і “г” варіанти. Для подальших розрахунків з метою уніфікації розрахункового формуляра обзначимо варіант “а” як варіант 1, а варіант “г” як варіант 2. Для вибраних варіантів виконуємо розрахунок технічних показників.



## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

#### 2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

Визначення попереднього розподілу потужності в режимі максимального навантаження необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках мережі.

Розрахунок попереднього розподілу потужностей в кожному із намічених варіантів виконується при наступних допущеннях:

- вважається, що навантаження розподілене між трансформаторами нарівно, хоча секційні вимикачі на стороні низької напруги підстанцій у нормальному режимі відключені;

- у розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторів підстанції, тобто не враховуються втрати потужності в трансформаторах і зарядні потужності, що генерируються лініями;

- напруга у всіх вузлах вважаються однаковими і рівними номінальному значенню;

- замкнуті мережі вважаються однорідними (виконаними проводами одного перерізу), що дає можливість знаходити розподіл потужності по довжинах ліній.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Для розімкнутої ділянки мережі розподіл потужностей знаходиться по І законі Кірхгофа при русі від кінцевих пунктів до центра живлення ЦЖ (розуміється джерело живлення ДЖ або вузлова підстанція ВП).

Для замкнутої ділянки електричної мережі спочатку визначаються потужності на головних ділянках(головними називають ділянки кільцевої мережі, що примикають до центра живлення ЦЖ). Для цього кільцева мережа розрізається по ЦЖ і представляється у виді схеми з двостороннім живленням зі співпадаючими по величині і напрямку напругами на джерелах живлення. Розрахунок виконується за формулами:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}2}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad \underline{S}_{\text{гол}2} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}1}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad (2.1)$$

де  $\underline{S}_i$  – навантаження  $i$ -го вузла, МВ·А;

$l_{i-\text{цп}1}, l_{i-\text{цп}2}$  – довжина ділянок у км від вузла підключення  $i$ -ого навантаження до ЦЖ1 і ЦЖ2;

$l_{\text{цп}1-\text{цп}2}$  – відстань у км між ЦЖ1 і ЦЖ2.

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} + \underline{S}_{\text{гол}2} = \sum_{j=1}^n \underline{S}_i \quad (2.2)$$

де  $S_{\text{гол}1}, S_{\text{гол}2}$  - потужності на головних ділянках;

$S_i$  - навантаження  $i$ -го вузла споживання.

На інших ділянках мережі потоки потужності знаходяться по І закону Кірхгофа, складеному для вузлів підключення навантажень. У результаті розрахунку визначається пункт розділу потужності.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Для розрахунку потужностей кожен варіант розподіляють на окремі ділянки. У варіанті 1 виділяємо 3 ділянки: А-1-2-А; А-3 і А-4. Спрощені розрахункові схеми для варіанту 1 приведено на рис. 2.1, 2.2 і 2.3.

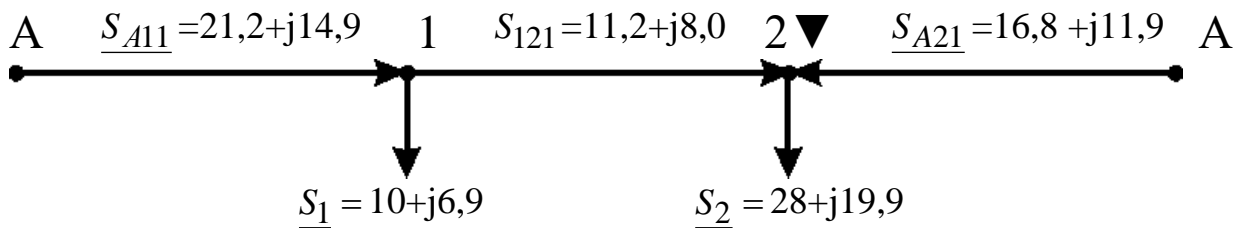


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

Розрахунок потужностей для кільцевої ділянки А-1-2-А (рис. 1.3, рис. 2.1) ведемо за формулами (2.3), (2.4), (2.5), (2.6):

Повна потужність на ділянці А-1 (потік повної потужності) у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + P_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} + j \frac{Q_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + Q_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-1, МВт,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + P_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = (10 \cdot (45,1 + 93,5) + 28 \cdot 93,5) / \\ &/(50,6 + 45,1 + 93,5) = 21,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-1, МВАр,

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,9 \cdot (45,1 + 93,5) + 19,9 \cdot 93,5)}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 14,9 \quad (2.5)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-1, МВА,

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (21,2 + j14,9) \quad (2.6)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2 у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A21} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot l_{\partial ilA1} + \underline{S}_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21} \cdot \end{aligned} \quad (2.7)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-2, МВт,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(10 \cdot 50,6 + 28 \cdot (45,1 + 50,6))}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 16,8 \quad (2.8)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-2, МВАр,

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,9 \cdot 50,6 + 19,9 \cdot (45,1 + 50,6))}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 11,9 \quad (2.9)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2, МВА,

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (16,8 + j11,9) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$\underline{S}_{A11} + \underline{S}_{A21} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 \quad (2.11)$$

$$(P_{A11} + jQ_{A11}) + (P_{A21} + jQ_{A21}) = (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) \quad (2.12)$$

$$P_{A11} + P_{A21} = P_1 + P_2 \quad (2.13)$$

$$Q_{A11} + Q_{A21} = Q_1 + Q_2 \quad (2.14)$$

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 21,2 + 16,8 = 38,0. \quad P_1 + P_2 = 10 + 28 = 38,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 14,9 + 11,9 = 26,8. \quad Q_1 + Q_2 = 6,9 + 19,9 = 26,8 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

$$\underline{S}_{121} = \underline{S}_{A11} - \underline{S}_1 = (P_{A11} + jQ_{A11}) - (P_1 + jQ_1) = (P_{A1} - P_1) + j(Q_{A1} - Q_1). \quad (2.17)$$

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 21,2 - 10 = 11,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 14,9 - 6,9 = 8,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (11,2 + j8,0). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

А-3 дорівнює повної потужності вузла навантаження №3 (рис. 1.3, рис.

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 24 + j17,4$$

де  $\underline{S}_3$  - повна потужність вузла навантаження №3 (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 17 + j12,0,$$

де  $\underline{S}_4$  - повна потужність вузла навантаження №4, (табл. 1.1).

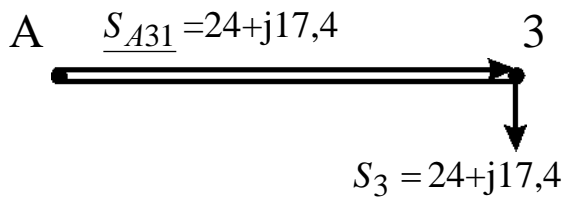


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

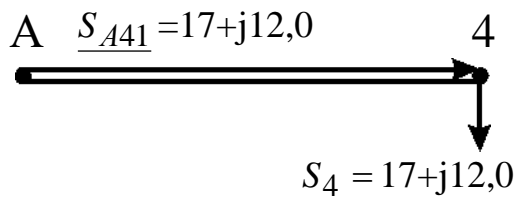


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7. Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 10 + j6,9;$$

де  $\underline{S}_1$  - повна потужність вузла навантаження №1, (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-2 (рис. 1.3, рис. 2.5), МВА,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 28 + j19,9;$$

де  $\underline{S}_2$  - повна потужність вузла навантаження №2, (табл. 1.1).

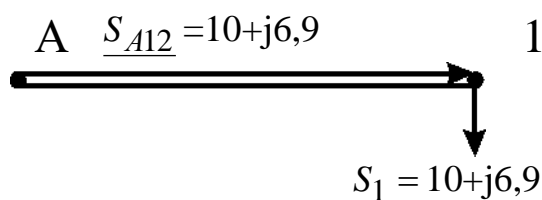


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

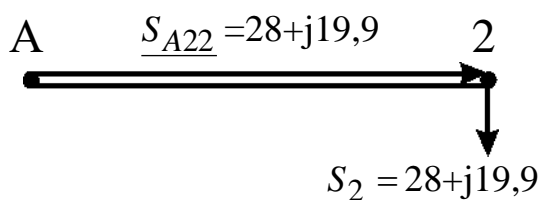


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

Потужності для радіальних ділянок А-3, А-4 для 2-го варіанту мережі (рис. 2.6, рис.2.7) визначаються аналогічно 1-го варіанту

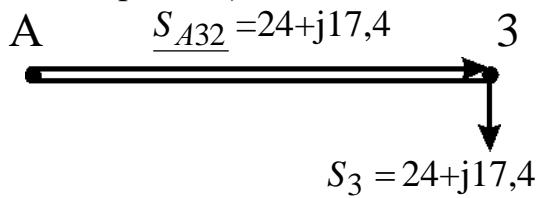


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

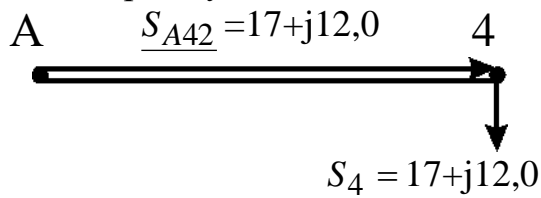


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

Оптимальна величина номінальної напруги мережі може бути визначена лише шляхом техніко-економічних розрахунків варіантів з різними номінальними напругами. Однак у ряді випадків (у тому числі в даному дипломному проекті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

$$U_p = 4,34 \sqrt{l_{\text{діл}} + 16 \frac{P_{\text{діл}}}{n}}, \quad (2.21)$$

де  $l_{\text{діл}}$  - довжина ділянки ЛЕП, км;

$P_{\text{діл}}$  потужність, що протікає на ділянці, МВт;

$n$  – кількість рівнобіжних ланцюгів (чи ЛЕП) на ділянці.

У дипломному проекті розрахунок раціональної напруги виконується по потужності і довжині головної ділянки кожного варіанта електропостачання ВН. У кільцевій мережі розрахунок виконується для обох головних ділянок. Розрахункові значення напруги округляються до найближчих номінальних значень. Результати розрахунку приводяться в табл.2.1. У цій же таблиці необхідно привести розрахунок номінальної напруги в мережі зовнішнього електропостачання (якщо ця мережа є). Його величина визначається за значенням розрахункового активного навантаження на район ( $P_p$ ) (див. п. 1.2) і відстані між джерелом живлення ДЖ і вузловою підстанцією ВП.

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення  $U_{\text{ном}}$  в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то в схемі внутрішнього електропостачання варто прийняти одну ступінь напруги - більш високу. У цьому випадку вузлова підстанція ВП виходить знижувальною. Якщо ж у схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги і величина одного з них дорівнює  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то варто прийняти обох

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

напруг (ВП буде знижувально-розподільної). При однакових значеннях номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуєності варіанта) можуть служити переріз сталюалюмінієвих проводів, розрахованих по економічній щільності струму ( у нормальному режимі при максимальних навантаженнях), а також найбільші втрати напруги в нормальному і післяаварійних режимах роботи ЛЕП.

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{dil}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ndil}$ кВ
1	A-1	50,6	21,2	1	86	110
	A-2	93,5	16,8	1	83	110
	1-2	45,1	11,2	1	65	110
	A-3	35,2	24	2	50	110
	A-4	79,2	17	2	65	110
2	A-1	50,6	10	2	64	110
	A-2	93,5	28	2	50	110
	A-3	35,2	24	2	77	110
	A-4	79,2	17	2	65	110

## 2.2. Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, вибирається по економічній щільності струму  $j_{ек}$ :

$$F = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (2.22)$$



де  $I$  - робочий струм на ділянці мережі в нормальному режимі роботи, А,

$$I = \frac{S_{\text{діл}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}; \quad (2.23)$$

де  $S_{\text{діл}}$  – повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_{\text{діл}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}; \quad (2.24)$$

$U_n$  - номінална напруга на ділянці, кВ;

$n$  – кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

Наприклад, для ділянки А-1 варіанту мережі № 1 повна потужність, МВА,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (21,2^2 + 14,9^2)^{1/2} = 25,9$$

Робочий струм на ділянці А-1 варіанту мережі № 1 в нормальному режимі роботи, А,

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 25,9 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 136,1;$$

Значення економічної щільності струму  $j_{\text{ек}}$  приймається по нормах ПУЕ [1] у залежності від струмопровідного матеріалу, конструкції провідника і числа годин  $T_m$  використання максимального навантаження (табл. А.1).

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 5797$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

Переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму  $j_{\text{ек}}$ :

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 136,1/1 = 136$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

Перевірка за умовою відсутності втрат на корону виконується в мережі зі  $U_{ном} \geq 110$  кВ спрощено - з урахуванням мінімальних перерізів припустимих до використання по ПУЕ. Зведення про їх приведені в табл. А.2.

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі (табл. А.3). Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] (чи в табл. А.4) у залежності від району по ожеледі і повторюваності події (1 раз у 10 років для повітряних ліній 6-330 кВ).

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

Обрані проводи повинні задовольняти: умовам відсутності втрат енергії на корону; механічній міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провoda, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См
1	A-1	21,2	14,9	25,9	110	1	136,1	136	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	A-2	16,8	11,9	20,6	110	1	108,3	108	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	11,2	8,0	13,8	110	1	72,5	73	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	77,8	78	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	54,7	55	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	10	6,9	12,1	110	2	31,8	32	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	28	19,9	34,4	110	2	90,4	90	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	77,8	78	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	54,7	55	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55

### 2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

Перевірка за цих умов виконується для найбільш важких післяаварійних режимів. У магістрально-радіальних мережах для дволанцюгових ліній – це обрив одного ланцюга. У цьому режимі струм на кожній ділянці буде дорівнює  $I_{ав} = 2 \cdot I$ . Для замкнутої одноланцюгової лінії (у кільцевих мережах) – обрив проводів на ділянці з найбільшою потужністю. Для розрахунку післяаварійних потужностей, струмів приводяться розрахункові схеми для післяаварійних режимів. Для варіанту 1 вони зображені на рис. 2.8, 2.9, 2.10, для варіанту 2 - на рис. 2.11-2.14.

Струм на кожній ділянці мережі  $I_{ав}$  порівнюється з довгостроково допустимим струмом  $I_{дон}$  для відповідної марки проводу. Провід не буде перегріватися, якщо виконується умова

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

Перевіримо умови нагрівання для найбільш важкого післяаварійного режиму для замкнутої одноланцюгової лінії А-1-2-А (варіант мережі №1, рис. 1.3). Розрахункова схема при обриві проводів на ділянці А-2 з найбільшою потужністю приведена на рис. 2.8.

Активна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВт,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 10 + 28 = 38,0.$$

Реактивна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВАр,

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 6,9 + 19,9 = 26,8.$$

Повна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВА,

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (38,0^2 + 26,8^2)^{0,5} = 46,5.$$

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Струм на ділянці А-1 в аварійному режимі для варіанта 1

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 46,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 244 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 244 \text{ А} \leq I_{доп} = 450 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, табл.2.2	Номинальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	38,0	26,8	46,5	110	1	244	450
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	28	19,9	34,4	110	1	181	265
	А-3	24	17,4	29,6	110	2	78	330
	А-4	17	12,0	20,8	110	2	55	450
2	А-1	10	6,9	12,1	110	2	32	265
	А-2	28	19,9	34,4	110	2	90	330
	А-3	24	17,4	29,6	110	2	78	330
	А-4	17	12,0	20,8	110	2	55	265

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково

припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

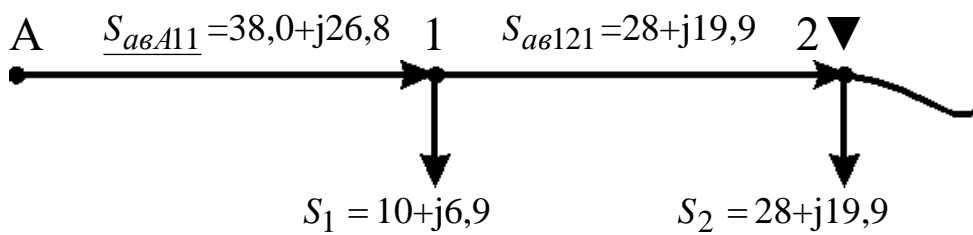


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

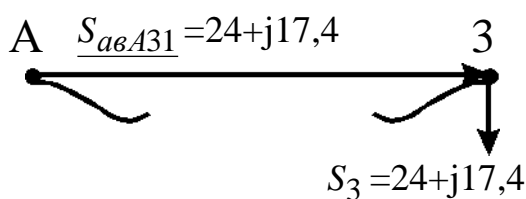


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

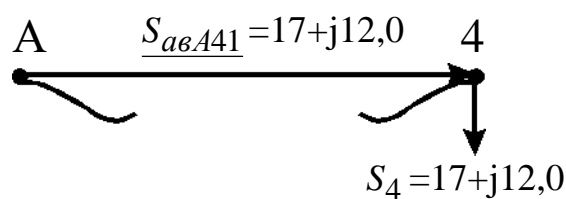


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

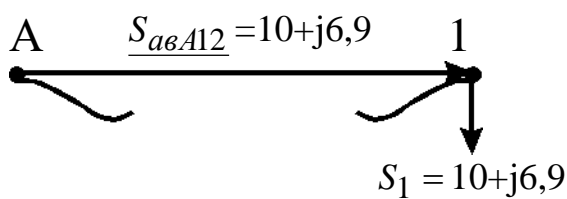


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

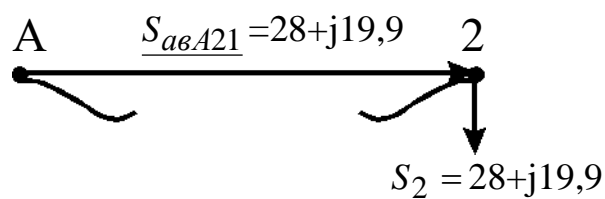


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

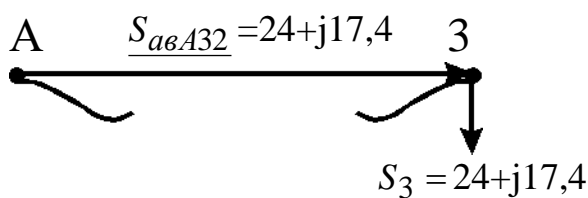


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

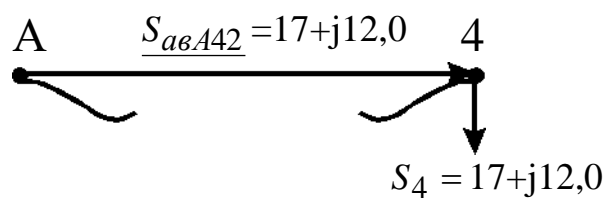


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

Для ділянки А-1 (1-й варіант) активний опір одного ланцюга, Ом,

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,198 \cdot 50,6 = 10,0. \quad (2.26)$$

де  $r_{0i}$  - активний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5);

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

Індуктивний опір одного ланцюга лінії для ділянки А-1 (1-й варіант), Ом,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,420 \cdot 50,6 = 21,3. \quad (2.27)$$

де  $x_{0A1}$  - індуктивний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5)

Зарядна ємна потужність для ділянки лінії А-1 (1-й варіант), МВАр,

$$Q_{eA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлянкA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,70 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 \cdot 1 = 1,65, \quad (2.28)$$

де  $b_{0A1}$  - ємна провідність 1 км одного ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5),

$n_{A1}$  - кількість ланцюгів лінії. Розрахунок зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{дiлянк}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_{0i}$ , Ом <sup>-1</sup> км <sup>-1</sup>	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{ei}$ , МВАр
1	A-1	1	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	2,70	1,65
	A-2	1	0,198	0,420	93,5	18,5	39,3	2,70	3,05
	1-2	1	0,428	0,444	35,2	15,1	15,6	2,55	1,09
	A-3	2	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	2,61	5,00
	A-4	2	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	2,70	3,31
2	A-1	2	0,428	0,444	50,6	21,7	22,5	2,55	3,12
	A-2	2	0,306	0,434	93,5	28,6	40,6	2,61	5,91
	A-3	2	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	2,61	5,00
	A-4	2	0,428	0,444	50,6	21,7	22,5	2,55	3,12

## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

Для забезпечення нормальних умов роботи споживачів електроенергії необхідно, насамперед, забезпечити належну величину напруги у вузлових пунктах мережі. Для цього звичайно обмежують втрати напруги в мережі при максимальних навантаженнях як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. Так, у мережах 35 – 110 кВ у нормальному режимі  $\Delta U_{дон} \leq 7,5\%$ , а в післяаварійних режимах -  $\Delta U_{авдон} \leq 15\%$  [2]. У дипломному проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

Втрата напруги на кожній ділянці мережі визначається по попередньому розподілу потужності і номінальній напрузі,:

$$\Delta U_{діл} = \frac{P_{діл} \cdot R_{авділ} + Q_{діл} \cdot X_{авділ}}{U_{ном}} \text{ кВ}, \quad (2.29)$$

де  $P_{діл}, Q_{діл}$  - активна і реактивна потужності на ділянках мережі;

$R_{авділ}, X_{авділ}$  - активний і реактивний опори ділянки мережі в післяаварійному режимі, Ом.

$$R_{авділ} = \frac{R_{ланц}}{n}; \quad X_{авділ} = \frac{X_{ланц}}{n}. \quad (2.30)$$

В аварійному режимі дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга  $n=1$

Опір ланцюгів розраховуються по погонних опорах ( $r_0, x_0$ ) 1 км проводу, значення яких визначаються для даної марки проводу по (2.26, 2.27) табл. 2.4

$$R_{ланц} = r_0 \cdot l_{діл} \quad X_{ланц} = x_0 \cdot l_{діл} \quad (2.31)$$

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



Активний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 10,0/1 = 10,0.$$

Реактивний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 21,3/1 = 21,3.$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (38,0 \cdot 10,0 + 26,8 \cdot 21,3) / 110 = 8,6.$$

Активний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 15,1/1 = 15,1.$$

Реактивний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 21,3/1 = 15,6.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (28 \cdot 15,1 + 19,9 \cdot 15,6) / 110 = 6,7.$$

Визначаються втрати напруги від центра живлення ЦЖ до кожного кінцевого пункту мережі як сума втрат напруги на всіх ділянках, послідовно розташованих між центром живлення ЦЖ і кінцевим пунктом мережі.

Втрати напруги в % визначаються:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% . \quad (2.32)$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, %,

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 8,6 \cdot 100 / 110 = 7,8.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 6,7 \cdot 100 / 110 = 6,1.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант мережі. У цьому випадку варто повторити розрахунок і вибір нових марок проводів і виконати їхню перевірку за всім умовам.

Для ділянки А-1-2 (див. рис. 2.10) найбільша втрата напруги визначається %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 7,8 + 6,1 = 13,9\% > 15\%. \quad (2.32)$$

У зв'язку з тим, що на ділянці А-1-2 втрати напруги не перевищують допустимі, схема варіанту 1 також задовольняє допустимі втрати напруги 15%.

Результати перевірки мереж по втраті напруги приводяться в табл. 2.5.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	38,0	26,8	8,6	7,8	
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	93,5	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	35,2	15,1	15,6	28	19,9	6,7	6,1	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	24	17,4	10,7	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	17	12,0	3,9	3,5	
2	A-1	АС-95/16	0,428	0,444	93,5	40,0	41,5	10	6,9	6,2	5,6	
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	35,2	10,8	15,3	28	19,9	5,5	5,0	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	24	17,4	10,7	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,428	0,444	50,6	21,7	22,5	17	12,0	5,8	5,3	

## 2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Установка на підстанції двох однакових трансформаторів забезпечує мінімально необхідну надійність електропостачання споживачів I і II категорії і є економічно найбільш доцільним рішенням. При відключенні одного трансформатора перевантаження другого трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%. Необхідна потужність трансформаторів ( $S_{необх}$ ) дорівнює

$$S_{необх} = (0,6 - 0,8) \cdot S = 0,7 \cdot S, \quad (2.33)$$

де  $S$  - повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень.

Для вузла №1 повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10 / 0,825 = 12,1.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 12,1 = 8,5.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-16000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

					РБ 141.174.009 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Якщо один із вибраних трансформаторів відключається в аварійному режимі, то перевантаження другого вибраного трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%.

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

$$\Delta S = \frac{S_M - S_{нт}}{S_{нт}} \cdot 100\% \quad (2.34)$$

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (12,1 - 16) \cdot 100 / 16 = -24,4 \% \leq 40\%.$$

Дотримання умова (2.34) дозволяє зберегти термін служби ізоляції трансформатора в межах нормативного. Параметри трансформатора беремо із таблиць А.6, А.7.

Результати розрахунку при виборі трансформаторів приводяться в табл. 2.6., вибір трансформаторів – у табл. 2.7.

$U_{2ном}$ ,

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діл}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	10	6,9	12,1	8,5	110	10
2	28	19,9	34,4	24,1	110	6
3	24	17,4	29,6	20,7	110	10
4	17	12,0	20,8	14,6	110	10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла															
Трансформатор															
Номінальна потужність, $S_n$ , МВА															
Середня номінальна напруга, кВ															
Напруга короткого замикання $U_k$ , %															
Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт															
Втрати холостого ходу $P_x$ , кВт															
Струм холостого ходу, $I_x$ , %															
Розрахункова вартість, тис. грн.															
Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом															
Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом															
Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар															
Границі регулювання напруги, %															
Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі, $\Delta S_I$ , %															
1	ТРДН-16000/110	16	115/6,6	10,5	85	19	0,7	315	4,38	86,7	112	+9×	1,78	%	-24,4
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	120	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+9×	1,78	%	37,6
3	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	120	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+9×	1,78	%	18,4
4	ТРДН-16000/110	16	115/6,6	10,5	85	19	0,7	315	4,38	86,7	112	+9×	1,78	%	30,0

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

2.7.1. Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

$$\Delta P_{\text{ділі}} = \left( \frac{S_{\text{ділі}}}{U_{\text{ділн}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланц}}}{n}, \quad (2.35)$$

де -  $S_{\text{ділі}}$  - повна потужність ділянки, МВА

$$S_{\text{ділі}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}. \quad (2.36)$$

$U_{\text{ділн}}$  - стандартна напруга ділянки, кВ, (приведено у табл. 2.1.);

$R_{\text{ланц}}$  - активний опір одного ланцюга на ділянці, (табл. 2.5.);

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці, (табл. 2.5.);

$P_{\text{діл}}$  - активна потужність ділянки, МВт, (табл. 2.5.);

$Q_{\text{діл}}$  - реактивна потужність ділянки, МВАр, (табл. 2.5.).

Наприклад, повна потужність ділянки А-1, варіант1, МВт,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (21,2^2 + 14,9^2)^{0,5} = 25,9.$$

Втрати потужності на ділянці А-1 (варіант 1), МВт,

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (25,9/110)^2 \cdot 10,0/1 = 0,04,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

$$\Delta W_{\text{діл}} = \Delta P_{\text{діл}} \cdot \tau, \quad (2.36)$$

де  $\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5797/10000)^2 \cdot 8760 = 4338. \quad (2.37)$$

де  $T_m$  - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,04 \cdot 4338 = 2403 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

Результати розрахунку втрат потужності й електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.8.

2.7.2. Втрати у трансформаторах. При розрахунку втрат потужності в трансформаторах доцільно визначити втрати активної потужності в сталі (наприклад для вузла №1), МВт,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 19,0 \cdot 10^{-3} = 0,038. \quad (2.38)$$

де  $n_{mp1}$  - кількість однотипних трансформаторів на підстанції, шт. У нашому прикладі  $n_{mp1} = 2$ .

$P_{x1}$  - номінальні втрати холостого ходу трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7.

втрати активної потужності в міді трансформаторів для вузла №1, МВт

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 85,0 \cdot 10^{-3} \cdot (12,1/16,0)^2 = 0,024 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де  $P_{K1}$  - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7,

$S_1$  - споживана повна потужність навантаження вузла №1 у максимальному режимі, МВА, (табл. 2.6);

$S_{H1}$  - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

					РБ 141.174.009 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год/рік
1	A-1	21,2	14,9	25,9	110	1	10,0	0,554	2,50	2403	10827
	A-2	16,8	11,9	20,6	110	1	18,5	0,649		2815	
	1-2	11,2	8,0	13,8	110	1	15,1	0,238		1032	
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	24,2	0,876		3800	
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	10,0	0,179		777	
2	A-1	10	6,9	12,1	110	2	21,7	0,131	2,79	568	12120
	A-2	28	19,9	34,4	110	2	28,6	1,399		6069	
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	24,2	0,876		3800	
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	21,7	0,388		1683	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,038 + 0,024 = 0,062. \quad (2.40)$$

Втрати електроенергії в трансформаторах окремої підстанції визначаються, МВт·год :

$$\Delta W_{mp} = \Delta W_{cm} + \Delta W_m = \Delta P_{cm} \cdot T + \Delta P_m \cdot \tau, \quad (2.41)$$

де  $T$  – час роботи трансформаторів у році, 8760 годин;

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5797/10000)^2 \cdot 8760 = 4338, \quad (2.42)$$

де  $T_{\text{спож}}$  - тривалість використання максимального навантаження споживачив, у проекті

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5797 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,038 \cdot 8760 + 0,024 \cdot 4338 = 437,0.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					РБ 141.174.009 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_m$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт·год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт·год./рік
1	12,1	16,0	19,0	85,0	0,038	0,024	0,062	0,478	437,0	2887,2
2	34,4	25,0	27,0	120,0	0,054	0,114	0,168		967,6	
3	29,6	25,0	27,0	120,0	0,054	0,084	0,138		837,4	
4	20,8	16,0	19,0	85,0	0,038	0,072	0,110		645,2	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

$$\Delta P_{мер} = \Delta P_{дiлмер} + \Delta P_{тр}, \quad (2.43)$$

де  $\Delta P_{л}, \Delta P_{тр}$  - втрати в лініях і в трансформаторах, (табл.2.8, 2.9).

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 2,50 + 0,478 = 2,98. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 2,79 + 0,478 = 3,27. \quad (2.45)$$

Втрати електроенергії для варіанту 1 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 10827,00 + 2887,2 = 13714. \quad (2.46)$$

Втрати електроенергії для варіанту 4 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 12120,00 + 2887,2 = 15007. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 4.1. Вибір компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності  $\Delta P$ , зменшення втрат електроенергії  $\Delta W$ , зменшення втрат напруги  $\Delta U$ . Вибір потужності регламентується [4, 5]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження  $Q_{ек}$ , яка визначається за формулою:

$$Q_{ек} = P \cdot tg\varphi_{ек} \quad (3.1)$$

де  $P$  - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

$tg\varphi_{ек}$  - економічне значення тангенса, що задається для енергосистеми в залежності від вищої напруги мережі. Для живильної напруги 35 кВ  $tg\varphi_{ек}=0,23$ ; 110 кВ –  $tg\varphi_{ек}=0,28$ ; 220 кВ –  $tg\varphi_{ек}=0,32$ .

Для мережі  $U_H=110$  кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,28$$

Для отримання економічного значення  $tg\varphi_{ек}$  в мережі, що проектується, треба установити компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів (на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де  $Q$  - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

Очевидно, що якщо  $Q \leq Q_{ек}$ , то необхідності в компенсації реактивної потужності немає.

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [6, 7] їхні потужності  $Q_{уст}$  рівні: при вторичної (низької) напруги

$U_{2н}=6$  кВ – 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр;

при  $U_{2н}=10$  кВ – 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр.

У випадку  $Q_{кпр} \leq Q_{кп\ min}$ , компенсуючий пристрій КП не встановлюється.

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв  $Q_{кпр}$ , необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність компенсуючи пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі стороги низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожную секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двообмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН,

АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв  $Q_{кпн}$ , а встановлену  $Q_{кпн}$ .

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

Економічна споживана реактивна потужність вузлом навантаження №1  $Q_{ек1}$  визначається:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 10 \cdot 0,28 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

Розрахункова реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП для вузла навантаження №1 визначається:

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 6,9 - 2,8 = 4,1 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги  $U_{2н} = 10$  кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу **ТРДН-25000/110** двох обмоточного з розщепленням вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок не обов'язково повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 9 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 9 \cdot 0,45 = 4,1 \text{ МВАр.}$$

Різниця між потрібною потужністю компенсуючих пристроїв  $Q_{кроз1}$  і фактичною потужністю компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((4,1 - 4,1) / 4,1) \cdot 100\% = 0,0\% \leq 5\%.$$



Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 6,9 - 4,1 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок компенсації реактивної потужності і вибір компенсуючих пристроїв приведено у табл. 4.1.

Із джерел [6, 7], із табл. А.12 – А.13 підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібної потужністю компенсуючих пристроїв КП в мережі (на всіх підстанціях)  $Q_{крпсум}$  і потужністю встановлених КП  $Q_{крпсум}$  не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.3.1 допускаємо, що  $Q_{кроз} = Q_{кф}$ .

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P + jQ_{крп}$ , МВА
1	10	6,9	0,28	2,8	4,1	10 +j 2,8
2	28	19,9		7,8	12,1	28 +j 7,8
3	24	17,4		6,7	10,7	24 +j 6,7
4	17	12,0		4,8	7,2	17 +j 4,8

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

Розрахунок основних режимів виконують для визначення потоків у лініях і трансформаторах, напруг у вузлових точках мережі, вибору методів регулювання напруги.

До основних режимів відносять: режим максимального навантаження, мінімального навантаження і найбільш важкий післяаварійний режим.

#### 4.1. Режим максимального навантаження

Розрахунок починають зі складання схем заміщення, опорів та провідностей. Для ліній (ділянок) ці параметри визначені, вони приведені у табл. 2.12. Спочатку зображується вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 4.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

Далі розраховуються втрати потужності в двохобмотувальних трансформаторах споживчих підстанцій. Вони необхідні не тільки для визначення розрахункових навантажень, але і для оцінки ефективності заходів щодо зменшення втрат потужності в трансформаторах. Доцільно визначити окремо втрати в сталі й у міді. Схема заміщення трансформатора приведена на рис. 4.1.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

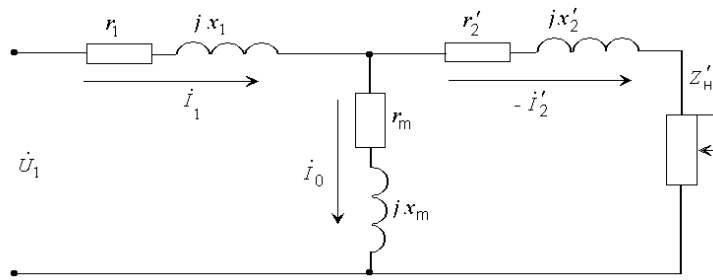


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахункові параметри схеми заміщення трансформаторів. Якщо на підстанції встановлено трансформатори з розчепленням вторинної обмотки, то вони вводяться в схему як звичайні двообмотувальні.

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{BH}^2}{10^3 \cdot S_H^2} \quad (4.1)$$

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_H^2} \quad (4.2)$$

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

$$X_T^{розч} = \frac{2U_k \cdot U_{BH}^2}{10^2 \cdot S_H^2} \quad (4.2a)$$

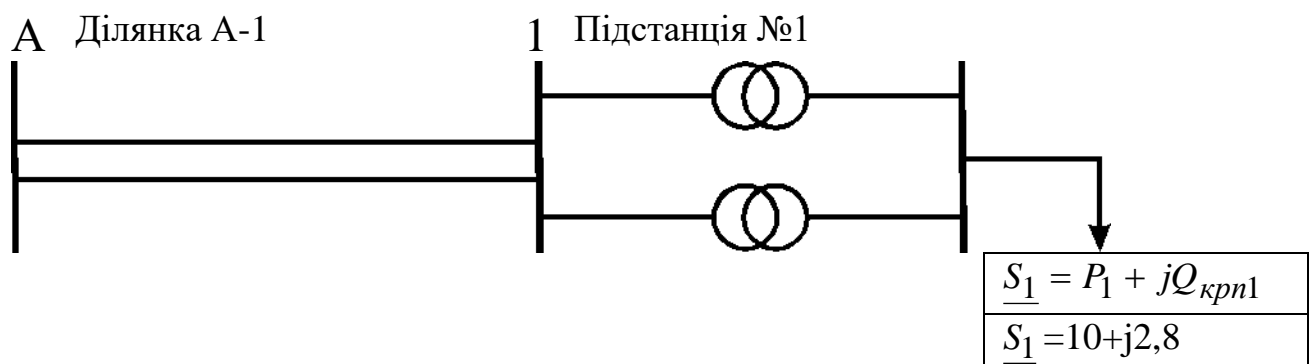


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

$$Q_c = \frac{I_x}{100} \cdot S_n. \quad (4.3)$$

Складемо початкову схему заміщення. Замість ємнісної провідності введемо зарядну потужність лінії. В схемі заміщення трансформатора замість шунта намагнічування врахуємо гілку  $\Delta S_x = P_x + jQ_c$ . Два ланцюга лінії, два трансформатора на підстанції замінимо еквівалентними

$$R_{\text{ділекв}} = \frac{R_{Ai}}{2}; X_{\text{ділекв}} = \frac{X_{Ai}}{2}; R_{\text{Текв}} = \frac{R_{Ti}}{2}; X_{\text{Текв}} = \frac{X_{Ti}}{2}.$$

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 4.2б). Приведеним навантаженням називається навантаження споживачів (навантаження підключено до шин низької напруги НН підстанцій) з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів (що називаються навантажувальними) і втрат потужності холостого ходу трансформаторів підстанції.

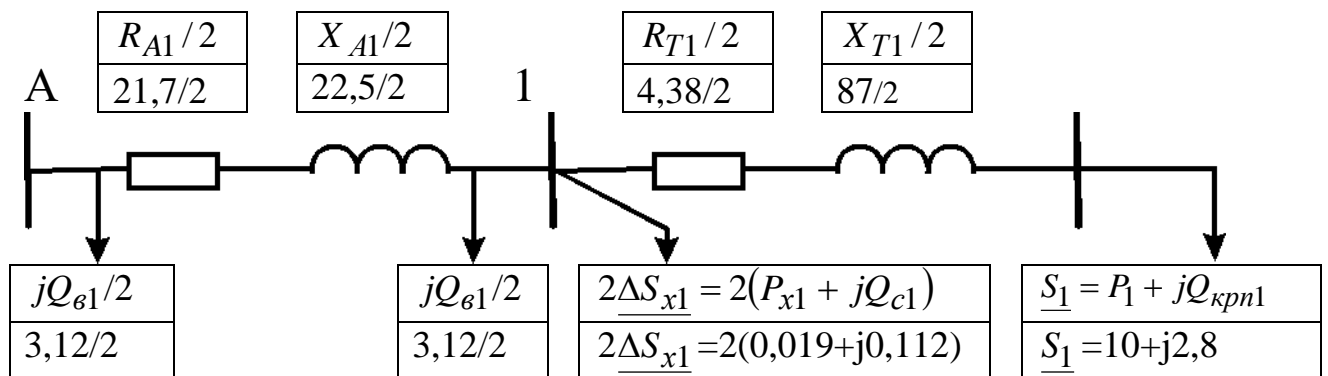


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

На підстанціях встановлено по два трансформатора ( $n_{Ti} = 2$ ).

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВт:

$$P_{\text{вх}} = (P + \Delta P_T) = \quad (4.4)$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВАр:

$$Q_{вх} = (Q_{кп} + \Delta Q_T), \quad (4.5),$$

де  $Q_{кп}$  - реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі з компенсуючими пристроями (з табл.3.1)

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВА:

$$\underline{S}_{вх} = P_{вх} + jQ_{вх} = (P_m + \Delta P_T) + j(Q_{мкп} + \Delta Q_T), \quad (4.6)$$

де  $P_m$  - активна потужність на виході вузла нагрзуки, МВт, (із табл. 3.1);

$Q_{кп}$  - реактивна потужність на виході вузла нагрзуки, МВАр, (із табл.3.1);

$\Delta P_T$  - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

$\Delta Q_T$  - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{R_T}{2}, \quad (4.7)$$

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((10^2 + 2,8^2) / 110^2) \cdot 4,38 / 2 = 0,02 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{X_T}{2}, \quad (4.8)$$

для підстанції №1 втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр,

$$\Delta Q_{T1} = ((10^2 + 2,8^2) / 110^2) \cdot 87 / 2 = 0,39.$$

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 ( формула 4.4), МВт

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 10 + 0,02 = 10,04.$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (4.5), МВАр,

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 2,8 + 0,39 = 3,19.$$

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів для підстанції №1 визначається, МВА (4.6)

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (10,04 + j3,19).$$

Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$P_{np} = P_{ex} + 2P_x, \quad (4.12)$$

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 10,04 + 2 \cdot 19,0 \cdot 10^{-3} = 10,08.$$

Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$Q_{np} = Q_{ex} + 2Q_c \quad (4.13)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 3,19 + 2 \cdot 112,0 \cdot 10^{-3} = 3,41.$$

Повна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$\underline{S}_{np} = P_{np} + jQ_{np} = (P_{ex} + 2P_x) + j(Q_{ex} + 2Q_c) \quad (4.14)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (10,08 + j3,41).$$

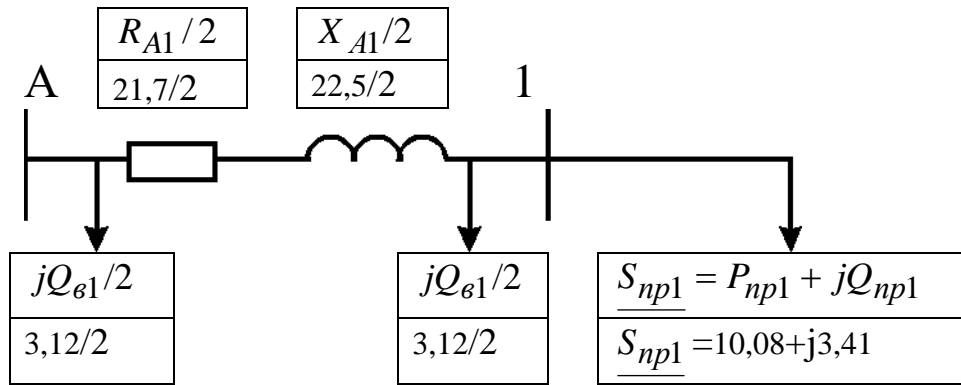


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

В рис. 4.2в немає схем заміщення трансформаторів, але значення потужності, що споживається, в узлах збільшені на значення втрат потужності обмоток і в сердечниках трансформаторів.

Розрахунковим навантаженням називається сума приведеної потужності і зарядних потужностей ліній, що зв'язані з вузлом. Розрахункова активна споживана потужність підстанції, МВт

$$P_p = P_{np} \quad (4.15)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

$$Q_p = (Q_{np} - Q_{с} / 2) \quad (4.16)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{с1} / 2 = 3,41 - 3,31 / 2 = 1,85.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

$$\underline{S}_p = P_p + jQ_p = P_{np} + j(Q_{np} - Q_{с} / 2) \quad (4.17)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (10,08 + j1,85).$$

На рис. 4.2г приведена схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

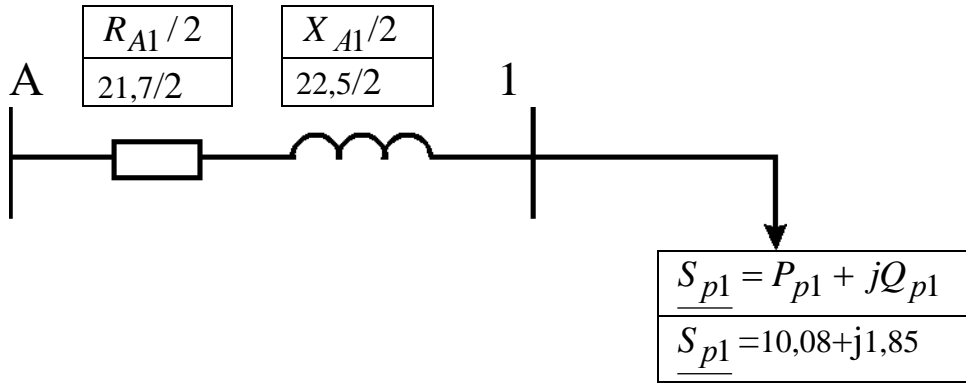


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Розрахунки для ділянок мережі зводимо до табл. 4.1. Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.5.

Знаючи розрахункові потужності підстанцій, визначаємо потужності без урахування втрат потужностей у лініях (потужність кінця лінії  $S_k$ ) і потужності з урахуванням втрат у лініях (на початку лінії  $S_n$ ).

Для ділянки А-1

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 10,08 + j1,85 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1}. \quad (4.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1}, \quad (4.20)$$

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

$$S_{n1} = P_{n1} + jQ_{n1}, \quad (4.21)$$

де  $\Delta P_{A1}$  - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

$\Delta Q_{A1}$  - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

Втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((10,08^2 + 1,85^2) / 110^2) \cdot (10,0/2) = 0,04, \quad (4.22)$$

де  $R_{A1}$  - активний опір одного провода ділянки, Ом, (з табл. 2.4,  $R_{ланц}$ )

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).



$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((10,08^2 + 1,85^2) / 110^2) \cdot (21,3/2) = 0,09, \quad (5.23)$$

де  $R_{A1}$  - активний опір одного провода ділянки, Ом, (з табл. 2.4,  $R_{\text{ланц}}$ )

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).

Активна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 10,08 + j0,04 = 10,12 \quad (4.24)$$

Рактивна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 1,85 + j0,09 = 1,94 \quad (4.25)$$

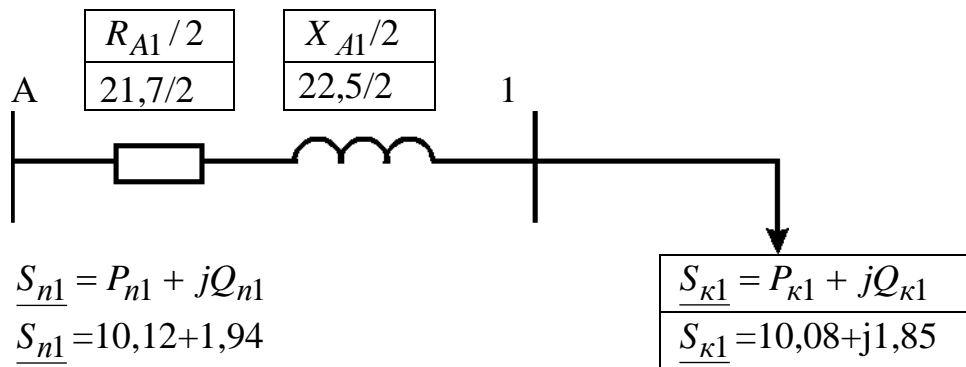


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	4,38	2,54	2,54	4,38
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	87	56	56	87
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,019	0,027	0,027	0,019
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,112	0,175	0,175	0,112
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	10	28	24	17
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	2,8	7,8	6,7	4,8
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,04	0,18	0,13	0,11
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	0,39	1,96	1,44	1,12
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	10,04	28,18	24,13	17,11
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	3,19	9,76	8,14	5,92
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	10,08	28,23	24,18	17,15
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	3,41	10,11	8,49	6,14
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	3,12	5,91	5,00	3,12
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	10,08	28,23	24,18	17,15
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	1,85	7,16	5,99	4,58

Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
A-1	10,08	1,85	2	21,7	22,5	0,09	0,10	10,17	1,95
A-2	28,23	7,16	2	28,6	40,6	1,00	1,42	29,23	8,58
A-3	24,18	5,99	2	24,2	34,4	0,62	0,88	24,80	6,87
A-4	17,15	4,58	2	21,7	22,5	0,28	0,29	17,43	4,87

Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.6.

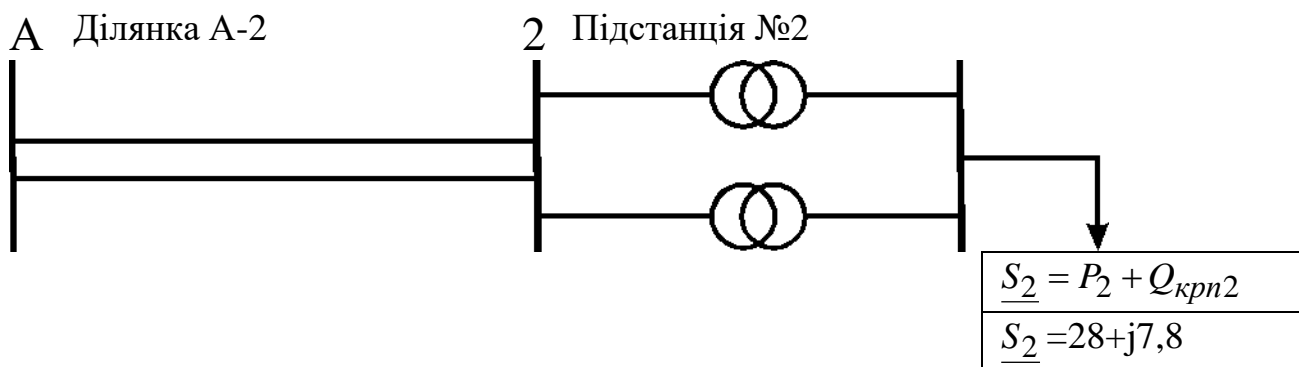


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

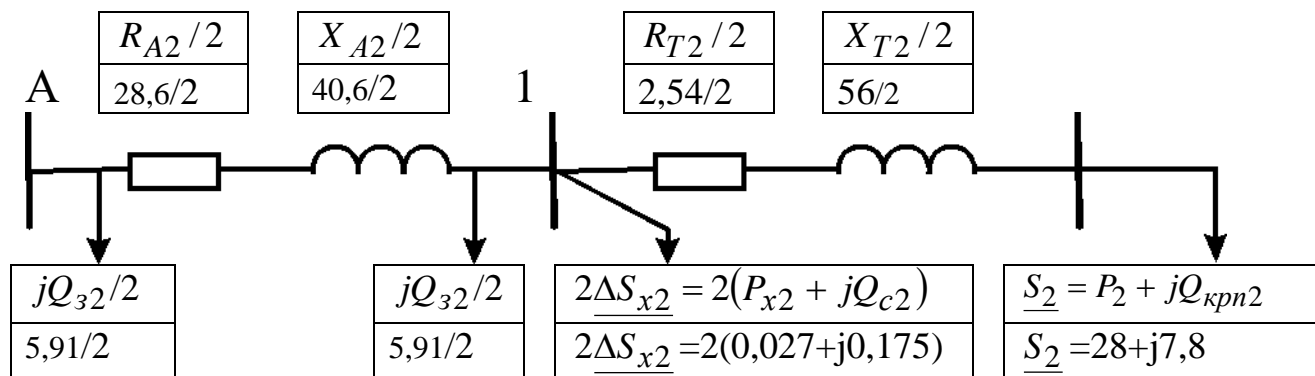


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

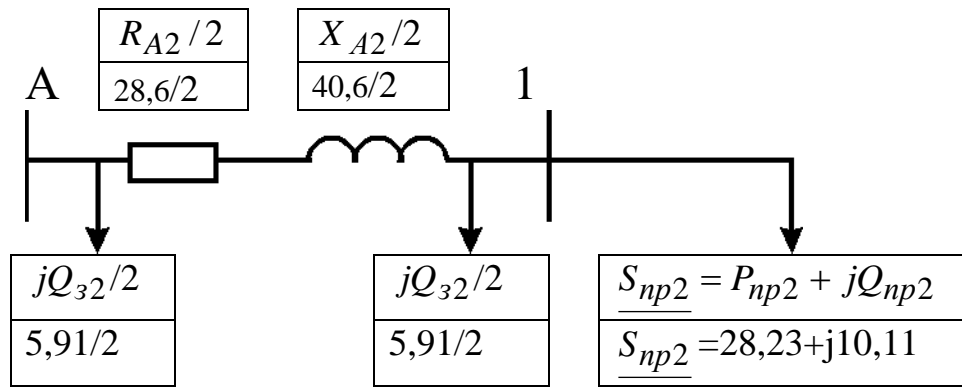


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

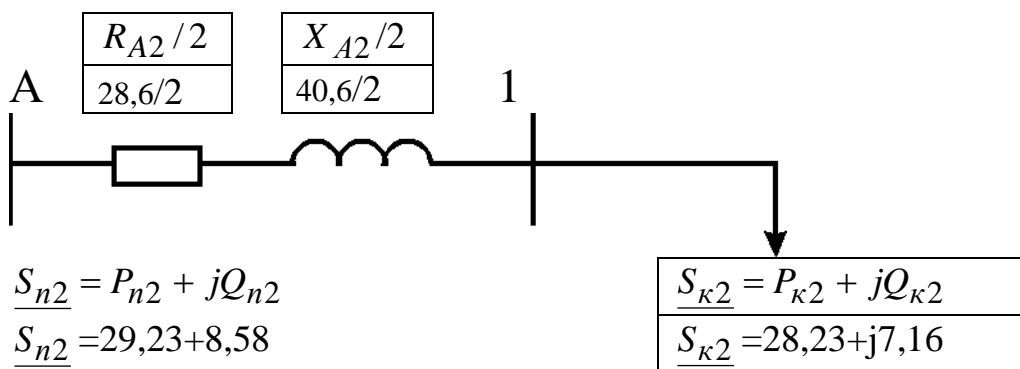


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

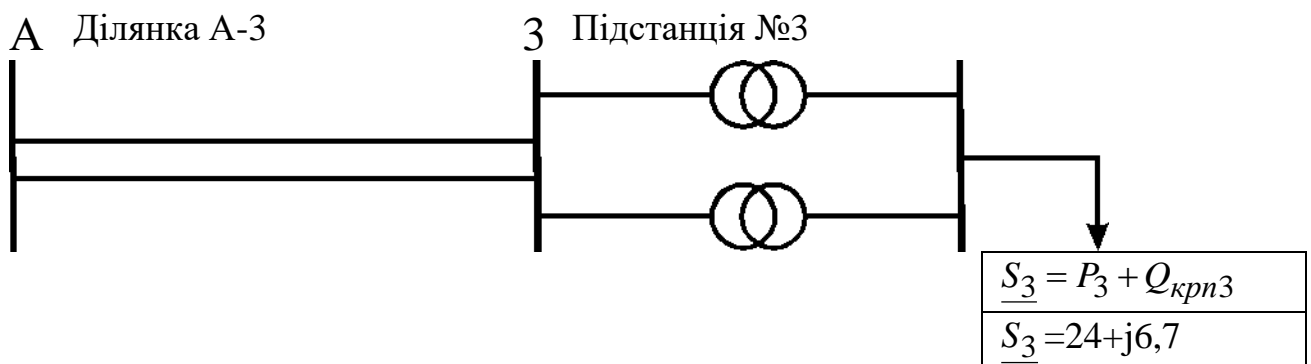


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

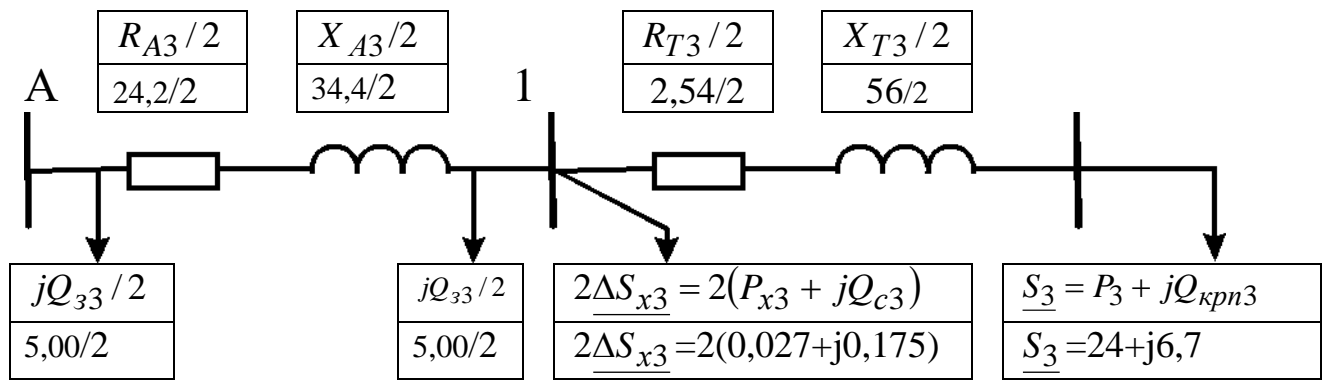


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

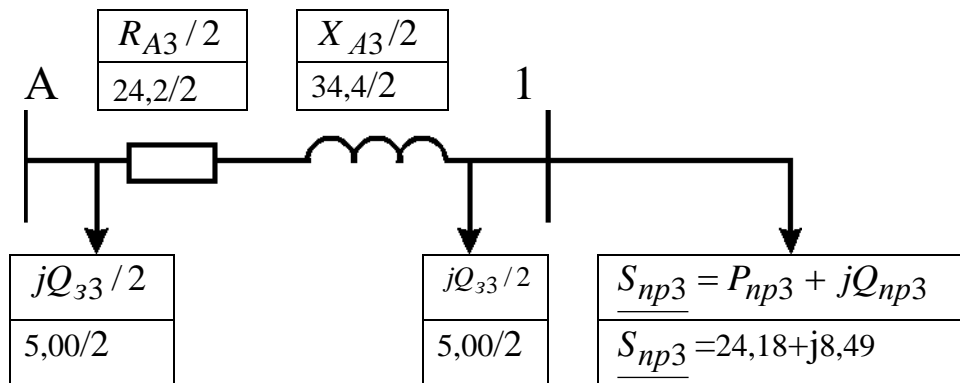


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

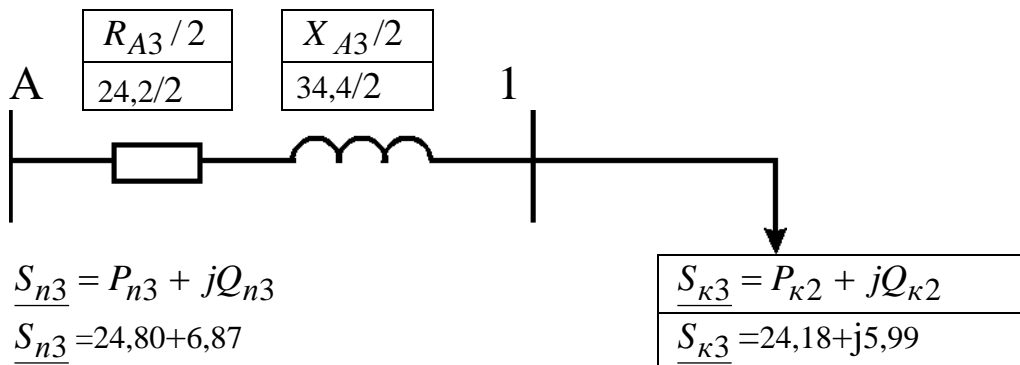


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

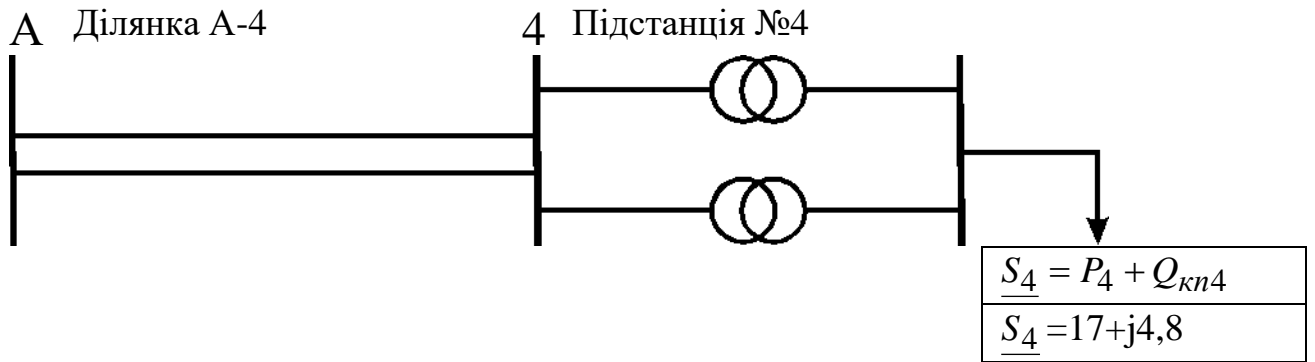


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

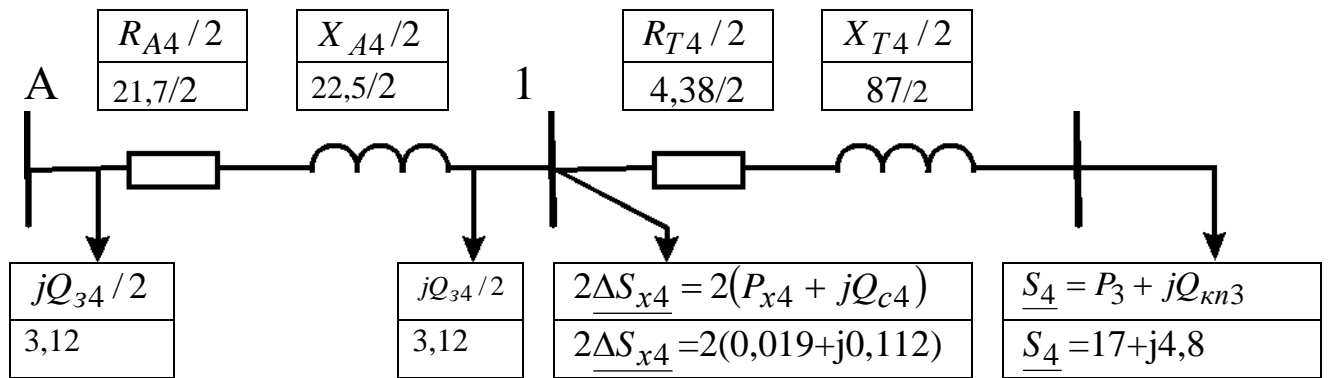


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

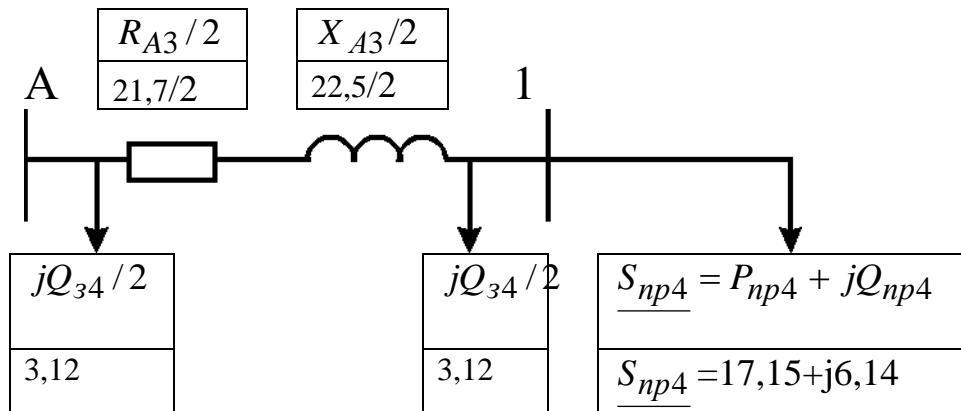


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

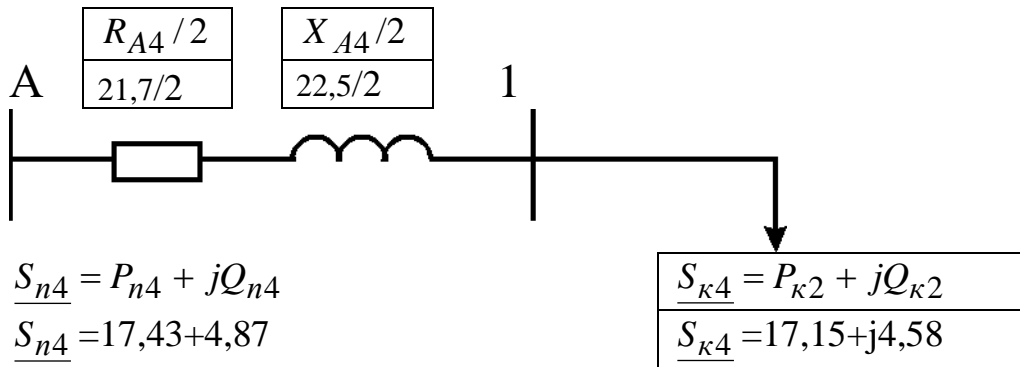


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

Розрахунок напруг у вузлових точках мережі виконується за формулами (5.24), (5.25). Наприклад, для ділянки А-1

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1}, \quad (4.24)$$

де  $U_A$  - напруга джерела живлення, для мережі з номінальною напругою  $U_H = 35$  кВ  $U_{дж}$  приймається 38,5 кВ; для мережі з  $U_H = 110$  кВ  $U_A = 115$  кВ.

Приймаємо  $U_A = 115$  кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1  $\Delta U_{A1}$  визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (10,17 \cdot 21,7/2 + 1,95 \cdot 22,5/2) / 115 = 1,15 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Напруга вузла 1 (на вході підстанції №1) визначається, кВ:

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 1,15 = 113,9. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей  $P_{вх} + jQ_{вх}$ , які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним

значенням двох опорів трансформаторів  $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$  і  $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$ . У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

Напруга, споживана вузлом №1 (на виході підстанції №1 з урахуванням втрат напруги у трансформаторах, це напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до їхньої вищої напруги) визначається за формулою

$$U_{спож1} = U_1 - \Delta U_{тр}, \quad (4.27)$$

де -  $\Delta U_{тр}$  - втрати напруги у трансформаторах підстанції, кВ.

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 10,04 \cdot 4,38/2 + 3,19 \cdot 87/2 / 115 = 1,46. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 113,9 - 1,46 = 112,40.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69



Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_L$ , МВт, (з табл. 4.2)	10,17	29,23	24,80	17,43
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	1,95	8,58	6,87	4,87
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	21,7	28,6	24,2	21,7
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	22,5	40,6	34,4	22,5
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	1,15	5,15	3,64	2,12
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	113,9	109,9	111,4	112,9
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,04	28,18	24,13а	17,11
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,19	9,76	8,14	5,92
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	4,38	2,54	2,54	4,38
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	87	56	56	87
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	1,46	2,81	2,35	2,68
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	112,4	107,1	109,1	110,2

## 4.2. Післяаварійний режим

Розрахунок ведеться для найбільш важких режимів. Для замкнутої електричної мережі це обрив ділянки з найбільшою потужністю, для розімкнутої дволанцюгової лінії – обрив одного ланцюга. Потужність споживачів, кількість трансформаторів на підстанціях такі, як і в режимі максимального навантаження, тому і потужність у схемі заміщення трансформаторів будуть такими ж, як у максимальному режимі.

Для розімкнутої дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга змінюється величина зарядної потужності цієї лінії  $jQ_{zi}$  (вона зменшується вдвічі і становить  $jQ_{заві} = jQ_{zi} / 2$ , тому підлягає уточненню розрахункова потужність підстанції, де відбулось відключення лінії. Також активний  $R_{Ai}$  і індуктивний опір  $X_{Ai}$  ділянки А-1 збільшується вдвічі (так як струм ділянки тече в аварійному режимі не по двом ланцюгам, а по одному ланцюгу) Наприклад, для ділянки А-1 схема заміщення на рис.4.2 перетворюється у схему рис. 5.6. Різниця при аварійному режимі - заміна  $jQ_{zi} / 2$  на  $jQ_{заві} / 2$ ,  $R_{A1} / 2$  на  $R_{A1}$  і  $X_{A1} / 2$  на  $X_{A1}$ . Це також стосується і інших ділянок: А-2, А-3, А-4.

У аварійному режимі розрахункова активна споживана потужність підстанції (наприклад, №1), МВт,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 10,08 \quad (4.29)$$

Зарядна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі (при обриві одного ланцюга), МВАр,

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 3,12 / 2 = 1,56. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 3,41 - 1,56 / 2 = 2,60 \quad (4.31)$$

Розрахункова повна споживана потужність вузла (підстанції №1) у аварійному режимі, МВА

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (10,08 + j2,60). \quad (4.32)$$

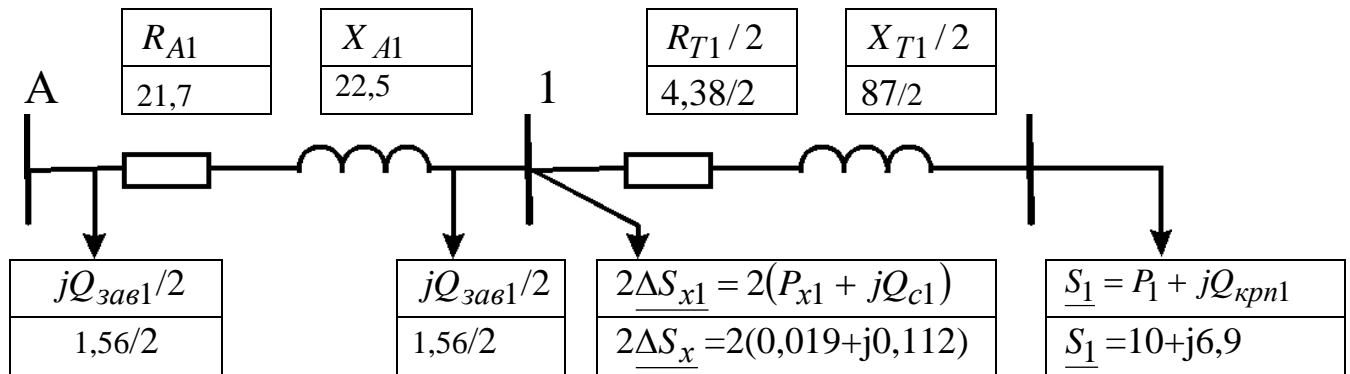


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

Розрахунок потужностей ліній у післяаварійному режимі зводимо до табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	10,08	28,23	24,18	17,15
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	3,41	10,11	8,49	6,14
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	1,56	2,96	2,50	1,56
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	2,6	8,6	7,2	5,4
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	21,7	28,6	24,2	21,7
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	22,5	40,6	34,4	22,5
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$ , (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$ , МВт, (4.22)	0,19	2,06	1,27	0,58
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	0,20	2,92	1,81	0,60
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	10,27	30,29	25,45	17,73
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	2,80	11,52	9,01	6,00

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	10,27	30,29	25,45	17,73
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	2,80	11,52	9,01	6,00
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	21,7	28,6	24,2	21,7
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	22,5	40,6	34,4	22,5
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	2,49	11,60	8,05	4,52
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$ , кВ, з форм. (4.22)	112,5	103,4	107,0	110,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,04	28,18	24,13	17,11
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,19	9,76	8,14	5,92
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	4,38	2,54	2,54	4,38
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	87	56	56	87
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	1,46	2,81	2,35	2,68
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$ , кВ	111,0	100,6	104,7	107,8

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

У данному проєкті використовується зустрічне регулювання напруги під навантаженням. Розраховується для режиму максимального навантаження і для післяаварійних. Виконуємо розрахунок регулювання напруги на підстанції №1 (як приклад) для режиму максимального навантаження. Розрахунки для інших підстанцій приведено в табл.6.1.

Бажані рівні напруги на боці низької напруги визначаються для максимального режиму навантаження.

$$U_{бмакс} = 1,05 \cdot U_{нн} \quad (5.1)$$

де  $U_{нн}$  - Вторинна номінальна напруга, кВ

Для підстанції №1 номінальна низька  $U_{нн1} = 10$  кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{бмакс1} = 1,05 \cdot U_{нн1} = 1,05 \cdot 10 = 10,50 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 110/10 = 11,00 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 112,40/11,00 = 10,22 \quad (5.4)$$

Для регулювання дійсних напруг до рівня бажаних здійснюємо перемикання робочих відгалужень регулювальної обмотки трансформатора, для чого розраховуємо процент зміни витків цієї обмотки, %:

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (10,22 - 10,50) \cdot 100 / 10 = -2,8 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання  $\pm 9 \times 1,78\%$ .

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{см1} = 1,78 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = -2,8 / 1,78 = -1,57 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -2.$$

Визначаємо дійсну напругу на низькому боці при вибраному положенні РПН, кВ:

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 10,22 / ((1 + (-2) \cdot 1,78) / 100) = 10,60. \quad (5.7)$$

Порівнюємо одержану напругу з бажаною, для чого відзначаємо відхилення напруг:

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,60 - 10,50) / 10,50 = 0,95 \quad \%. \quad (5.8)$$

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{cni}$ , кВ, (табл. 5.3)	112,40	107,10	109,10	110,20
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (5.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дннi}$ , кВ, (5.4)	10,22	5,84	9,92	10,02
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$ , (6.5)	-2,8	-7,7	-5,8	-4,8
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	-1,57	-4,33	-3,26	-2,70
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-2	-4	-3	-3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,60	6,29	10,48	10,59
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	0,95	-0,16	-0,19	0,86
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

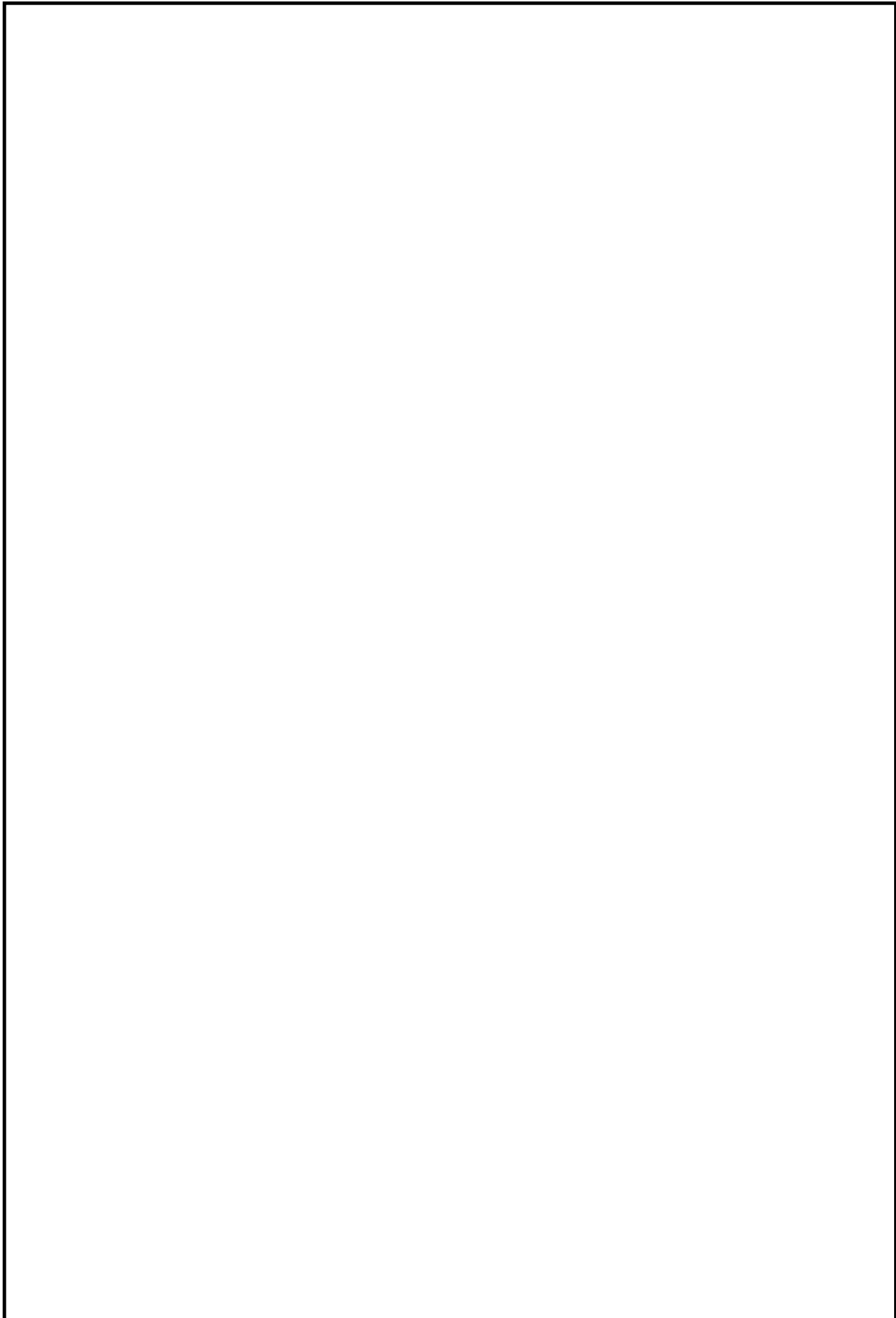
Розрахунок регулювання напруги для післяаварійного режиму приведено у табл. 5.2.



Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ, (табл. 5.5)	111,00	100,60	104,70	107,80
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$ , кВ, (6.4)	10,09	5,49	9,52	9,80
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$ , (6.5)	-4,1	-13,5	-9,8	-7,0
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$ , (6.6)	-2,30	-7,58	-5,51	-3,93
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-2	-8	-6	-4
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$ , кВ, (6.7)	10,46	6,40	10,66	10,55
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$ , %	-0,38	1,59	1,52	0,48
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$ , %				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 7.1 Аналіз небезпечних чинників

7.1.1 На підприємствах на самопочуття та стан здоров'я людини впливає ряд наступних небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

а) фізичні фактори:

- рухомі машини та механізми (конвеєри, вантажні підйомники);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони (можливо при обслуговуванні окремих видів технологічного обладнання);

- підвищена або знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів, миючих рідин;

- підвищена температура повітря робочої зони;

- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень статичної електрики

- підвищений рівень шуму на робочому місці та вібраційне навантаження на працівника;

- відсутність або нестача природного світла;

- недостатня освітленість робочої зони;

- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;

б) хімічні фактори:

(хімічні речовини, що проникають в організм людини через органи дихання, шлунково-кишковий тракт, шкірні покриви та слизові оболонки):

- токсичні:

- оксид вуглецю, двоокис вуглецю, спирт етиловий;

- подразнювальні:

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

оксиди азоту, акролеїн; аміак; вищі спирти; діхлоретан (склади легкозаймистих і горючих рідин);

в) психофізіологічні чинники:

- важкість трудового процесу:

фізичне та динамічне навантаження за зміну, маса вантажу, що піднімається, стереотипні робочі рухи, статичне навантаження, робоча поза, нахили корпусу, переміщення в просторі (переходи, зумовлені технологічним процесом протягом зміни);

- напруженість трудового процесу:

інтелектуальні навантаження, сенсорні навантаження, емоційні навантаження, монотонність навантажень, режим роботи.

Забезпечуємо безпечний рівень впливу постійного магнітного поля, рівень електростатичного поля, рівень напруженості електричного поля промислової частоти (50 Гц), рівень напруженості магнітного поля промислової частоти (50 Гц), рівні впливу електромагнітних полів радіочастот які не повинні перевищувати допустимі значення.

Фізичні та хімічні фактори, які супроводжують роботи з ручними інструментами: вібрація, шум, силові характеристики, ергономічні характеристики трудового процесу, температура рукояток, теплопровідність матеріалу рукояток, параметри створюваного мікроклімату, вміст шкідливих речовин у робочій зоні не повинні перевищувати встановлені гігієнічні норми безпеки ручних інструментів та робіт з ними.

## **7.2 Загальні вимоги охорони праці**

До роботи електромонтером допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд при вступі на роботу, визнані придатними для виконання зазначеної роботи та одержали посвідчення про наявність кваліфікаційної групи з електробезпеки не нижче третьої.

						ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			90

Електромонтер, якого приймають на роботу, повинен пройти вступний інструктаж з охорони праці, бути ознайомлений під розпис з умовами праці, правами та пільгами щодо роботи в шкідливих та небезпечних умовах праці.

Про проведення вступного інструктажу та інструктажу на робочому місці робляться відповідні записи в Журналі реєстрації вступного інструктажу з питань охорони праці і Журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці.

Повторний інструктаж з правил і прийомів безпечного ведення роботи і охорони праці електромонтер повинен проходити:

- періодично не рідше одного разу на квартал;
- при незадовільних знаннях з охорони праці не пізніше місячного строку;
- у зв'язку з допущеним випадком травматизму або порушенням вимог охорони праці, що не призвело до травми.

Електромонтер повинен працювати в спецодязі та інших засобах індивідуального захисту: діелектричними рукавичками, килимами і діелектричними калошами або ботами, а також інструментами з ізольованими ручками.

Електромонтеру забороняється користуватись захисними засобами, які не пройшли встановлених випробувань, а також такими, у яких минув строк чергового випробування.

Усі монтажні і ремонтні роботи на електричних мережах і пристроях (або поблизу від них), а також роботи по приєднанню і роз'єднанню проводів електромонтери повинні виконувати за умов знятої напруги.

Електромонтер при ремонті і обслуговуванні електроустаткування повинен застосовувати ручні переносні світильники.

Електромонтер повинен включати у мережу електродвигуни, електроінструменти, прилади електричного освітлення за допомогою призначених для цього апаратів і приладів (кнопок, рубильників, вимикачів автоматичних, пускачів магнітних).

### 7.3 Заходи щодо пожежної безпеки

У електромеханічній промисловості виникають в основному пожежі, пов'язані з електричним устаткуванням. А саме:

Коротке замикання. Струми коротких замикань досягають дуже великих величин, що супроводжує їх теплові і динамічний впливи, що може викликати руйнування електрообладнання, займання ізоляції і т. д. Профілактичним заходом, який попереджає короткі замикання, є правильний вибір проводів, машин і апаратів, своєчасні профілактичні огляди, ремонти і випробування. Для швидкого відключення струмів короткого замикання служать плавкі запобіжники й автоматичні вимикачі.

Перевантаження провідників струмами, що перевищують допустимі за нормами значення. Щоб уникнути перевантаження при проектуванні електромереж необхідно правильно обирати перетин дротів. Для захисту проводів від перевантаження застосовують плавкі запобіжники або апарати з максимальним захистом (теплові, електромагнітні реле).

Великі перехідні опори в місцях з'єднань, відгалужень і окінцювання проводів, в контактах машин і апаратів, що приводить до місцевого перегріву. Для зменшення перехідних опорів необхідні надійне з'єднання проводів, запобігання контактів від окислення, застосування пружних контактів або спеціальних сталевих пружин.

Іскріння і електрична дуга при роботі і аваріях в електричних пристроях. Іскріння колекторів та контактних кілець електричних машин усувається правильної їх обробкою і шліфуванням. Іскріння в контактах апаратів локалізується іскрогасними камерами. Щоб уникнути появи електричної дуги при перемиканнях в розподільчих пристроях необхідно забезпечити блокування роз'єднувачів і вимикачів і дотримувати певний порядок при операціях з комутаційними апаратами.

## РОЗДІЛ 8

### СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

#### **8.1. Розрахунок втрат електричної енергії згідно методики «визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання»**

Зазначена методика запропонована Державним підприємством «Український науково-дослідний, проектно-вишукувальний та конструкторсько-технологічний інститут «Укрсільенергопроект» [1] і у хронологічному плані є останнім нормативним документом, створеним для практичної реалізації задачі розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги. У той же час, ця методика не дає змогу вирішити поставлену задачу у повному обсязі, оскільки спрямована виключно на визначення втрат електричної енергії у внутрішньобудинкових мережах.

Згідно цієї методики втрати електричної енергії у внутрішніх мережах багатоповерхових житлових (офісних) будинків обчислюються для кожного з вводів як різниця одночасних показників лічильника електричної енергії, встановленого на вводі у житловий будинок і лічильників, за якими здійснюють облік електроенергії на внутрішньобудинкові потреби (освітлення сходів, сходових клітин, коридорів і технічних поверхів; системи водопостачання та теплопостачання; світлозагорожа; робота ліфтів тощо) та у фізичних (юридичних) осіб цього будинку.

У разі відсутності лічильника на вводі у багатоповерховий житловий (офісний) будинок або лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб або неможливості одночасного зчитування показів лічильників найменше можливе значення втрат електричної енергії, пов'язаних із електропостачанням будинку, розраховують як суму втрат у зовнішній

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

живильній мережі  $\Delta A_{з.м}^{(P)}$ , внутрішньо будинковій мережі живлення споживачів (квартир, офісів тощо)  $\Delta A_{в.м}^{(P)}$ , втрат у лічильниках електричної енергії  $\Delta A_{л}^{(P)}$ , а також втрат в опорах контактних з'єднань відгалужень до лічильників  $\Delta A_z^{(P)}$ .

У зазначених розрахунках приймають, що:

- графіки навантаження споживачів рівномірні у часі;
- навантаження споживачів рівномірно розподілено уздовж стояка по довжині;
- між фазами зовнішньої живильної мережі навантаження розподілено рівномірно.

У разі відсутності лічильника на вводі у будинок і наявності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії (у кВт·год) у зовнішній мережі обчислюють за формулою:

$$\Delta A_{з.м}^{(P)} = \frac{(A_{в.п}^{(P)} + \sum_k \sum_m A_{m.k}^{(P)})^2 + A_{в.п}^{(Q)^2}}{U_n^2 T} k_{\phi}^2 R_3^2 l_3 \cdot 10^{-3},$$

де  $A_{в.п}^{(P)}$  – споживання активної енергії на внутрішньо будинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВт·год;

$A_{m.k}^{(P)}$  – споживання активної енергії  $m$ -м споживачем  $k$ -го стояка протягом розрахункового періоду часу, кВт·год;

$A_{в.п}^{(Q)}$  – споживання реактивної енергії на внутрішньо будинкові потреби протягом розрахункового періоду, квар·год;

$k_{\phi}^2$  – коефіцієнт форми графіка навантаження;

$R_3$  – питомий активний опір кабелю (дроту) зовнішньої мережі, Ом/км;

$l_3$  – довжина кабелю (дроту) зовнішньої мережі, км;



$T$  – тривалість розрахункового періоду, год;

$m$  – кількість квартир (офісів), приєднаних до стояка;

$k$  – кількість стояків.

При цьому значення коефіцієнта форми при відсутності інформації, необхідної для його безпосереднього розрахунку, можуть бути визначені у відповідності з даними наведеними у таблиці 1.1.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблиця 1.1 - Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності

Характеристика споживача	Значення коефіцієнту форми графіка $k_f^2$				
	сезонне				середнє річне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Змішане навантаження (переважно комунально-побутові споживачі)	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Змішане навантаження (переважно виробничі споживачі)	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11
Електроопалення садибних житлових будинків у акумуляційному режимі	3,07	3,31	-	3,31	3,23
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі	1,02	1,02	-	1,02	1,02
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі з відключенням в години максимального навантаження енергосистеми	1,36	1,36	-	1,36	1,36
Електроопалення садибних житлових будинків у акумуляційному режимі в нічний період із підзарядкою в денне зниження навантаження енергосистеми	2,01	2,01	-	2,01	2,01
Часткове електроопалення садибних житлових будинків переносними електронагрівачами	1,12	1,12	-	1,13	1,12

Втрати активної електроенергії у кВт·год у кожному з  $k$ -му стояків внутрішньобудинкової мережі обчислюються за формулою:

$$\Delta A_{\text{в.м.}k}^{(P)} = \frac{(\sum A_{m,k}^P)^2}{U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}} R_{\text{в.}k} (l_{\text{н.}k} + \frac{l_{\text{р.}k}}{3}) \cdot 10^{-3},$$

де  $R_{\text{в.}k}$  - питомий активний опір кабелю (дроту)  $k$ -го стояка, Ом/км;  
 $l_{\text{н.}k}$  - довжина кабелю (дроту) нерозгалуженої частини  $k$ -го стояка, км;  
 $l_{\text{р.}k}$  - довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини  $k$ -го стояка, км;  
 $k_{\text{нс}}$  - коефіцієнт збільшення втрат в лінії 0,38 кВ стояка з несиметричним навантаженням фаз, який приймається для ліній з  $R_0/R_{\phi} = 1$  рівним 1,13 для ліній з  $R_0/R_{\phi} = 2$  рівним 1,20 ( $R_0$  і  $R_{\phi}$  опори нульового і фазного проводів відповідно, Ом).

У разі неможливості одночасного зчитування показів з лічильників споживачів і наявності лічильників на ввіді у будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулою:

– у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{\text{з.м}}^{(P)} = \frac{A_{\phi}^{(P)^2} + A_{\phi(\text{в.п})}^{(Q)^2}}{U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 R_{\phi} l_{\phi} \cdot 10^{-3}; \quad (1.1)$$

– у внутрішньобудинковій мережі:

$$\Delta A_{\text{в.м}}^{(P)} = \sum_k \left[ \frac{(A_{\phi}^{(P)} - A_{\phi(\text{в.п})}^{(P)})^2}{k^2 U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}} R_{\text{в.}k} (l_{\text{н.}k} + \frac{l_{\text{р.}k}}{3}) \cdot 10^{-3} \right],$$

де  $A_{\phi}^{(P)}$  – споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на ввіді у будинок, кВт·год;

$k$  – кількість стояків.

У разі неможливості визначення споживання електричної енергії для кожного із  $k$  стояків і/або відсутності лічильника на вводі в будинок і лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків приймати однаковими та втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулою:

– у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{з.м}^{(P)} = \frac{\left( \sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 T \cos^2 \varphi} k_{\phi}^2 R_{з} l_{з} \cdot 10^{-3},$$

де  $\cos \varphi$  – середнє значення коефіцієнту потужності у зовнішній мережі,  $\cos \varphi = 0,9$ ;

– у внутрішньобудинковій мережі:

$$\Delta A_{в.м}^{(P)} = \sum_k \left[ \frac{\left( \sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{k^2 U_H^2 T} k_{\phi}^2 k_{нс} R_{в.к} \left( l_{н.к} + \frac{l_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right]. \quad (1.2)$$

У разі наявності лічильника на вводі у будинок і відсутності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб, втрати активної електроенергії у кВт·год

– у зовнішній мережі обчислюється за виразом (1.1);

– у внутрішньобудинковій мережі – за виразом (1.2).

Втрати електричної енергії в лічильниках в кВт·год визначаються згідно з формулою:

$$\Delta A_{л}^{(P)} = \sum_i N_i \Delta P_i T \cdot 10^{-3},$$

де  $N_i$  – кількість лічильників  $i$ -го типу;

$\Delta P_i$  – втрати потужності в лічильниках  $i$ -го типу відповідно до паспортних даних лічильника, Вт;

$T$  – тривалість розрахункового періоду, год.

Обсяг втрат електричної енергії у з'єднаннях внутрішньо будинкових мереж в кВт·год може бути врахований за взаємною згодою сторін на підставі вимірювань опорів контактних з'єднань відповідно до ГОСТ 17441-84 [2] за формулою:

$$\Delta A_z^{(P)} = N_z I^2 R_z k_\phi^2 T \cdot 10^{-3},$$

де  $N_z$  – кількість контактних з'єднань на відгалуженнях до лічильників;

$I$  – середній струм фази, А;

$R_z$  – опір контактного з'єднання, Ом;

Значення квадрату середнього струму в  $A^2$  розраховується по формулі:

$$I^2 = \frac{\left( \sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{bk^2 m^2 T^2 U_H^2},$$

де  $b$  – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазних споживачів і 1 – для однофазних споживачів;

$k$  – кількість стояків;

$m$  – кількість квартир приєднаних до стояка.

## 8.2. Розрахунок втрат електричної енергії згідно методики «визначення нормативних технічних втрат електричної енергії в електричних мережах енергокомпаній України»

Зазначена методика запропонована Державним підприємством «ДонОРГРЕС» [3] і її основні положення полягають у наступному.

Лінії, що живлять житлову забудову, можна вважати лініями з рівномірно розподіленим навантаженням (рис. 8.1а), особливо в сільській місцевості, де до лінії, що йде уздовж вулиці, через приблизно однакові відстані підключені житлові будинки з приблизно однаковим рівнем електроспоживання. Виробничі підприємства сільської місцевості (тваринницькі, зернообробні й ін.) знаходяться звичайно осторонь від житлових будинків і до них йдуть окремі лінії, які можна вважати лініями з зосередженим навантаженням (рис. 8.1б).



Рисунок 8.1 – Лінія, що живить житлову забудову:

- а) з рівномірно розподіленим навантаженням;  
б) з зосередженим навантаженням

Навантажувальні втрати електроенергії в лінії визначають по формулі:

$$\Delta A = \frac{A^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_{\Phi}^2}{24 D U^2} R_{\text{екв}}, \quad (8.1)$$

де  $A$  – електроенергія, відпущена в лінію за  $D$  днів;

$\operatorname{tg} \varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності;

$k_{\Phi}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження;

$U$  – напруга, кВ;

$R_{\text{екв}}$  – еквівалентний опір лінії, Ом.

Еквівалентний опір залежить від конфігурації лінії та розподілу навантаження вздовж її довжині. Очевидно, що для лінії постійного перерізу з навантаженням, зосередженої в її кінці,

$$R_{\text{екв}} = r_0 L,$$

де  $r_0$  - питомий опір проводу, Ом/км;

$L$  – довжина лінії, км;

тобто  $R_{\text{екв}}$  відповідає фізичному опору лінії.

Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням  $P_r$

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0}{P_r^2} \int_0^L p^2(l) dl,$$

яке з урахуванням виразу

$$p(l) = P_r \frac{L-l}{L}, \quad (8.2)$$

приводить до результату

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0 L}{3},$$

де  $P_r$  – навантаження головної ділянки.

З цього слідує, що при однакових довжинах лінії, перерізі проводів і значеннями відпущеної енергії, втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 3 рази менша, ніж в лінії з зосередженим навантаженням.

У теоретичному випадку зміна перерізу проводів змінюється пропорційно з навантаженням (лінія з постійною густиною струму). Тому при підстановці у вираз (8.2) замість  $r_0$  виразу

$$r(l) = r_0 \frac{L}{L-l},$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

отримаємо

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0 L}{2}.$$

Цей результат демонструє, що у зазначеному граничному випадку втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 2 рази менші, у порівнянні з лінією з зосередженим навантаженням, так як коефіцієнт, який враховує вплив на втрати ступеню розподілу навантажень вздовж лінії  $k_L$ , знаходиться в діапазоні 0,33–0,5. На практиці всю лінію або її основну магістральну частину виконують проводом одного перерізу і лише в кінці лінії та на відгалуженнях від неї можуть використовуватись дроти меншого перерізу. Розрахунки реальних схем ліній без відгалужень і з розподіленим по довжині лінії навантаженням показали, що значення  $k_L$  знаходяться в межах  $0,37 \pm 0,04$ .

У діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35–120 мм<sup>2</sup>, які звичайно використовуються на таких лініях, справедливе співвідношення

$$r_0 \approx \frac{32,25}{F},$$

де  $F$  – переріз проводу.

Підставляючи у формулу розрахунку втрат енергії (2.1)  $U = 0,38$  кВ та

$$R_{\text{екв}} = r_0 L = \frac{32,25}{F} Lk,$$

можна одержати

$$\Delta A = 9,3 \frac{A^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) k_{\phi}^2 k}{D} \cdot \frac{L}{F}, \quad (8.3)$$

де  $D$  – число днів,  $k = 1,0$  для ліній із зосередженим навантаженням і  $k = 0,37$  – для ліній із розподіленим навантаженням;



$k_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження, який можна визначити наступним чином

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (8.4)$$

де  $k_3$  – коефіцієнт заповнення графіка, що представляє собою відносне значення числа годин максимального навантаження:

$$k_3 = \frac{T_{\max}}{T}.$$

Формула (8.3) відповідає лінії без відгалужень. При наявності відгалужень втрати електроенергії при тій же сумарній довжині лінії зменшуються, тому що щільність струму у відгалуженнях істотно нижче, ніж у магістралі. Позначимо відношення щільності струму у відгалуженнях і в головній ділянці магістралі як

$$k_j = \frac{j_0}{j_m},$$

а відносну довжину відгалужень

$$k_{\text{розг}} = \frac{L_0}{L_{\Sigma}},$$

назвемо коефіцієнтом розгалуженості лінії (для нерозгалуженої лінії  $k_{\text{розг}} = 0$ , а для розгалуженої  $k_{\text{розг}} = 1/3$ ). Питомі втрати електроенергії у відгалуженнях у  $k_j^2$  разів менше, ніж у магістралі, у зв'язку з чим при використанні у формулі (8.3) сумарної довжини лінії в неї повинний бути введений понижуючий коефіцієнт:

$$k_{\text{відг}} = 1 - k_{\text{розг}}(1 - k_j^2). \quad (8.5)$$

Значення коефіцієнта  $k_j$  значно нижче одиниці. Аналіз типових схем сільських електричних мереж 0,38 кВ показав, що в практичних розрахунках можна прийняти середнє значення  $k_j^2 = 0,25$ , і формула (8.5) набуває вид:

$$k_{\text{відг}} = 1 - 0,75k_{\text{розг}}. \quad (8.6)$$

Формула (2.3) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Разом із тим несиметрія навантажень фаз – явище досить розповсюджене в лініях 0,38 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат електроенергії в лінії з несиметричним навантаженням фаз ( $k_{\text{нес}}$ ) визначають по формулі

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сер}}^2} \left( 1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}, \quad (8.7)$$

де  $I_A, I_B, I_C$  – струми фаз;

$R_0, R_{\phi}$  – опір нульового та фазного проводів.

На практиці виміряти струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, які знаходяться на балансі Обленерго, важко, тому в практичних розрахунках доцільно використовувати середнє значення коефіцієнта  $k_{\text{нес}}$ . При відносному відхиленні струмів фаз від їх середнього значення в діапазоні 0,3-0,5 і  $R_0/R_{\phi} = 1-1,5$ , коефіцієнт  $k_{\text{нес}}$  змінюється в діапазоні від 1,15 до 1,55 ( $k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$ ). Це значення коефіцієнта може бути застосовано до ліній із розподіленим навантаженням, наприклад за наявності навантаження житлових будинків, яке переважно однофазне. Зосереджені навантаження мають, як правило, велику частку симетричних, трифазних навантажень, тому  $k_{\text{нес}}$  для таких ліній знаходиться в діапазоні  $1,05 \pm 0,05$ .

У відповідності з викладеним, коли відома частка розподілених навантажень  $d_p$  середні значення коефіцієнтів  $k_L$  і  $k_{\text{нес}}$  можуть бути визначені по формулам:

$$k_L = 1 - 0,63d_p, \quad (8.8)$$

$$k_{\text{нec}} = 1,05 + 0,3d_p. \quad (8.9)$$

Квадрат коефіцієнта форми графіка  $k_\phi^2$  визначають по формулі (8.4).

При визначенні втрат в  $N$  лініях з відомим сумарним відпуском енергії в них згідно формулі (8.1) виникає необхідність урахування ще одного коригуючого коефіцієнту –  $k_N$ , який відбиває неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. При відносному розкиді їх значення  $\pm\gamma_j$ , коефіцієнт  $k_N$  визначають по формулі:

$$k_N = 1 + \gamma_j^2. \quad (8.10)$$

Якщо значення  $\gamma_j$  лежать в діапазоні 0,2–0,4, то величини значення  $k_N$  знаходиться в інтервалі 1,04–1,16 ( $k_N = 1,1 \pm 0,06$ ).

З врахуванням (8.6), (8.8)–(8.10) остаточна формула для розрахунку втрат у  $N_F$  лініях з перерізом головних ділянок  $F$  і сумарною довжиною  $L_F$  приймає вигляд:

$$\Delta A_F = 9,3 \frac{A_F^2 (1 + \text{tg}^2 \phi) k_\phi^2 L_F}{N_F^2 \Delta F} k_{\text{нec}} k_{\text{відг}} k_L k_N. \quad (8.11)$$

Для використання формули (8.11) необхідно знати сумарну енергію  $A_F$ , яка відпускається в лінії з цим перерізом. Очевидно, що при наявності проблем з визначенням сумарного відпуску електричної енергії в мережі 0,38 кВ в цілому оцінити значення енергії, яка відпускається в лінії певного перерізу, можна тільки розрахунковим способом. Єдиним припущенням, на основі якого можна це зробити, являється гіпотеза про однакову середню густину струму на головних ділянках ліній різних перерізів. Вплив цього допущення відображається коефіцієнтом  $k_N$ . В цьому випадку формула для розрахунку сумарних втрат у всіх лініях 0,38 кВ, які живляться від шин ТП приймає вигляд:

$$\Delta A_{0,4} = 9,3 k_{\phi}^2 k_{\text{нес}} k_{\text{відг}} k_L k_N (1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_{\Sigma}^2} \cdot \frac{A_{0,4}^2}{D},$$

де  $n$  – кількість груп ліній 0,38 кВ з різним перерізом головних ділянок, які отримують живлення від розглянутого об'єкта;

$F_{\Sigma}$  - сумарний переріз головних ділянок цієї лінії;

$A_{0,4}$  - електроенергія, яка відпускається в ці лінії.

Окрім цього для урахування наявності в реальній мережі однофазних, двофазних і трифазних ліній 0,38 кВ у формулі (8.11) замість параметра  $L_F$  вводять поняття еквівалентної довжини лінії.

На основі численних емпіричних досліджень запропоновано еквівалентну довжину лінії визначають по формулі:

$$L_{\text{екв}} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1, \quad (8.12)$$

де  $L_M$  – довжина магістралі;

$L_{2-3}$  – довжина двофазних і трифазних відгалужень;

$L_1$  – довжина однофазних відгалужень.

При цьому під магістраллю розуміють найбільшу відстань від шин 0,4 кВ розподільного трансформатора 6-20/0,4 кВ до найбільш віддаленого споживача, приєднаного до трифазної або двофазної лінії.

Внутрішньо будинкові мережі багатоповерхових будинків (до лічильників електричної енергії) включають у довжину відгалужень відповідної фазності.

При наявності сталевих проводів у магістралі або відгалуженнях у формулу (8.12) підставляють довжини ліній, які визначаються по формулі:

$$L = L_a + 4L_c + 0,6L_M,$$

де  $L_a$ ,  $L_c$ ,  $L_m$  – довжина алюмінієвих, сталевих та алюмінієвих проводів, відповідно.

Значення  $k_{\text{нес}}$ ,  $k_{\text{відг}}$ ,  $k_L$  розраховують по формулах (8.8)–(8.10) за даними відносно коефіцієнту розгалуженості електричних мереж, що визначається на основі аналізу їх типових схем і долі комунально-побутових навантажень  $d_p$  у загальному споживанні електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ, що, у свою чергу, оцінюється на підставі звітності про корисний відпуск електроенергії.

Об'єднавши всі ці коефіцієнти та враховуючи, що для визначення  $k_\phi^2$  використовується формула (8.4) можна представити вираз (8.11) у такий спосіб:

$$\Delta A_{\text{н0,38}} = k_{0,38} \frac{A_{0,38}^2 (1 + \text{tg}^2 \phi) L_{\text{екв}}}{F_\Gamma D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3} \quad (8.13)$$

де  $F_\Gamma$  – переріз проводу головної ділянки;

$k_{0,38}$  – коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантажень по довжині лінії та неоднаковість навантажень фаз.

Коефіцієнт  $k_{0,38}$  також може бути визначений по формулі:

$$k_{0,38} = 9,67 - 3,32d_p - 1,84d_p^2. \quad (8.14)$$

При використанні формули (2.13) для розрахунку втрат енергії в  $N$  лініях із сумарними довжинами магістралей  $L_{m\Sigma}$ , двофазних і трифазних відгалужень  $L_{2-3\Sigma}$  і однофазних відгалужень  $L_{1\Sigma}$  у формулу підставляють середній відпуск електроенергії в одну лінію  $A_{0,38} = A_{0,38\Sigma}/N$ , (де  $A_{0,38\Sigma}$  - сумарний відпуск енергії в  $N$  ліній) і середній переріз головних ділянок, а коефіцієнт  $k_{0,38}$ , визначений по формулі (8.14), множать на коефіцієнт  $k_N$ , що враховує неоднаковість довжин ліній і, як зазначалося раніше, неоднакову щільність струмів на головних ділянках ліній. При цьому відповідний корегуючий коефіцієнт визначається не по формулі (8.10), а згідно наступного виразу

$$k_N = 1,25 + 0,14d_p.$$

При відсутності даних про коефіцієнт заповнення графіка і (або) коефіцієнт реактивної потужності приймають  $k_3 = 0,3$ ,  $\operatorname{tg}\varphi = 0,6$ .

## ВИСНОВОК

В ході проектування була розроблена раціональна електрична мережа, що забезпечує надійність і економічність електропостачання споживачів і якість електроенергії. Ця мета досягалася на основі принципів варіантного проектування і оптимізації параметрів повітряних ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій: конфігурації та схеми мережі, номінальної напруги, перетинів проводів, числа і потужності трансформаторів.

Вибір найкращого варіанта з чотирьох конкурентоспроможних здійснено згідно з чинними методичними рекомендаціями. Для визнаною найкращою радіально-магістральної мережі 110 кВ виконані: уточнений розрахунок основних електричних режимів, перевірка достатності регульовального діапазону пристроїв РПН трансформаторів, уточнення балансу потужності та розстановки компенсуючих пристроїв, укрупнений розрахунок собівартості передачі електроенергії.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.

2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.

4.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.

6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.

7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.

8. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.

10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

						ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			110



11. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

13. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00–1.21–98. – Київ: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 91 с.

14. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. НАПБ В.01.034-2005/111. – Київ: Затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 вересня 2018 року N 491. – 90 с.

15. О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.

					ДБ 141.1723.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111