

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.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2024 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Конько Едуарду Геннадійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розробка раціональної конфігурації електричної мережі

постачання промислового району потужністю 100 МВт

керівник проекту Романченко Юлія Андріївна, к.т.н.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від " 13 " 05 2024 року

№ 191/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 10.06.2022

**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.

№ варіанта	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	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	70	80	95	120	80	167	120	200	135	210

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

### 3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (МВт) та $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$
	$T_M$	18	0,810	32	0,849	24	0,825	26	0,814

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.

№ варіанта	Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{HH}$ , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
	1	Машинобудування	10	II	II
	2	Лкгка промисловість	6	I	
	3	Машинобудування	10	I	
	4	Машинобудування	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	доц. Романченко Ю.А.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Розділи проекту
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. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками		
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	ОХОРОНА ПРАЦІ		
7	Графічна частина		
8	Оформлення проекту		
9	Захист проекту		

**Студент**

\_\_\_\_\_

( підпис )

**Коробка Є.В.**

\_\_\_\_\_

( прізвище та ініціали )

**Керівник проекту**

\_\_\_\_\_

( підпис )

**Романченко Ю.А.**

\_\_\_\_\_

( прізвище та ініціали )

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 108 стор., 36 рис., 21 табл., 12 бібл. найм.

Розроблена та обґрунтована раціональна конфігурація мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проектованої мережі. Визначена потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

**Ключові слова:** електрична мережа, розрахунок, схеми, трансформатор, перерізи проводів, економічний варіант, способи регулювання напруги

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	81
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	101
ВИСНОВКИ.....	111
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	112
ДОДАТОК А.....	114

## ВСТУП

Електричною мережею називається пристрій, що з'єднує джерела живлення зі споживачами електроенергії. Від властивостей і роботи електричної мережі залежить якість електропостачання споживачів. До електричних мереж пред'являються певні техніко-економічні вимоги. Тому електричні мережі повинні ретельно розраховуватися, спеціально проектуватися і кваліфіковано експлуатуватися.

Основним призначенням електричних мереж є електропостачання споживачів. Під цим зазвичай розуміють передачу електроенергії від джерел живлення і розподіл її між споживачами.

Електроенергетика, що визначає електроозброєність праці, належить до провідних галузей індустрії і має випереджальний розвиток, що є основою технічного прогресу промисловості і підвищення рівня всього суспільного виробництва. Електроенергія є найбільш універсальним видом енергії. Широке застосування електроенергії у всіх галузях промисловості пояснюється відносною простотою її виробництва, передачі, розподілу між споживачами і легкістю перетворення в інші види енергії. Розвиток електроенергетики в нашій країні йде по шляху створення великих енергосистем і централізованого вироблення електроенергії на базі великих теплових (в тому числі атомних) і гідравлічних станцій, що найбільш ефективно в техніко-економічному відношенні. Потужність енергосистем безперервно зростає, і ця тенденція розвитку енергетики буде зберігатися і в майбутньому.

Розвиток енергетики України, посилення зв'язків між енергосистемами вимагає розширення будівництва електроенергетичних об'єктів, в тому числі електричних мереж напругою 110 кВ змінного струму.

З основного призначення електричної мережі слід, що вона повинна забезпечувати достатню надійність електропостачання. Досвід показує, що практично всі елементи електричної мережі іноді можуть пошкоджуватися. При належній якості експлуатації мережі ушкодження виникають через кліматичні умови.

Електрична мережа є істотною ланкою в ланцюзі електропостачання споживачів і тому впливає на зміну показників якості електроенергії. Практично важливо, щоб електроенергія доставлялася споживачам з допустимими показниками її якості, наприклад, при відповідних величинах напруг. При цьому також не слід пред'являти надмірні вимоги. Зниження впливу мережі або заходи щодо поліпшення показників якості електроенергії можуть обходитися досить дорого. Тому економічно більш обґрунтованим зазвичай є виготовлення електроприймачів, що допускають деякі відхилення показників якості енергії від номінальних значень. Ці прийнятні відхилення повинні забезпечуватися економічно обґрунтованими шляхами. Зокрема, це відноситься до вибору параметрів елементів мережі і застосування додаткових пристроїв, що дозволяють покращувати зазначені показники до прийнятних значень. Нарешті, електрична мережа як будь-яка інженерна споруда повинна бути економічною. При цьому вимога економічності повинна забезпечуватися за умови виконання зазначених вище технічних вимог. Це означає, що повинні прийматися найбільш досконалі технічні рішення, має забезпечуватися більш повне і раціональне використання обладнання, що застосовується, за роботою електричної мережі повинен здійснюватися систематичний контроль. Для отримання більш раціональних рішень і для забезпечення найбільш економічної роботи мережі потрібне проведення відповідних розрахунків. Поточний контроль за роботою мережі дозволяє своєчасно впливати на умови роботи мережі з метою підвищення відповідних техніко-економічних показників.

Вимога економічності є найбільш загальною. В кінцевому рахунку вимоги обґрунтованої надійності електропостачання та забезпечення



найвигідніших показників якості електроенергії також зводяться до умов забезпечення більшої економічності. Однак вони мають і самостійне значення, так як засновані на типових рішеннях і є важливими показниками для всієї системи електропостачання.

Виробництво електроенергії зростає в усьому світі, що супроводжується зростанням числа електроенергетичних систем, яке йде по шляху централізації вироблення електроенергії на великих електростанціях і інтенсивного будівництва ліній електропередач і підстанцій.

Проектування електричної мережі, включаючи розробку конфігурації мережі і схеми підстанції, є однією з основних задач розвитку енергетичних систем, що забезпечують надійне та якісне електропостачання споживачів. Якісне проектування є основою надійного і економічного функціонування електроенергетичної системи.

Завдання проектування електричної мережі відноситься до класу оптимізаційних задач, однак не може бути строго вирішено оптимізаційними методами в зв'язку з великою складністю завдання, зумовленою многокритеріальністю, многопараметричністю та динамічним характером завдання, дискретністю і частковою невизначеністю вихідних параметрів.

# 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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 18 / 0,81 = 22,2. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (22,2^2 - 18^2)^{0,5} = 13,0. \quad (1.2)$$

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	18	+j	13,0	Машинобудування	10	II
2	32	+j	19,9	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	16,4	Машинобудування	10	I
4	26	+j	18,6	Машинобудування	10	I

## 1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на дипломний 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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 18 + 32 + 24 + 26 = 100,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 13,0 + 19,9 + 16,4 + 18,6 = 67,90. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (100,00^2 + 67,90^2)^{0,5} = 120,87. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 100,00 + 0,02 \cdot 120,87 = 5,42. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 67,90 + 0,1 \cdot 120,87 = 15,48. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 100,00 + 5,42 = 100,42. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 67,90 + 15,48 = 79,99. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (100,42^2 + 79,99^2)^{0,5} = 128,38. \quad (1.10)$$

### **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  $Y_0$  :

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

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.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{nci-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	18	95	1710	120	2160	59	1062
2	32	80	2560	167	5344	29	928
3	24	120	2880	200	4800	26	624
4	26	135	3510	210	5460	43	1118
Разом	100,00	-	10660	-	17764	-	3732

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10660/100,00 = 107 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 17764/100,00 = 178 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	70	80
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	95	120
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	80	167
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	120	200
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	135	210
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	107	178

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.

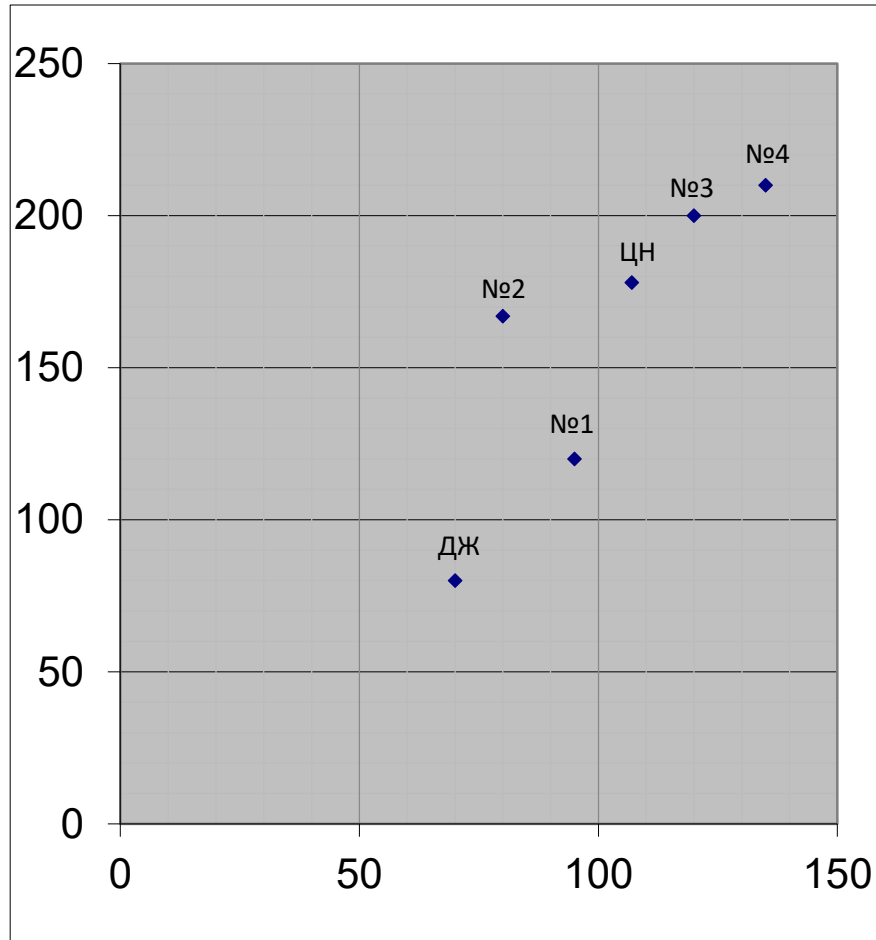


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((70-107)^2 + (80-178)^2)^{0.5} = 105. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((95-107)^2 + (120-178)^2)^{0.5} = 59. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3732/100,00=37. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 105/37=2,84, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(70-95)^2 + (80-120)^2]^{0,5} \cdot 1 = 47 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
47	88	130	145	49	84	98	52	70	18



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

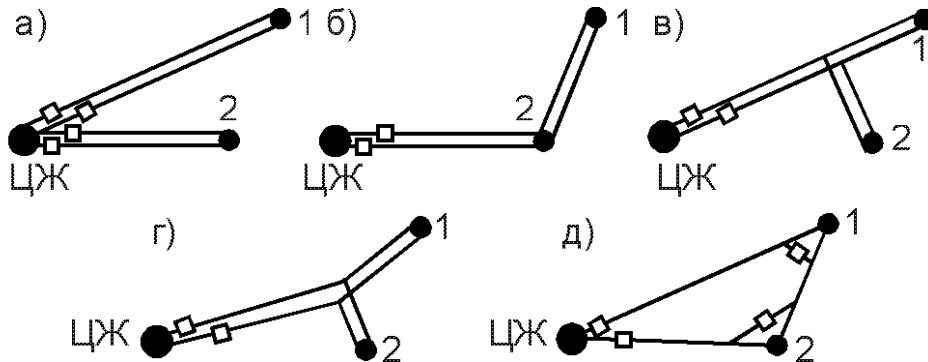


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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 навантаження, 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.

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 47 = 51,7.$$

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,

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

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

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

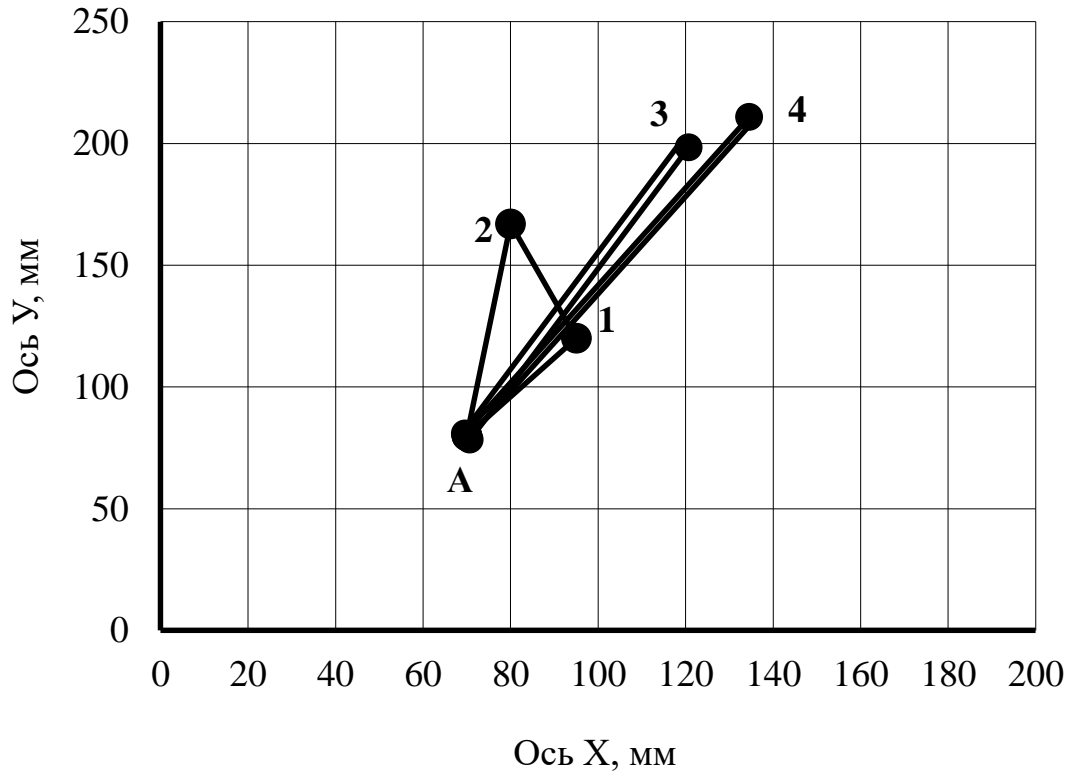


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

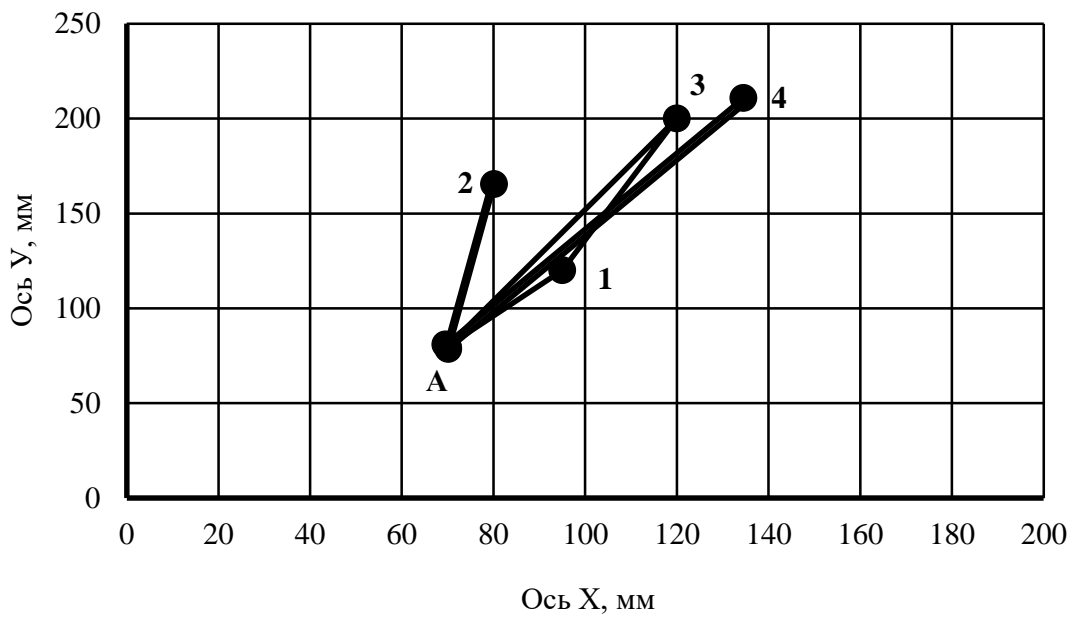


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

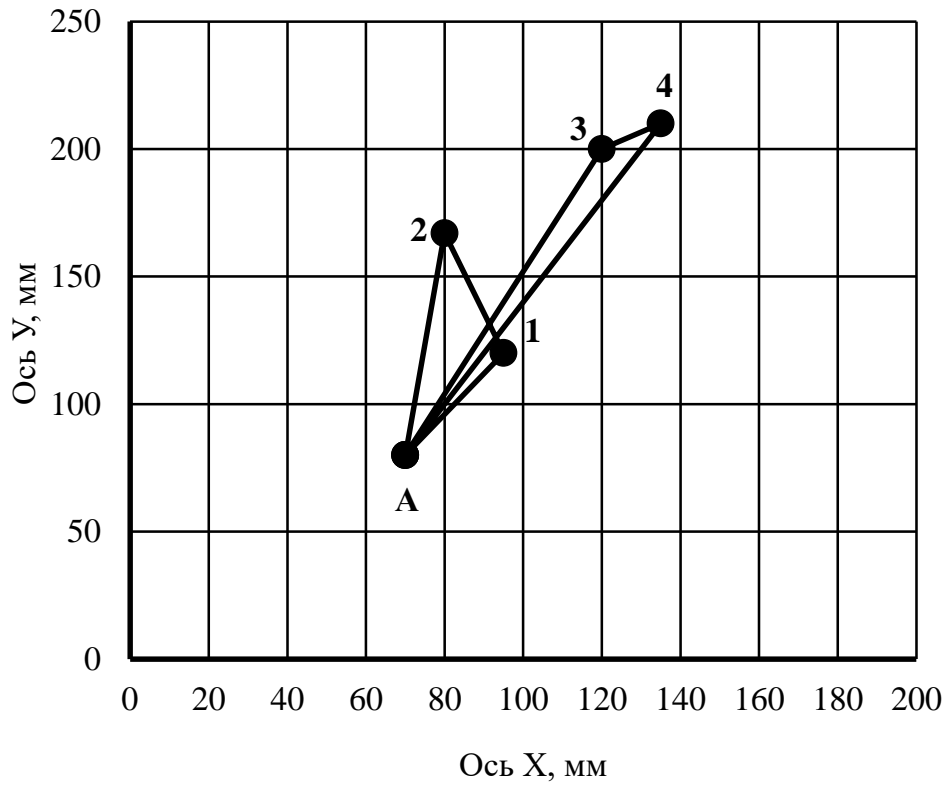


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

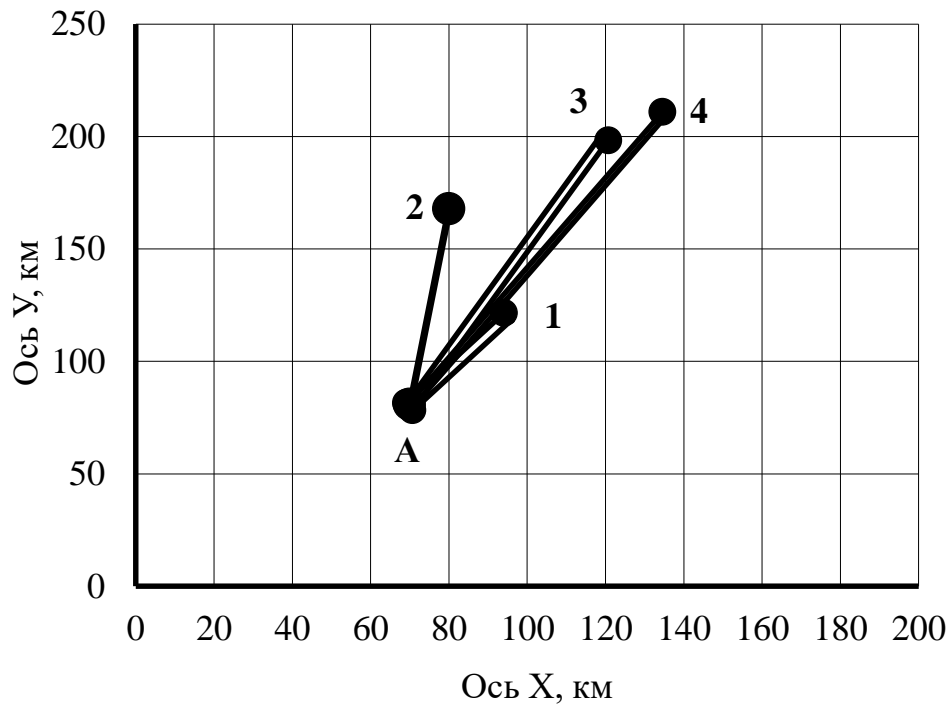


Рисунок 1. – Варіант “Г”

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 опіра 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”	A-1	1	47	51,7	51,7	686,4	16	734,4
	1-2	1	49	53,9	53,9			
	A-2	1	88	96,8	96,8			
	A-3	1,6	130	143	228,8			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			
“б”	A-1	1	47	51,7	51,7	697,2	16	745,2
	A-3	1	130	143	143			
	1-3	1	84	92,4	92,4			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			
	A-2	1,6	88	96,8	154,9			
“в”	A-1	1	47	51,7	51,7	524,7	16	572,7
	1-2	1	49	53,9	53,9			
	A-2	1	88	96,8	96,8			
	A-3	1	130	143	143			
	3-4	1	18	19,8	19,8			
	A-4	1	145	159,5	159,5			
“г”	A-1	1,6	47	51,7	82,7	663,5	16	711,5
	A-2	1	88	96,8	96,8			
	A-3	1,6	130	143	228,8			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			

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.



Для розімкнутої ділянки мережі розподіл потужностей знаходиться по I 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 I закону Кірхгофа, складеному для вузлів підключення навантажень. У результаті розрахунку визначається пункт розділу потужності.

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.

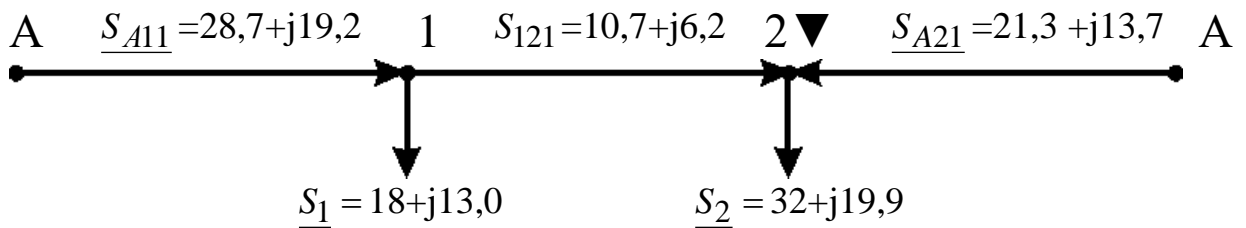


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (18 \cdot (53,9 + 96,8) + 32 \cdot 96,8) / \\ &/(51,7 + 53,9 + 96,8) = 28,7 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (13,0 \cdot (53,9 + 96,8) + 19,9 \cdot 96,8) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 19,2. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (28,7 + j19,2). \quad (2.6)$$

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

$$\begin{aligned} S_{A21} &= \frac{S_1 \cdot l_{\partial ilA1} + S_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (18 \cdot 51,7 + 32 \cdot (53,9 + 51,7)) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 21,3, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (13,0 \cdot 51,7 + 19,9 \cdot (53,9 + 51,7)) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 13,7, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (21,3 + j13,7) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 28,7 + 21,3 = 50,0. \quad P_1 + P_2 = 18 + 32 = 50,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 19,2 + 13,7 = 32,9. \quad Q_1 + Q_2 = 13,0 + 19,9 = 32,9 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 28,7 - 18 = 10,7. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 19,2 - 13,0 = 6,2. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (10,7 + j6,2). \quad (2.20)$$

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:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 24 + j16,4$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 26 + j18,6,$$

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

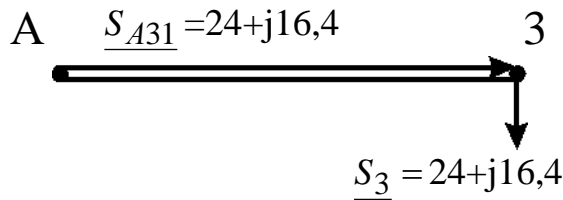


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

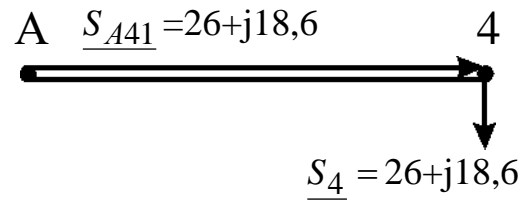


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 18 + j13,0;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 32 + j19,9;$$

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

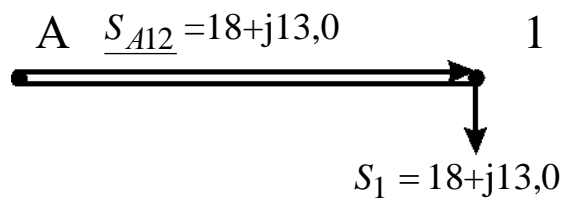


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1(варіант мережі 2)

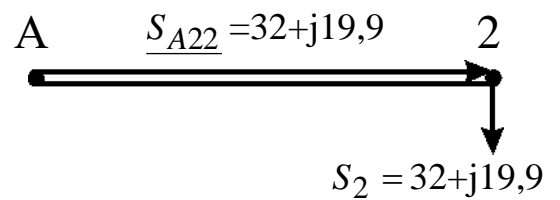


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

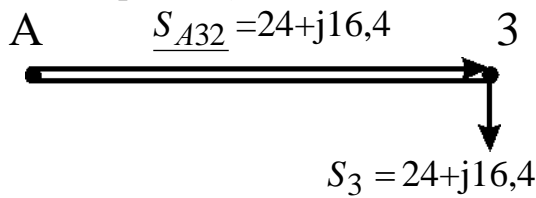


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

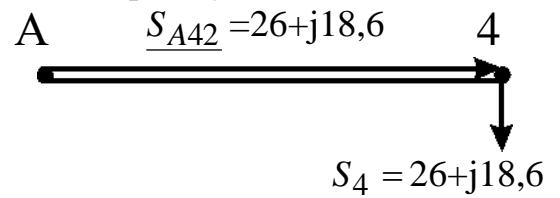


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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 реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих 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 $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	51,7	28,7	1	98	110
	A-2	96,8	21,3	1	91	110
	1-2	53,9	10,7	1	65	110
	A-3	143,0	24	2	51	110
	A-4	159,5	26	2	79	110
2	A-1	51,7	18	2	83	110
	A-2	96,8	32	1	80	110
	A-3	143,0	24	2	82	110
	A-4	159,5	26	2	79	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,

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

$U_n$  - номінальна напруга на ділянці, кВ;

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

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (28,7^2 + 19,2^2)^{1/2} = 34,5$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 34,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 181,3;$$

Значення економічної щільності струму  $j_{ек}$  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  $T_m = 6720$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

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



$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 181,3/1 = 181$$

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.

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	28,7	19,2	34,5	110	1	181,3	181	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	A-2	21,3	13,7	25,3	110	1	132,9	133	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	10,7	6,2	12,4	110	1	65,2	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	16,4	29,1	110	2	76,5	77	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	26	18,6	32,0	110	2	84,1	84	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
2	A-1	18	13,0	22,2	110	2	58,3	58	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	32	19,9	37,7	110	1	198,1	198	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-3	24	16,4	29,1	110	2	76,5	77	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	26	18,6	32,0	110	2	84,1	84	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61

### 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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 18 + 32 = 50,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 13,0 + 19,9 = 32,9.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (50,0^2 + 32,9^2)^{0,5} = 59,9.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 59,9 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 315 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 315 \text{ А} \leq I_{доп} = 510 \text{ А.}$$

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	Номінальна 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	50,0	32,9	59,9	110	1	315	510
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	32	19,9	37,7	110	1	198	265
	А-3	24	16,4	29,1	110	2	76	330
	А-4	26	18,6	32,0	110	2	84	330
2	А-1	18	13,0	22,2	110	2	58	265
	А-2	32	19,9	37,7	110	2	99	605
	А-3	24	16,4	29,1	110	2	76	330
	А-4	26	18,6	32,0	110	2	84	330

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  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

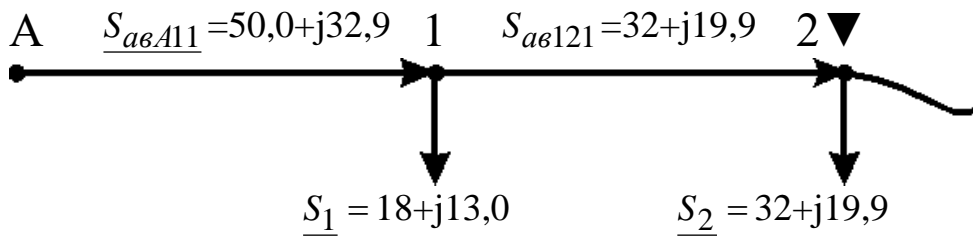


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

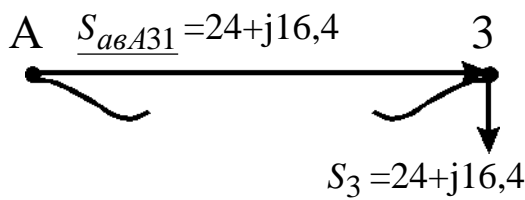


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

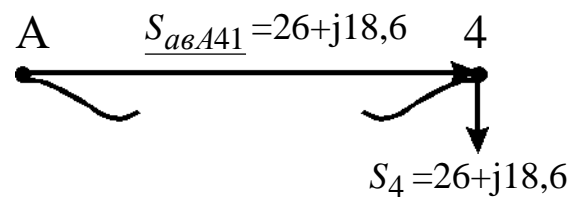


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

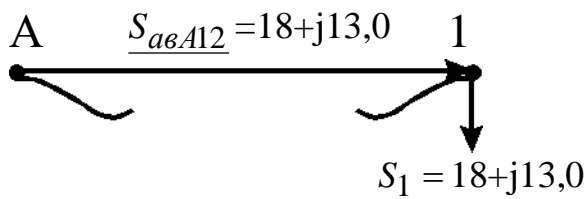


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

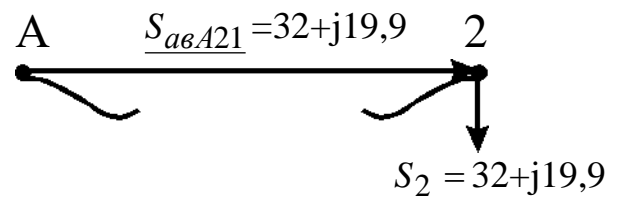


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

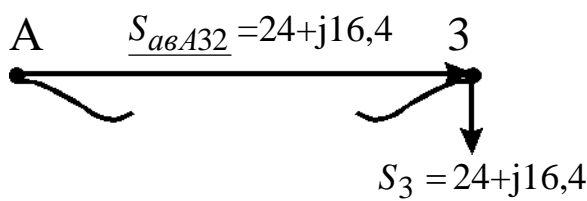


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

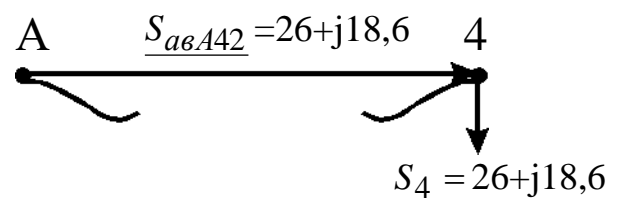


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,162 \cdot 51,7 = 8,4. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,413 \cdot 51,7 = 21,4. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 51,7 \cdot 1 = 1,72, \quad (2.28)$$

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, $l_{дiл}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{лани}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{ei}$ , МВАр
1	A-1	1	0,162	0,413	51,7	8,4	21,4	2,75	1,72
	A-2	1	0,198	0,420	96,8	19,2	40,7	2,70	3,16
	1-2	1	0,428	0,444	143,0	61,2	63,5	2,55	4,41
	A-3	2	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	2,61	10,07
	A-4	2	0,306	0,434	51,7	15,8	22,4	2,61	3,27
2	A-1	2	0,428	0,444	51,7	22,1	23,0	2,55	3,19
	A-2	1	0,120	0,405	96,8	11,6	39,2	2,81	3,29
	A-3	2	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	2,61	10,07
	A-4	2	0,306	0,434	51,7	15,8	22,4	2,61	3,27

## 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

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

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 8,4/1 = 8,4.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 21,4/1 = 21,4.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (50,0 \cdot 8,4 + 32,9 \cdot 21,4) / 110 = 10,2.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 61,2/1 = 61,2.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 21,4/1 = 63,5.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (32 \cdot 61,2 + 19,9 \cdot 63,5) / 110 = 29,3.$$

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, %,



$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 10,2 \cdot 100 / 110 = 9,3.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 29,3 \cdot 100 / 110 = 26,6.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 9,3 + 26,6 = 35,9\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

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-185/29	0,162	0,413	51,7	8,4	21,4	50,0	32,9	10,2	9,3	
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	96,8	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	143,0	61,2	63,5	32	19,9	29,3	26,6	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	24	16,4	21,0	19,1	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	51,7	15,8	22,4	26	18,6	7,5	6,8	
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	96,8	41,4	43,0	18	13,0	11,9	10,8	
	A-2	АС-240/32	0,120	0,405	143,0	17,2	57,9	32	19,9	15,5	14,1	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	24	16,4	21,0	19,1	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	51,7	15,8	22,4	26	18,6	7,5	6,8	

## 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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 18 / 0,81 = 22,2.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 22,2 = 15,5.$$

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

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (22,2 - 16) \cdot 100 / 16 = 38,8 \% \leq 40\%.$$

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, $U_{ноділ}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{III}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	18	13,0	22,2	15,5	110	10
2	32	19,9	37,7	26,4	110	6
3	24	16,4	29,1	20,4	110	10
4	26	18,6	31,9	22,3	110	10

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, %
1	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	120	27	0,7	420	2,54	55,5	175	$\pm 9 \times$	1,78	%	-11,2
2	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-5,7
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-27,2
4	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-20,3

## 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:

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

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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (28,7^2 + 19,2^2)^{0,5} = 34,5.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (34,5/110)^2 \cdot 8,4/1 = 0,12,$$

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,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6720/10000)^2 \cdot 8760 = 5550. \quad (2.37)$$

де  $T_{\text{м}}$  - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,12 \cdot 5550 = 4584 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 0,054. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 120,0 \cdot 10^{-3} \cdot (22,2/25,0)^2 = 0,047 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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).



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	28,7	19,2	34,5	110	1	8,4	0,826	5,00	4584	27733
	A-2	21,3	13,7	25,3	110	1	19,2	1,016		5639	
	1-2	10,7	6,2	12,4	110	1	61,2	0,778		4318	
	A-3	24	16,4	29,1	110	2	48,8	1,708		9479	
	A-4	26	18,6	32,0	110	2	15,8	0,669		3713	
2	A-1	18	13,0	22,2	110	2	22,1	0,450	4,19	2498	23255
	A-2	32	19,9	37,7	110	1	11,6	1,363		7565	
	A-3	24	16,4	29,1	110	2	48,8	1,708		9479	
	A-4	26	18,6	32,0	110	2	15,8	0,669		3713	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,047 = 0,101. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6720/10000)^2 \cdot 8760 = 5550, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 6720 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,047 \cdot 5550 = 733,9.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

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	22,2	25,0	27,0	120,0	0,054	0,047	0,101	0,494	733,9	3608,4
2	37,7	40,0	36,0	172,0	0,072	0,076	0,148		1052,5	
3	29,1	40,0	36,0	172,0	0,072	0,046	0,118		886,0	
4	31,9	40,0	36,0	172,0	0,072	0,055	0,127		936,0	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 5,00 + 0,494 = 5,49. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 4,19 + 0,494 = 4,68. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 27733,00 + 3608,4 = 31341. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 23255,00 + 3608,4 = 26863. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1. 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:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

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 компенсуючих 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 кожну секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двохобмотувальних 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 18 \cdot 0,28 = 5,0 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 13,0 - 5,0 = 8,0 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,9 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТДН-16000/110](#) двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,9 = 7,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((8,0 - 7,2) / 7,2) \cdot 100\% = 11,1\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 13,0 - 7,2 = 5,0 \text{ МВАр.}$$

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)  $Q_{кпрсум}$  і потужністю встановлених КП  $Q_{кпрнсум}$  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, $P$ , МВт	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	18	13,0	0,28	5,0	8,0	18 +j 5,0
2	32	19,9		9,0	10,9	32 +j 9,0
3	24	16,4		6,7	9,7	24 +j 6,7
4	26	18,6		7,3	11,3	26 +j 7,3



## 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.

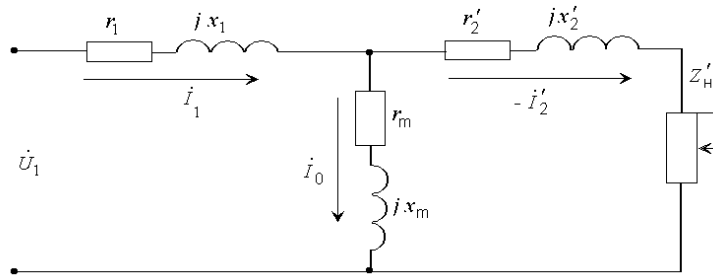


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

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

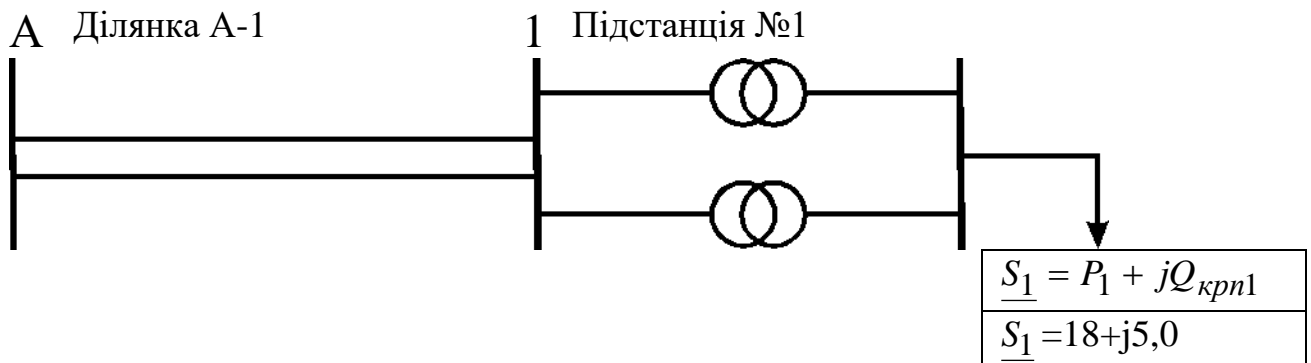


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

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.

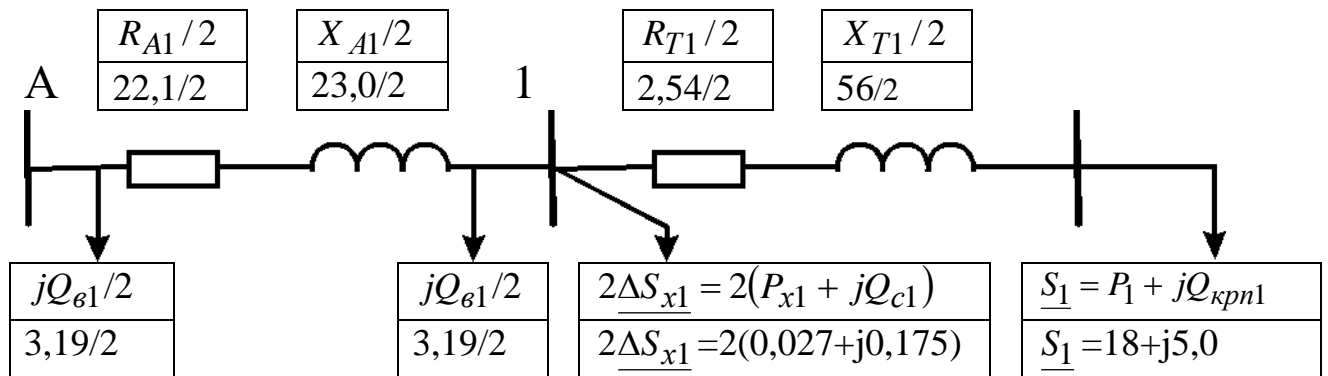


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

$$\Delta P_{T1} = ((18^2 + 5,0^2) / 110^2) \cdot 2,54 / 2 = 0,04 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((18^2 + 5,0^2) / 110^2) \cdot 56 / 2 = 0,81.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 18 + 0,04 = 18,07.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 5,0 + 0,81 = 5,81.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (18,07 + j5,81).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 18,07 + 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 18,12.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 5,81 + 2 \cdot 175,0 \cdot 10^{-3} = 6,16.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (18,12 + j6,16).$$

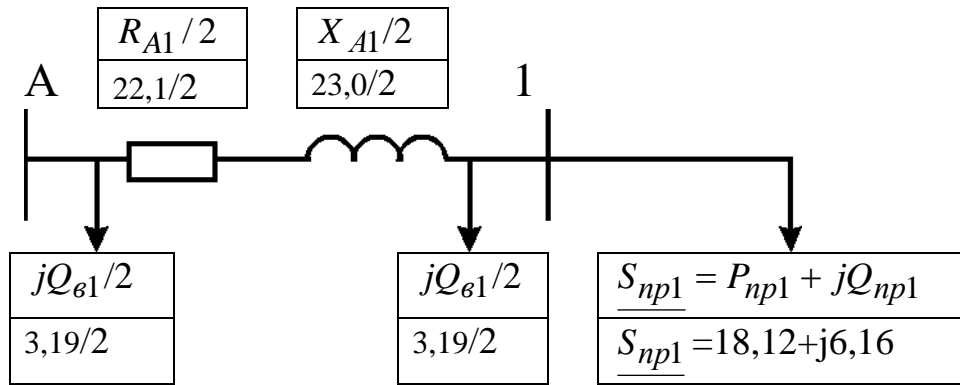


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{\epsilon 1} / 2 = 6,16 - 3,27 / 2 = 4,57.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (18,12 + j4,57).$$

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

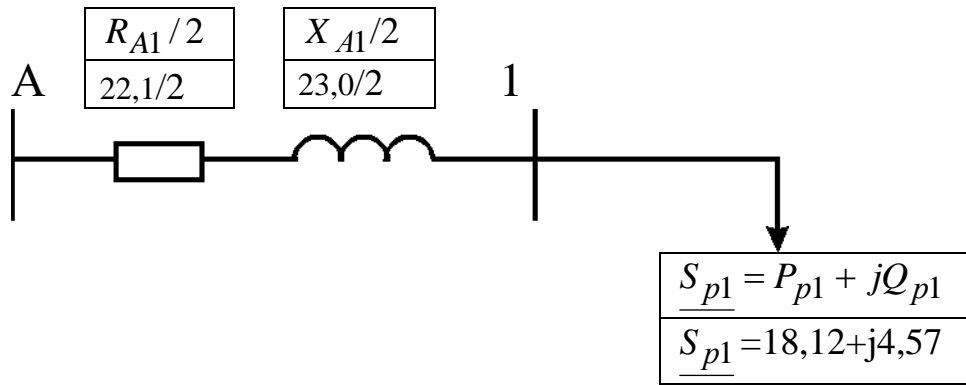


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 18,12 + j4,57 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((18,12^2 + 4,57^2) / 110^2) \cdot (8,4/2) = 0,12, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((18,12^2 + 4,57^2) / 110^2) \cdot (21,4 / 2) = 0,32, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 18,12 + j0,12 = 18,24 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 4,57 + j0,32 = 4,88 \quad (4.25)$$

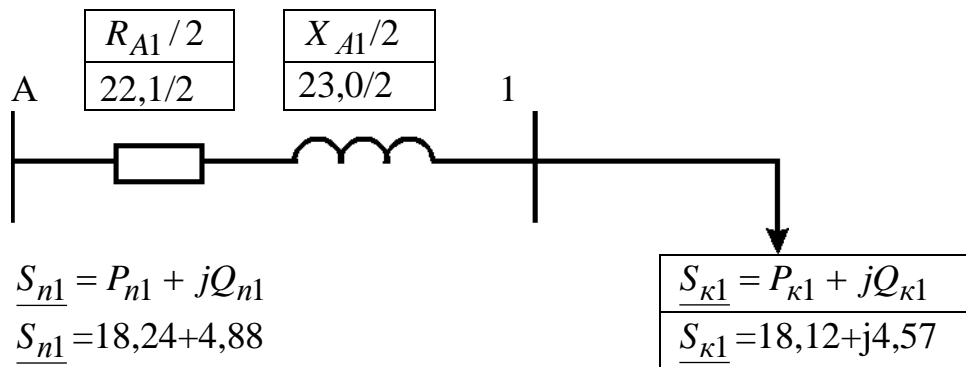


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

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)	2,54	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	56	35	35	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,027	0,036	0,036	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,175	0,260	0,260	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	18	32	24	26
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	5,0	9,0	6,7	7,3
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,07	0,13	0,07	0,09
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	0,81	1,60	0,90	1,05
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	18,07	32,13	24,07	26,09
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	5,81	10,60	7,60	8,35
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	18,12	32,20	24,14	26,16
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	6,16	11,12	8,12	8,87
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	3,19	3,29	10,07	3,27
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	18,12	32,20	24,14	26,16
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	4,57	9,48	3,08	7,24

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, $R_{лани}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дil}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дil}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
А-1	18,12	4,57	2	22,1	23,0	0,32	0,33	18,44	4,90
А-2	32,20	9,48	1	11,6	39,2	1,08	3,65	33,28	13,13
А-3	24,14	3,08	2	48,8	69,2	1,19	1,69	25,33	4,77
А-4	26,16	7,24	2	15,8	22,4	0,48	0,68	26,64	7,92

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

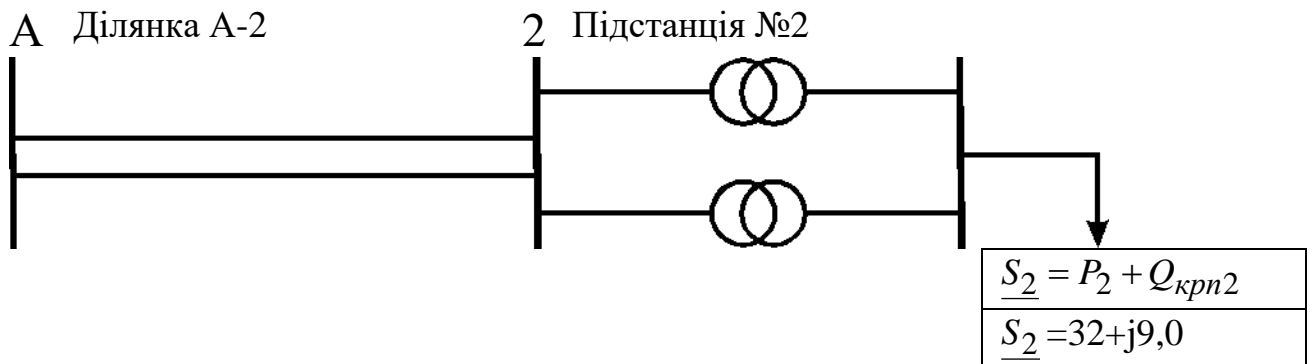


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

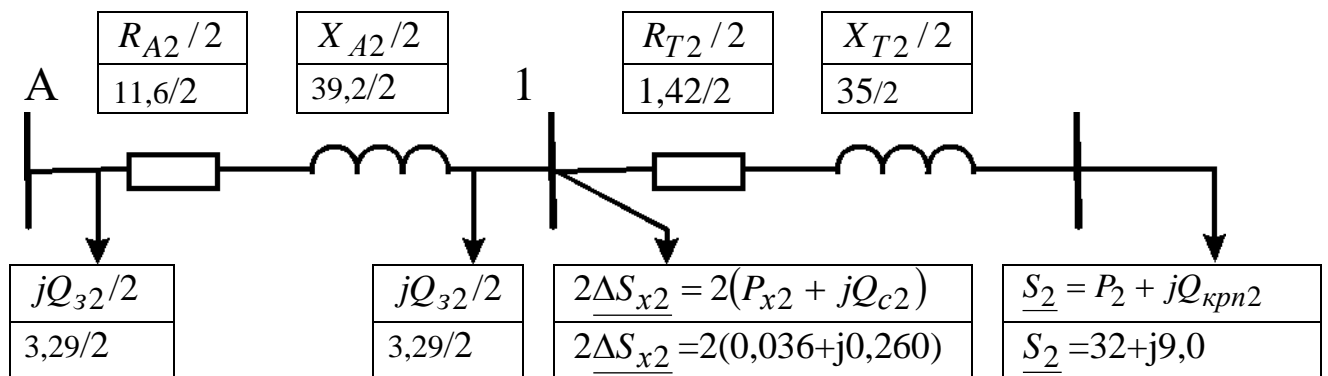


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

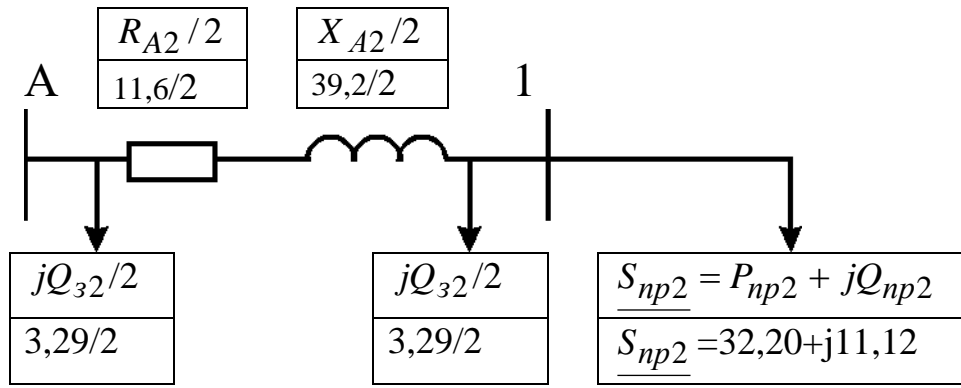


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведеними навантаженнями

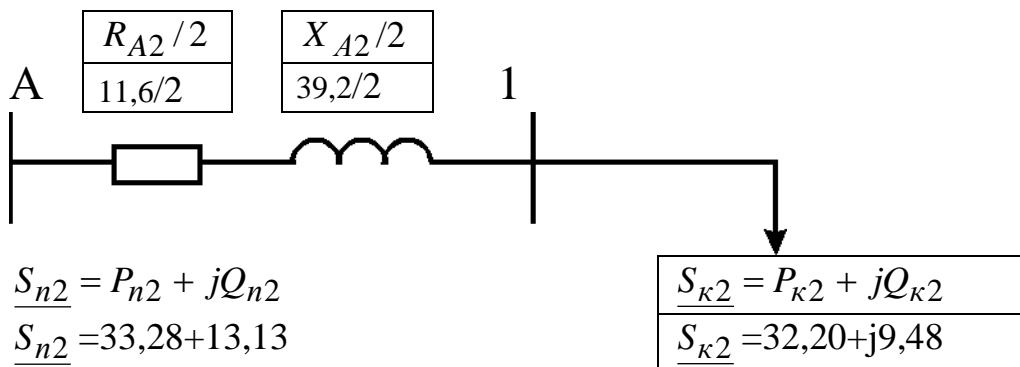


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

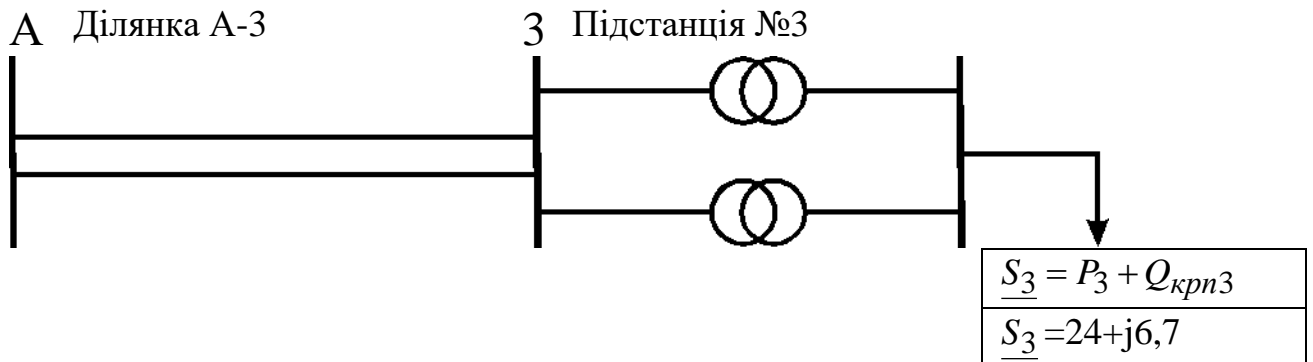


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

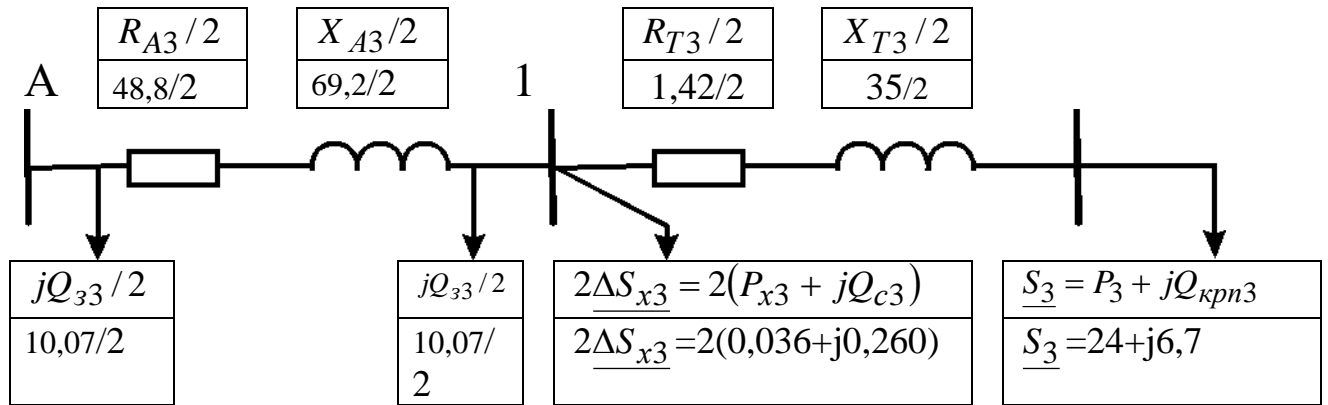


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

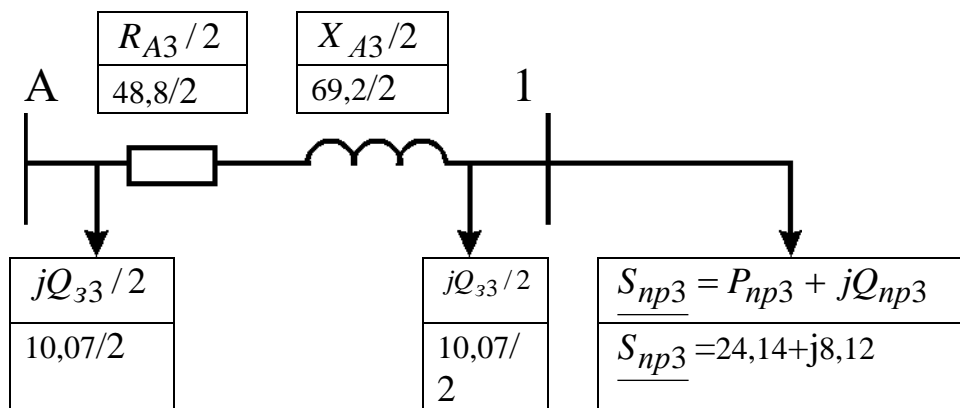


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

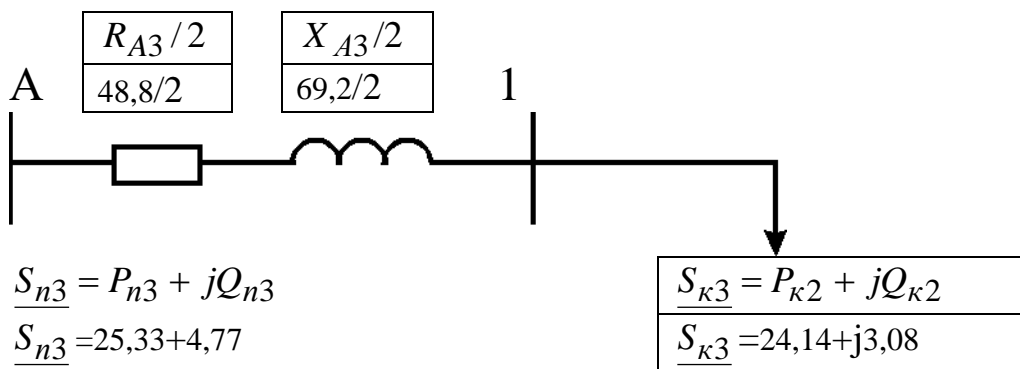


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

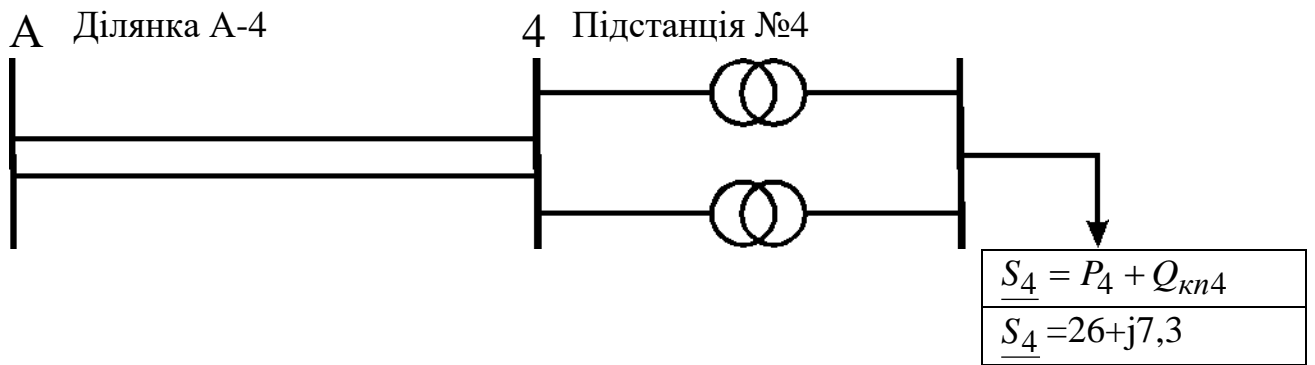


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

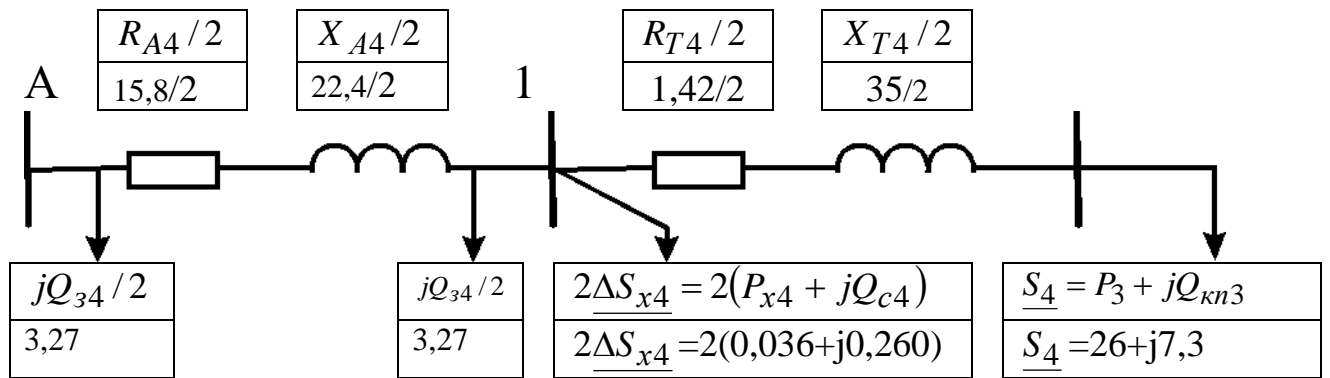


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

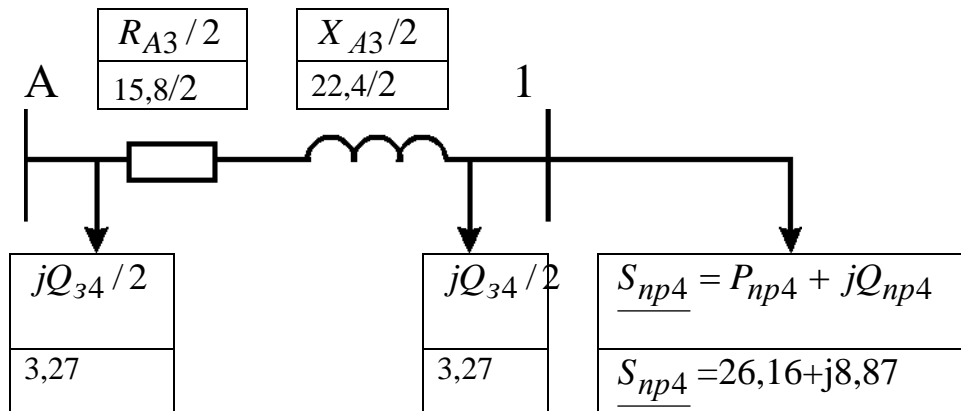


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

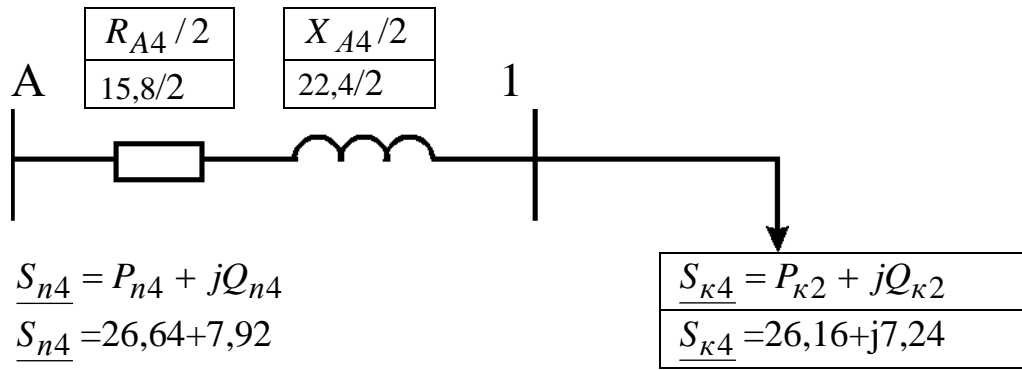


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (18,44 \cdot 22,1/2 + 4,90 \cdot 23,0/2) / 115 = 2,26 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 2,26 = 112,7. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей  $P_{vx} + jQ_{vx}$ , 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.

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 18,07 \cdot 2,54/2 + 5,81 \cdot 56/2 / 115 = 1,69. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 112,7 - 1,69 = 111,00.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

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)	18,44	33,28	25,33	26,64
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	4,90	13,13	4,77	7,92
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	1	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	22,1	11,6	48,8	15,8
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	23,0	39,2	69,2	22,4
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	2,26	7,83	6,81	2,60
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	112,7	107,2	108,2	112,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	18,07	32,13	24,07а	26,09
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,81	10,60	7,60	8,35
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	56	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	1,69	1,89	1,36	1,50
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	111,0	105,3	106,8	110,9



## 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 18,12 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 3,19/2 = 1,60. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 6,16 - 1,60/2 = 5,40 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (18,12 + j5,40). \quad (4.32)$$

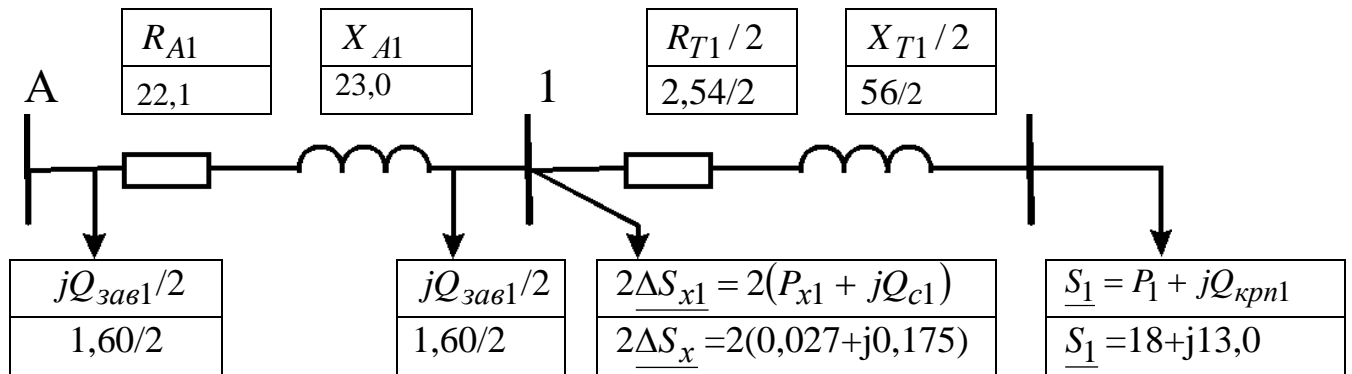


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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			
	A-1	A-2	A-3	A-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	18,12	32,20	24,14	26,16
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	6,16	11,12	8,12	8,87
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	1,60	1,65	5,04	1,64
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	5,4	10,3	5,6	8,1
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	22,1	11,6	48,8	15,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	23,0	39,2	69,2	22,4
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)	0,65	1,10	2,48	0,98
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	0,68	3,70	3,51	1,39
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	18,77	33,30	26,62	27,14
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	6,08	14,00	9,11	9,49

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)	18,77	33,30	26,62	27,14
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	6,08	14,00	9,11	9,49
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	22,1	11,6	48,8	15,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	23,0	39,2	69,2	22,4
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авАі}$ , кВ, з форм. (5.22)	4,82	8,13	16,78	5,58
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{аві}$ , кВ, з форм. (4.22)	110,2	106,9	98,2	109,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	18,07	32,13	24,07	26,09
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,81	10,60	7,60	8,35
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	56	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	1,69	1,89	1,36	1,50
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ	108,5	105,0	96,8	107,9

## 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,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 111,00/11,00 = 10,09 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (10,09 - 10,50) \cdot 100/10 = -4,1 \quad (5.5)$$

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

$$k_{cm1} = 1,78 \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -4,1/1,78 = -2,30 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -2.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 10,09 / ((1 + (-2) \cdot 1,78) / 100) = 10,46. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,46 - 10,50) / 10,50 = -0,38 \%. \quad (5.8)$$

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)	111,00	105,30	106,80	110,90
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)	10,09	5,74	9,71	10,08
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$ , (6.5)	-4,1	-9,3	-7,9	-4,2
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)	-2,30	-5,22	-4,44	-2,36
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-2	-5	-4	-2
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,46	6,30	10,45	10,45
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	-0,38	0,00	-0,48	-0,48
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), $U_{авснi}$ , кВ, (табл. 5.5)	108,50	105,00	96,80	107,90
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксi}$ , 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, $U_{авдннi}$ , кВ, (6.4)	9,86	5,73	8,80	9,81
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{авi}\%$ , (6.5)	-6,4	-9,5	-17,0	-6,9
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст i}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австi}$ , (6.6)	-3,60	-5,34	-9,55	-3,88
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австанi}$	-4	-5	-10	-4
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австнндi}$ , кВ, (6.7)	10,62	6,29	10,71	10,56
8. Відхилення напруг, $m_{авi}$ , %	1,14	-0,16	2,00	0,57
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопi}$ , %				



## РОЗДІЛ 6

### СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

#### 6.1 Основні терміни і визначення

*Підстанція* (ПС) – електроустановка, призначена для приймання, трансформації і розподілу енергії.

*Джерело електроживлення* (ДЕ) – джерело електроенергії, на шинах якого здійснюють автоматичне регулювання параметрів напруги. Окрім електростанцій джерелами електроживлення є трансформаторні підстанції, на яких встановлено регулятори напруги, джерела реактивної енергії, лінійні регулятори та ін.

*Електрична мережа* – об'єднання підстанцій і ліній електропередач.

*Електроенергетична система* – сукупність електричних частин електричних станцій, електричних мереж, споживачів електроенергії, а також пристроїв керування, регулювання і захисту, які працюють узгоджено і забезпечують безперервність виробництва, передавання і споживання електроенергії.

*Енергетична система* – система електростанцій, електричних і теплових мереж і устаткування для виробництва, передавання, розподілу і споживання теплової і електричної енергії: парові котли (ПК), турбіни (Т), генератори (Г).

*Пропускна здатність лінії електропередач* – максимальна активна потужність трьох фаз, яку передано в усталеному режимі з урахуванням режимно-технічних обмежень.

**Об'єднана енергетична система (ОЕС) України** – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії за їх централізованого керування.

**Гідроакмулювальна електрична станція (ГАЕС)** – гідроелектростанція, яку використовують для вирівнювання неоднорідності графіка навантаження енергосистеми завдяки споживанню енергії у нічні години під час перекачування води із нижньої водойми у верхню і генерування енергії у пікові години.

**Маховик** – пристрій для акумулювання кінетичної енергії.

**Розосереджена система електропостачання** – мережа інтегрованих теплових і електростанцій малої і середньої потужності на основі викопних або відновлювальних джерел енергії.

## **6.2 Структура централізованих систем електропостачання**

Електроенергійний вид енергії є універсальним, оскільки електроенергію можливо:

- транспортувати на значі відстані з мінімальними втратами;
- ефективно акумулювати;
- зручно розгалужувати між споживачами.

Використання електричної енергії спричинило появу прогресивних технологічних процесів, ефективних типів машин і механізмів, автоматизації процесу виробництва і сприяло швидкій електрифікації населених територій. У зв'язку з тим, що транспортування енергії у електричній формі здійснюють з невеликими втратами, економічно вигідним є спорудження високопотужних генерувальних станцій з розгалуженою системою ліній електропередач. За цієї умови системоутворювальні потужності можуть розташовуватись на значній відстані від споживачів. Енергосистеми побудовані на цьому принципі мають чітку централізовану систему, в яку

об'єднано декілька потужних електростанцій, електричну енергію від яких транспортують до споживачів.

Для зменшення втрат під час транспортування електроенергії на великі відстані її передають високою напругою (220 кВ і вище), для чого на виході електростанцій встановлюють підвищувальні трансформаторні підстанції, а для зворотного перетворення у безпосередній близькості від споживача – понижувальні трансформаторні підстанції. У складі електричної мережі, рис. 6.1 також є:

- розподільні пристрої (РП), які призначені для приймання і розподілу електроенергії без її трансформації. Складники РП: комутатори, пристрої керування, захисту, вимірювань;
- лінії електропередач (ЛЕП);
- пристрої компенсації реактивної потужності;
- джерела реактивної потужності (ДРП): конденсаторні батареї, синхронні і статичні тиристорні компенсатори.

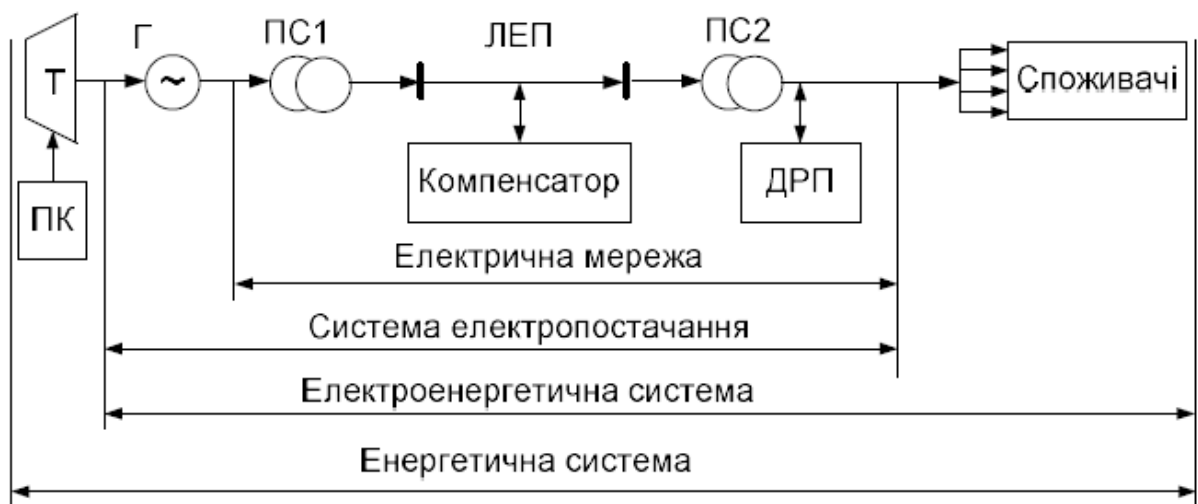


Рисунок 6.1 – Основні вузли енергетичної системи

Електрична мережа повинна забезпечувати надійне, необхідної якості електропостачання, мати високий рівень безпеки, економічності експлуатації і можливість розширення. Основною мережею енергосистем є системоутворювальна, через яку транспортують потужність до одиниць ГВт на великі відстані. Для зменшення втрат потужності напруга міжсистемних мереж є найвищою і досягає (500-1150) кВ. Для передавання енергії у середині системи використовують напругу 220 кВ або 330 кВ. Загалом номінальна потужність ліній електропередач залежить від потужності і відстані до споживачів. Призначення розподільчих мереж – транспортування енергії безпосередньо до споживачів напругою (6-10) кВ, розподіл енергії між підстанціям (6-110/0.38-35) кВ, транспортування потужності від електростанцій середньої потужності (десятки, сотні мегават). Систему розподілу електроенергії утворюють мережі (6-220) кВ з дво-, триступеневим пониженням напруги (110-220/35/6-10) кВ. Розподільчі мережі напругою (110-220) кВ передають потужності до десятків мегават, (6-35) кВ – до одиниць мегават, промислові мережі (0.38-0.66) кВ – до сотень кіловат, споживацькі мережі (0.22-0.38) кВ – до десятків кіловат. Мережі напругою (110- 220) кВ будують на основі повітряних ліній електропередач, містять великі підстанції районного значення і можуть об'єднувати підстанції невеликої потужності.

Мережі 35 кВ проєктують на основі ліній повітряних електропередач з декількома підстанціями невеликої потужності. Лінії (0.22-10) кВ є кабельними. Конфігурація мереж залежить від взаємного розміщення електростанцій, приймальних підстанцій і вимог забезпечення надійності електропостачання.

Загалом вони мають розімкнену або замкнуту структуру: за умови розімкненої структури – у вигляді радіальної, рис. 6.2 а, або магістральної структури, рис. 6.2 б.

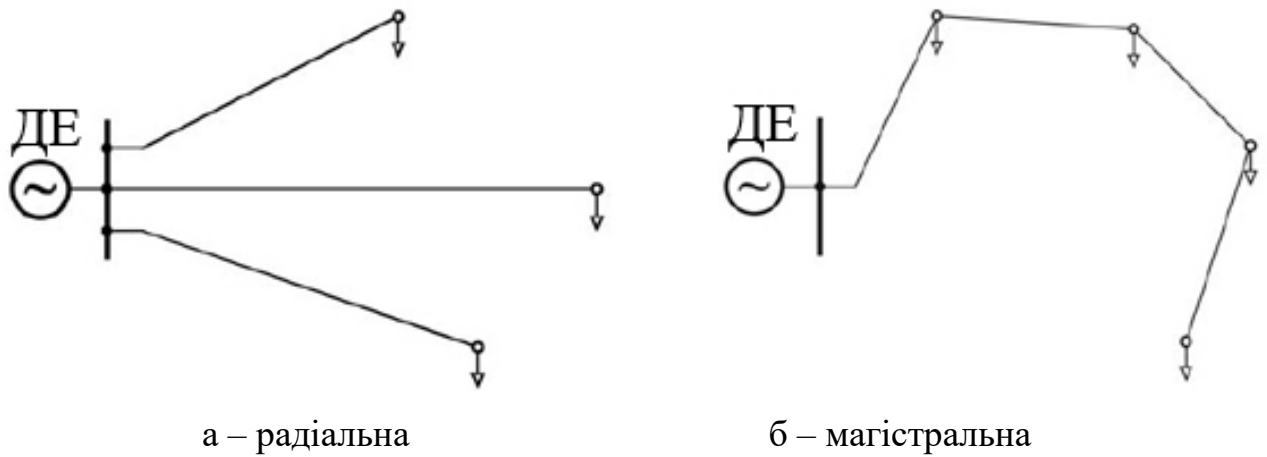


Рисунок 6.2 – Розімкнена конфігурація мережі

Якщо мережа є магістральної конфігурації, лінії електропередач мають меншу довжину, тому вони дешевші ніж радіальні. Однак вони також мають меншу надійність. Для збільшення надійності електропостачання мережі великої і середньої потужності резервують дублюванням ліній електропередач на одній або різних опорах, рис. 6.3. У вказаній схемі навантаження обох ліній є рівномірним, що відповідає мінімуму втрат. Перевагами розімкнених мереж є їх проста конфігурація, низька матеріаломісткість і ціна. Для резервування живлення споживачів також використовують кільцеві мережі, рис. 6.4, або мережі з двома джерелами енергії, рис. 6.5.

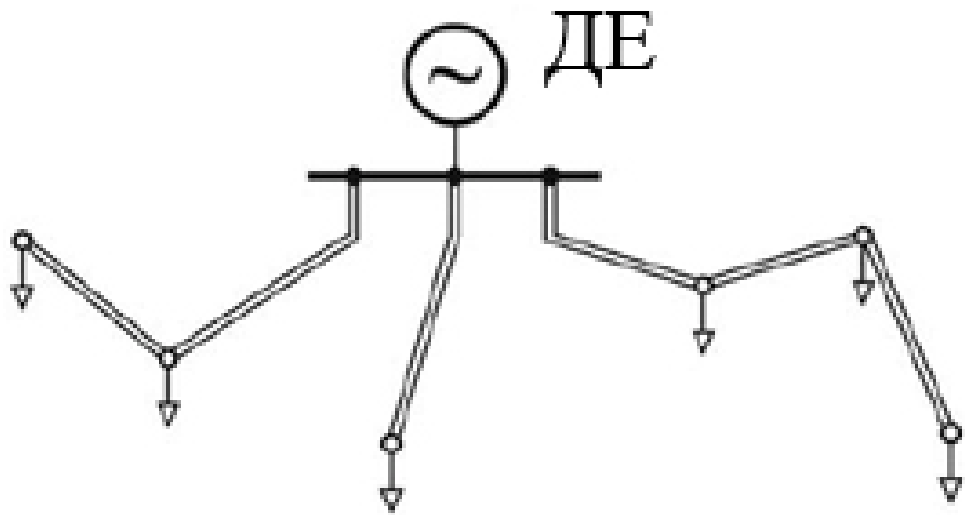


Рисунок 6.3 – Мережа з резервуванням лінії електропередач

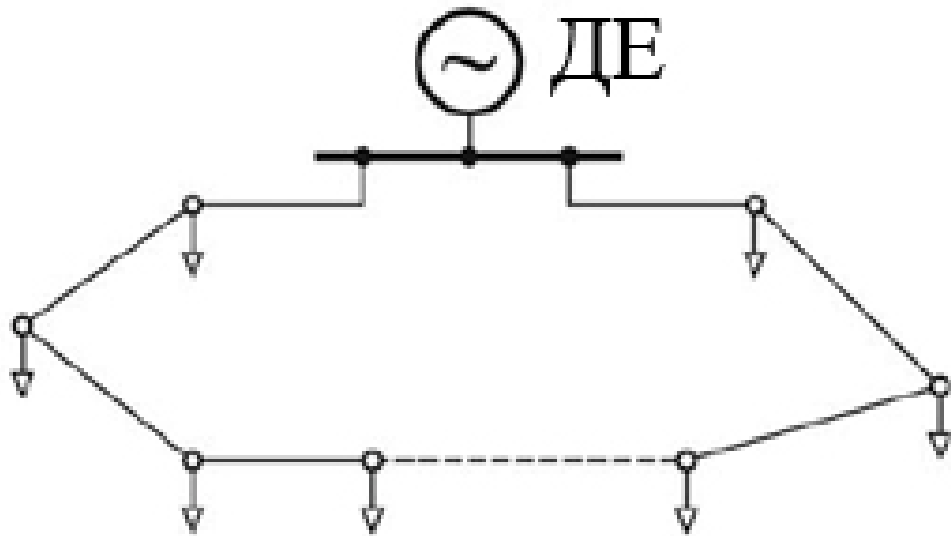
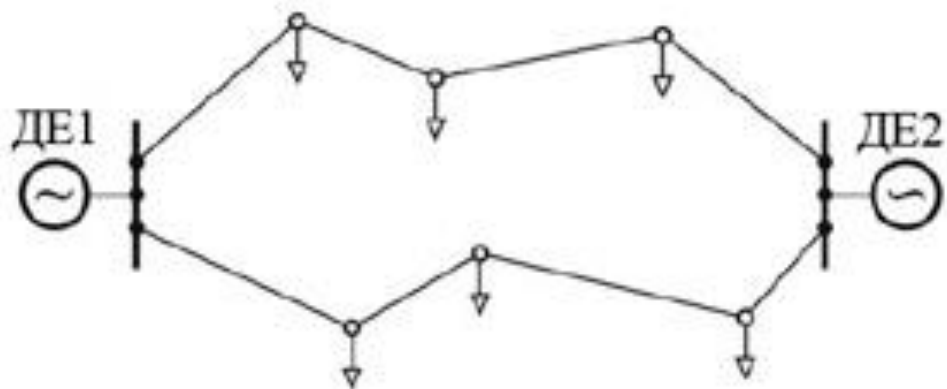


Рисунок 6.4 – Кільцеві мережі електропостачання



а – одинарна



б – подвійна

Рисунок 6.5 – Мережа з двома джерелами енергії

Мережа з двома джерелами живлення охоплює більшу територію.

Одинарну мережу створюють на основі об'єднання двох магістральних мереж, що вимагає мінімальних капітальних витрат. Одинарна мережа має меншу пропускну здатність, ніж подвійна мережа. Під'єднання нових підстанцій до мережі через найближчі пункти призводить до створення багатоконтурних мереж з підвищеною надійністю електропостачання, рис. 6.6.

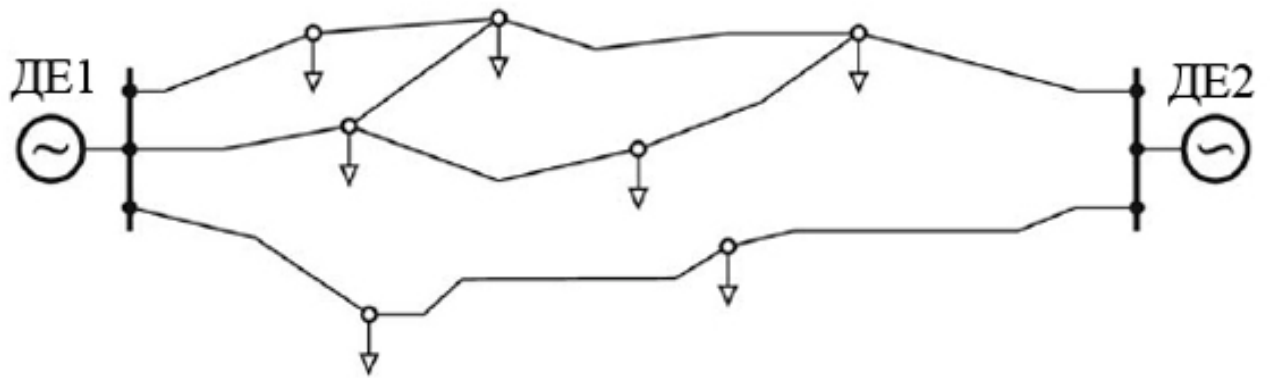


Рисунок 6.6 – Багатоконтурна конфігурація електромережі

Розрахунок, аналіз режимів, захист багатоконтурних мереж є значно складнішою задачею у порівнянні з розімкненими мережами. Створення багатоконтурних мереж пов'язано з додатковими витратами на встановлення допоміжних підстанцій, прокладення додаткових ліній електропередач, тому їх використовують для електропостачання великих міст і промислових районів.

Як приклад на рис. 6.7 наведено спрощену структуру системи передачі та розподілу електроенергії промислового району. Вихідну напругу 15.75 кВ і 13.8 кВ гідро-електростанцій середньої потужності ГЕС-1, ГЕС-2 відповідно підвищують до 330 кВ підвищувальними станціями ПС1 і ПС2 і транспортують до споживача. Зв'язок між ГЕС і транспортування енергії на приймальну підстанцію ПС3 здійснюють лініями електропередач Л1 і Л2 з проміжним відбором енергії на підстанції ПС4. На підстанції ПС3 напругу 330 кВ зменшують до 110 кВ і передають у багатоконтурну мережу. У цю ж мережу надходить енергія від теплоелектроцентралей ТЕЦ-1, ТЕЦ-2, ТЕЦ-3. Мережа 110 кВ, яка об'єднує джерела енергії, також виконує функцію розподілу енергії у промисловому районі. Об'єднання передавальних і розподільних частин системи електропостачання здійснюють на приймальній підстанції ПС3 з напругами 330/110/35 кВ, яка має міжсистемний зв'язок з сусідньою енергетичною системою через ЛЕП Л1. Електропостачання споживачів навколо ТЕЦ здійснюють повітряними лініями генераторною



напругою 6 і 10 кВ. Більша частина електроенергії ТЕЦ через підвищувальні трансформатори підстанцій ПС5-ПС7 подають на шини високовольтних ліній, через які її транспортують до споживачів, які розташовано на значній відстані. Шини генераторної напруги ТЕЦ і вторинних напруг підстанцій ПС3-ПС10 є центрами живлення розподільчих мереж напругою (6-110) кВ, а також низьковольтних мереж 0,38 кВ (через підстанції ТП1-ТП3).

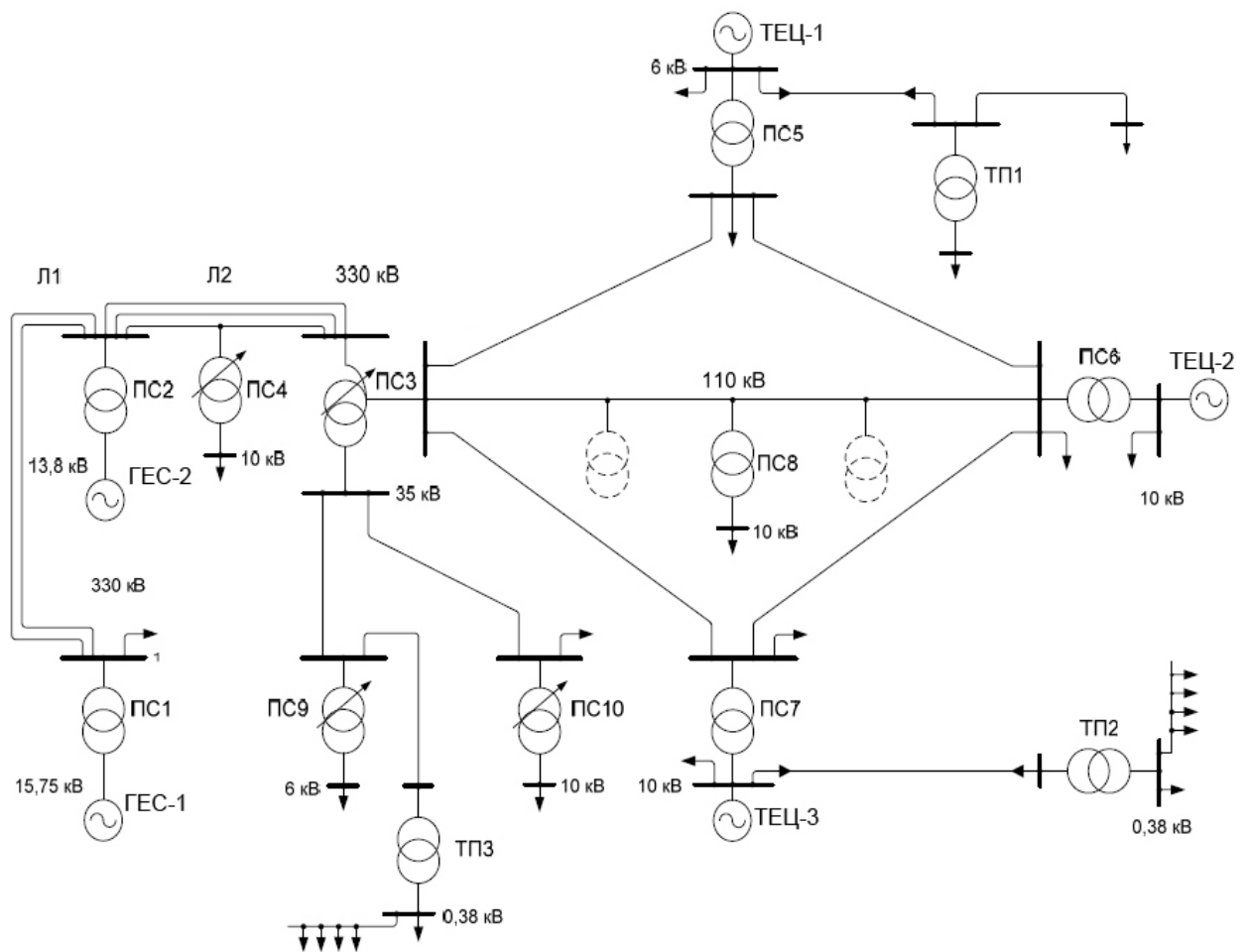


Рисунок 6.7 – Схема передачі і розподілу електроенергії в промисловому районі

Ця енергетична система забезпечує надійне електроживлення споживачів. Зменшення втрат під час транспортування і розподілу електроенергії досяжно у результаті багатоступінчатої трансформації напруги. Тому в цій системі доцільно виділити сукупність ліній електропередач ГЕС-1 і ГЕС-2 напругою 330 кВ і елементи розподільчої мережі: багато-контурну мережу 110 кВ і розгалужені розімкнені мережі напругою (0,38-35) кВ.

### **6.3 Принцип регулювання потужності об'єднаної енергосистеми України**

У 2011 році протяжність українських електричних мереж становила понад 1 млн км повітряних та кабельних ліній електропередачі напругою (6-750) кВ. Створення потужних електростанцій обумовило розвиток системоутворювальних мереж – ліній електропередач (220, 330, 400, 500, 750) кВ змінного та 800 кВ постійного струму. Об'єднана енергетична система (ОЕС) – це 8 регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна, які сполучені між собою системоутворювальними та міждержавними високовольтними лініями електропередач.

В ОЕС об'єднано всі типи електростанцій: ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС і ГАЕС, ВЕС, СЕС. Сумарна потужність кожного типу електростанцій і відсоток від загальної потужності ОЕС:

1. ТЕС і ТЕЦ – не менше ніж 32 ГВт (63 %).
2. АЕС – не менше ніж 14 ГВт (26 %).
3. ГЕС і ГАЕС – не менше ніж 6 ГВт (10.5 %).
4. ВЕС – не менше ніж 200 МВт (0.2 %).
5. СЕС – не менше ніж 300 МВт (0.3 %).

У зв'язку зі змінним навантаженням мережі, яке максимальне у денні і вечірні години і мінімальне вночі, від ОЕС відбирають змінну потужність,

рис. 6.8, що дає змогу відбирати від АЕС постійну потужність, а інші станції працюють за потребою. Основою маневрової здатності ОЕС є ТЕС – їх вмикають в години максимального споживання електроенергії, для забезпечення швидких змін генерованої потужності використовують ГЕС, що пояснюється відносною простотою їх керування. Для вирівнювання навантаження на ОЕС використовують ГАЕС, які виконують роль акумуляторів енергії.

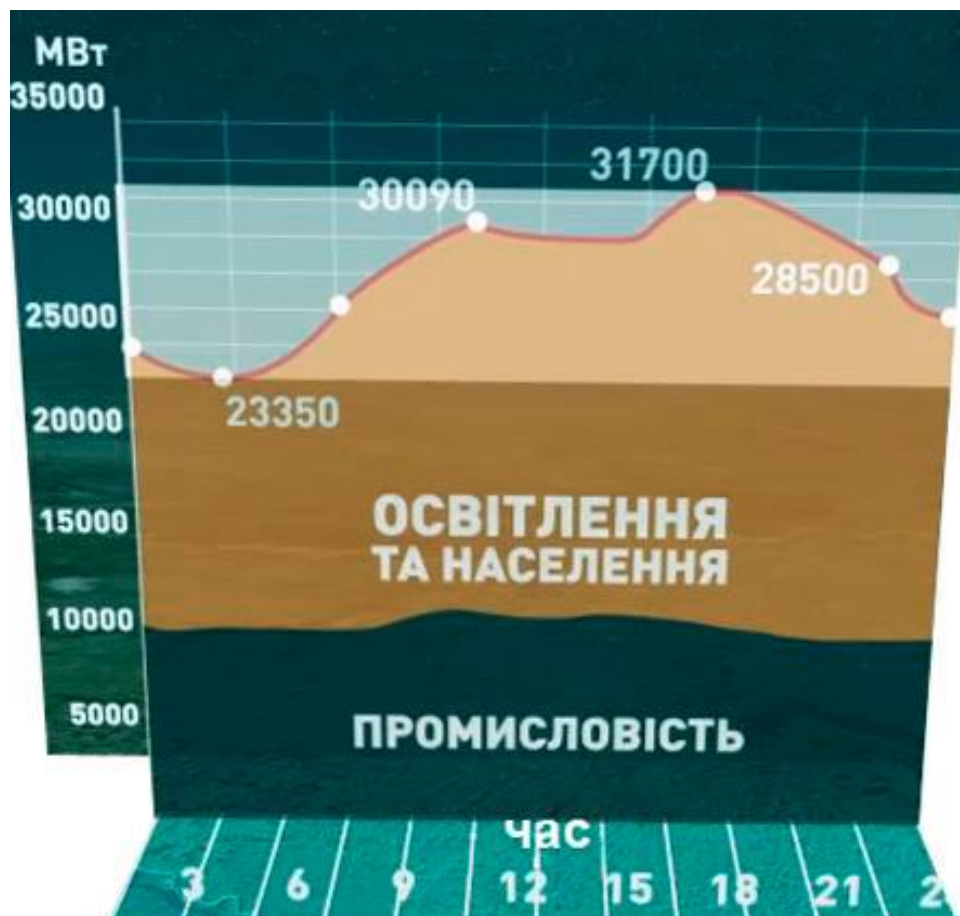


Рисунок 6.8 – Графік споживання електроенергії протягом доби в Україні

На рис. 6.9 показано залежність потужності, яку генерують в ОЕС різні типи станцій, від часу доби.

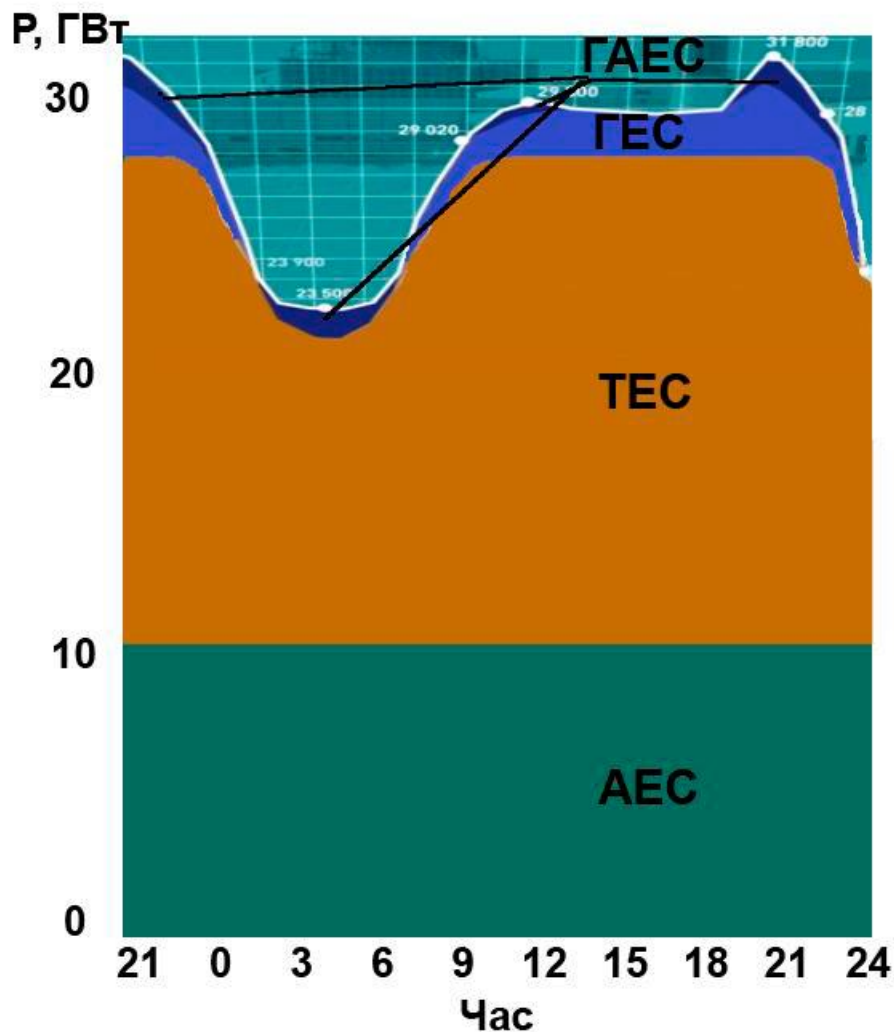


Рисунок 6.9 – Потужність, яку генерують різні типи станцій протягом доби

Сучасні тенденції розвитку енергетики спрямовано на зменшення частки ТЕС в енергобалансі ОЕС і її заміною на атомну і відновлювальну енергетику.

Тому, за нинішньої структури ОЕС, її маневрову здатність визначають ГЕС і ГАЕС, теперішня потужність яких не забезпечує добове регулювання потужності. Збільшення частки відновлювальних джерел енергії (окрім гідроенергетики) додатково збільшить розбалансування системи, тому що потужність відновлювальних джерел змінюється в часі за іншим законом, ніж зміна споживаної потужності, і через це в ОЕС у певні інтервали часу є надлишки енергії, в інші інтервали – нестача енергії. Тому разом зі збільшенням частки енергії від атомної енергетики або відновлювальних

джерел енергії, необхідно забезпечити можливість акумулювання надлишкової енергії.

#### **6.4 Розосереджені системи електропостачання**

Концепція розосереджених систем електропостачання передбачає використання тепло- і електростанцій малої та середньої потужності, які об'єднані в мережу. До теперішнього часу розосереджені системи електропостачання в основному використовують у малонаселених регіонах, де недоцільно прокладати лінії електропередач від потужних електростанцій.

У таких регіонах для організації електропостачання використовують автономні газові або дизельні електростанції.

Сучасний стан розвитку відновлювальних і когенераційних джерел енергії призвів до значного здешевлення вартості отриманої від них електричної і теплової енергії. Тому в розвинутих країнах їх активно розглядають як альтернативу системі центрального електропостачання, особливо в сільських регіонах. Впровадження зеленого тарифу сприяє підключенню відновлювальних і когенераційних джерел до центральної мережі, в результаті чого система електропостачання втрачає ієрархічну структуру. Наявність у системі декількох малопотужних джерел енергії у безпосередній близькості від споживача дає змогу:

- зменшити втрати на транспортування енергії;
- максимально використовувати потенціал відновлювальної енергетики;
- збільшити надійність постачання енергії;
- адаптувати споживання енергії до режимних і ринкових умов функціонування енергосистеми шляхом відповідного підключення/відключення споживачів.

Реалізація перерахованих переваг можлива за умови впровадження системи організації акумулювання, транспортування і розподілу енергії на

основі аналізу інформації про обсяг споживання/генерування і вартість енергії кожного вузла мережі з врахуванням вартості енергії і її втрат під час транспортування від кожного генерувального вузла до споживача.

Завдяки інтелектуальному керуванню в розподілених системах можливо забезпечити:

- зниження пікового навантаження і вирівнювання графіка навантаження;
- двосторонній обмін енергії з енергосистемою;
- обмеження струмів короткого замикання і забезпечення необхідної якості електроенергії;
- безперебійне електропостачання.

У ролі акумуляторів енергії в розосереджених системах доцільно використовувати ГАЕС, маховики, електричні акумулятори енергії.

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 7.1 Загальна характеристика електроустановок

*Електроустановка (ЕУ)* – це установка, в якій виробляється, перетворюється, передається, розподіляється та споживається (перетворюється у інші види) електрична енергія.

*Електробезпека* – відсутність загрози з боку ЕУ життю, здоров'ю та майну людей, тваринам, рослинам та довкіллю.

Актуальність проблем електробезпеки нині характеризується такими умовами:

- широким розповсюдженням електричної енергії в усіх без винятку проявах життя і діяльності людини: на виробництві, транспорті, побуті та ін.;
- умовами виникнення електротравм;
- особливостями електротравматизму;
- великою кількістю електротравм в Україні.

ЕУ поділяють:

За місцем розташування на:

- закриті або внутрішні – це ЕУ, захищені будівлею від атмосферного впливу;
- відкриті або зовнішні – це ЕУ, не захищені будівлею від атмосферного впливу.

За видами струму: на установки змінного та постійного струму;

За схемою з'єднання: на однофазні і трифазні.

За рівнем напруги: Стандартними напругами до 1 кВ є: 220/127, 380/220 та 660/380 В. Найбільш розповсюдженими є ЕУ з напругою 380/220 В (трифазні споживачі) чи 220 В (однофазні споживачі). Стандартними напругами понад 1 кВ є: 6, 10, 35, 110, 150, 220, 400, 500 і 750 кВ.

За режимом роботи нейтралі.

Щодо заходів електробезпеки і режиму нейтралі ДЖ відносно землі ЕУ поділяють:

– ЕУ напругою до 1 кВ в ЕМ з глухозаземленою нейтраллю: напруга 220/127 В, 380/220В;

– ЕУ напругою до 1 кВ в ЕМ з ізольованою нейтраллю; 380 В, 660 В;

– ЕУ напругою більш як 1 кВ з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю: 3 кВ, 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ;

– напругою більш як 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю: 110 – 750 кВ.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою (ЗП) безпосередньо або через малий опір (наприклад, трансформатор струму).

Ізольована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до ЗП або приєднана до нього через великий опір приладів сигналізації, вимірювання та інших.

Компенсована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до ЗП через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму у мережі під час однофазних замикань на землю.

Заземлена через резистор нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора в ЕМ з ізольованою або компенсованою нейтраллю, приєднана до ЗП через резистор, наприклад, для захисту мережі від перенапруги або (і) виконання селективного захисту у разі замикання на землю, що призводить до збільшення струму замикання.

ЕУ мають такі основні конструктивні елементи:



– струмовідна частина – провідник або провідна частина, що перебуває у процесі нормальної роботи ЕУ під напругою, включаючи нейтральний (N-) провідник;

– струмопровідна частина – частина ЕУ, яка може перебувати під напругою в результаті аварій (порушенні ізоляції);

– лінійний А (фазний) провідник (L) – провідник, який у нормальному режимі роботи ЕУ знаходиться під напругою і використовується для передавання і розподілу електричної енергії, але не є провідником середньої точки або нейтральним провідником;

– нейтральний провідник (N-провідник) – провідник в ЕУ напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з нейтральною точкою ДЖ, що використовується для розподілення електричної енергії;

– захисний провідник – провідник призначений для забезпечення електробезпеки;

– РЕ-провідник – захисний провідник в ЕУ напругою до 1кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом;

– PEN-провідник – провідник в ЕУ напругою до 1 кВ, який поєднує у собі функції нейтрального (N-) і захисного (РЕ-) провідників.

## **7.2. Вимоги до виробничих і допоміжних приміщень з електроустановками**

Виробничі приміщення з ЕУ відповідно до вимог чинних нормативів мають бути забезпечені достатнім природним освітленням. Обов'язковим є також улаштування ефективної за екологічними і санітарно-гігієнічними показниками вентиляції.

Висота виробничих приміщень повинна бути не *менше* 3,2 м, а об'єм і площа – 15 м<sup>3</sup> та 4,5 м<sup>2</sup> відповідно на кожного працівника.

До допоміжних відносяться приміщення та будівлі адміністративні, санітарно-побутові, громадського харчування, охорони здоров'я,

культурного обслуговування, конструкторських бюро, для учбових занять та громадських організацій. Допоміжні приміщення різного призначення слід розміщувати в одній будівлі з виробничими приміщеннями або прибудовах до них у місцях з найменшим впливом шкідливих факторів, а якщо таке розміщення неможливе, то їх можна розміщувати і в окремих будівлях.

Висота поверхів окремих будівель, прибудов чи вбудованих приміщень має бути не менш як 3,3 м, висота від підлоги до низу перекриттів – 2,2 м, а у місцях нерегулярного переходу людей – 1,8 м. Висота допоміжних приміщень, що розміщені у виробничих будівлях, має бути не менш як 2,4 м.

Площа допоміжних приміщень має бути не меншою ніж 4 м<sup>2</sup> на одне робоче місце у кімнаті управління і 6 м<sup>2</sup> – у конструкторських бюро; 0,9 м<sup>2</sup> на одне місце в залі нарад; 0,27 м<sup>2</sup> на одного співробітника у вестибюлях та гардеробних.

До групи санітарно-побутових приміщень входять: гардеробні, душові, туалети, кімнати для вмивання та паління, приміщення для знешкодження, сушіння та знепилювання робочого одягу, приміщення для особистої гігієни жінок та годування немовлят, приміщення для обігрівання працівників. У санітарно-побутових приміщеннях підлоги мають бути вологостійкими, з неслизькою поверхнею, світлих тонів, стіни та перегородки – облицьовані вологостійким, світлих тонів матеріалами на висоту 1,8 м. У гардеробних приміщеннях для зберігання одягу мають бути шафи розмірами: висота 1650 мм, ширина 250...400 мм, глибина 300 мм. Кількість шаф має відповідати списковій кількості працівників.

Площа, яку необхідно виділяти для одного *робочого місця з комп'ютером* повинна складати не менше 6 м<sup>2</sup>, а обсяг – не менше 20 м<sup>3</sup>. Робочі місця з комп'ютером відносно світлових віконних прорізів повинні розміщуватися так, щоб природне світло падало збоку і переважно зліва.

### 7.3. Класифікація виробничих приміщень за рівнем електробезпеки

На підприємствах електроустановування розміщують в електроприміщеннях.

*Електроприміщення* – це приміщення або відгороджені частини, наприклад сітками, приміщень, в яких розміщено ЕУ і доступні виключно для кваліфікованих обслуговуючих працівників. За ступенем небезпеки поразки працівників електричним струмом виокремлено такі види електроприміщень.

*Приміщення без підвищеної небезпеки* – це сухі приміщення з відносною вологістю не більш як 75 % і температурою до +35 °С, з підлогами, які мають ізолювальні властивості і відповідно великий електричний опір, з повітряним середовищем без струмопровідного пилу, в яких відсутні умови, що створюють підвищену або особливу небезпеку.

*Приміщення з підвищеною небезпекою*, які характеризуються наявністю однієї з ознак, яка зумовлює підвищену небезпеку:

- підвищена вологість повітря (вологість повітря тривалий час перевищує 75%);
- наявність у повітрі струмопровідного пилу (вугільний чи металевий пил);
- наявність струмопровідних підлог (земляні, бетонні, цегляні, металеві та ін.);
- підвищена температура повітря (постійно або періодично, більше доби, перевищуючої +35°С);
- можливість одночасного дотику людини до будівельних або технологічних металоконструкцій, що мають гарний контакт із землею з одного боку і до корпусів ЕУ – з іншого боку.

*Особливо небезпечні приміщення* – приміщення, які характеризуються одночасно двома і більше ознаками, що входить до класу приміщень з підвищеною небезпекою, наприклад, приміщення з струмопровідним пилом і

з вологими струмопровідними підлогами, або однієї з таких умов особливої небезпеки:

- велика вологість повітря (вологість близька до 100%);
- хімічно або біологічно активне середовище, яке діє руйнівню на ізоляцію і струмовідні частини устаткування (пари кислот, лугів, мікроорганізми).

*Зовнішні електроустановки або установки під навісами прирівнюються до Особливо небезпечних приміщень.*

#### **7.4. Основні небезпеки експлуатації електроустановок**

Небезпека експлуатації ЕУ полягає у можливості включення людини під напругу дотику і напругу кроку:

– *напруга дотику* – це напруга, яка виникає на тілі людини або тварини у разі одночасного дотику до двох провідних частин;

– *напруга кроку* – це напруга між двома точками на поверхні локальної землі, розташованими на відстані 1 м одна від одної, що відповідає довжині великого кроку людини.

Згідно ПУЕ-2010 розрізняють дві схеми дотику людини:

– *прямий дотик* – це електричний контакт людей або тварин зі струмовідними частинами, що перебувають під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань;

– *непрямий дотик* – це електричний контакт людей або тварин з відкритою провідною частиною (найчастіше – корпусом ЕУ), яка опинилася під напругою внаслідок пошкодження ізоляції.

#### **7.5. Класифікація методів безпечної експлуатації електроустановок**

Безпечна експлуатація ЕУ забезпечується трьома методами:

- застосуванням стаціонарних конструктивних та схемних заходів захисту;
- використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), у тому числі електрозахисних;
- дотримання захисних організаційних заходів під час виконання робіт в ЕУ.

*Конструктивні та схемні заходи захисту є невід’ємною частиною ЕУ.*

Згідно ПУЕ-2006 їх поділяють на дві групи:

- заходи захисту від прямого дотику у нормальному режимі роботи ЕУ;
- заходи захисту у разі непрямого дотику за умов пошкодження ізоляції.

*Засіб індивідуального захисту* – це засіб, призначений для запобігання або зменшення вливу на працівника небезпечних і/або шкідливих виробничих факторів.

*ЗІЗ електрозахисний* – це засіб, призначений для роботи в ЕУ працівників, які можуть знаходитися під напругою: діелектричний одяг, ЗІЗ ніг, рук, голови, обличчя і очей (рукавички, ботики, каски, окуляри та ін.).

*Вимірювальні прилади* – ізолювальні штанги, кліщі, покажчики напруги та ін.).

*Електрозахисний інструмент* – це інструменти і пристосування для безпечного виконання робіт в ЕУ.

*Захисні організаційні заходи під час виконання робіт в ЕУ* – це комплекс вимог щодо працівників та до порядку виконання робіт з метою безпечної експлуатації ЕУ.

## **7.6. Захисне заземлення в електроустановках**

*Захисне заземлення* – це заземлення точки або точок електричної системи та струмопровідних частин ЕУ з метою безпечного функціонування та використання.

Функціональне (робоче) заземлення – це заземлення нейтральної або середньої точки ДЖ за умовами експлуатації електричних мереж (ЕМ) або з метою забезпечення електромагнітної сумісності.

Згідно ПУЕ – 2006 прийнято такі типи систем заземлення в ЕУ (рис. 7.1, 7.2).

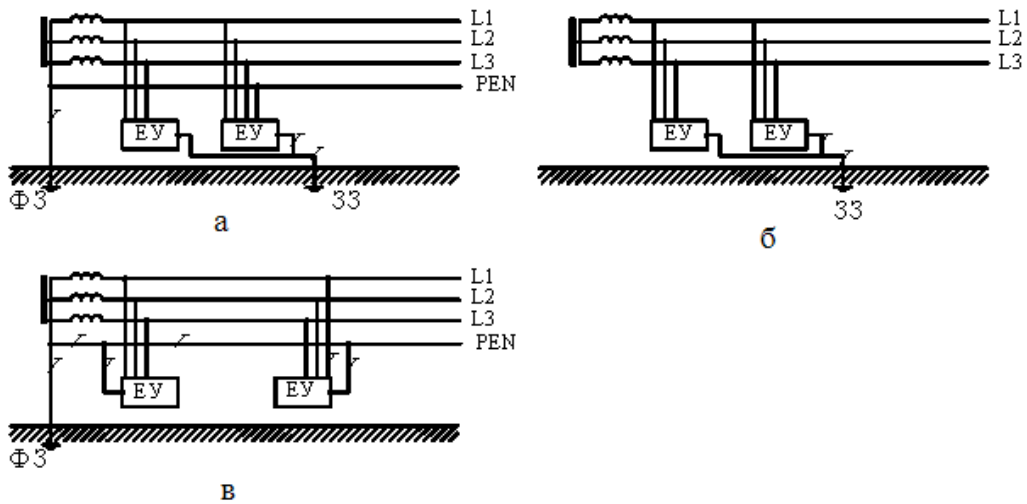


Рисунок 7.1 – Схема заземлення в мережі напругою 6, 10, 35 кВ:

а – типу ТТ; б – типу ІТ; в – типу ТН. ФЗ – функціональне заземлення;  
ЗЗ – захисне заземлення

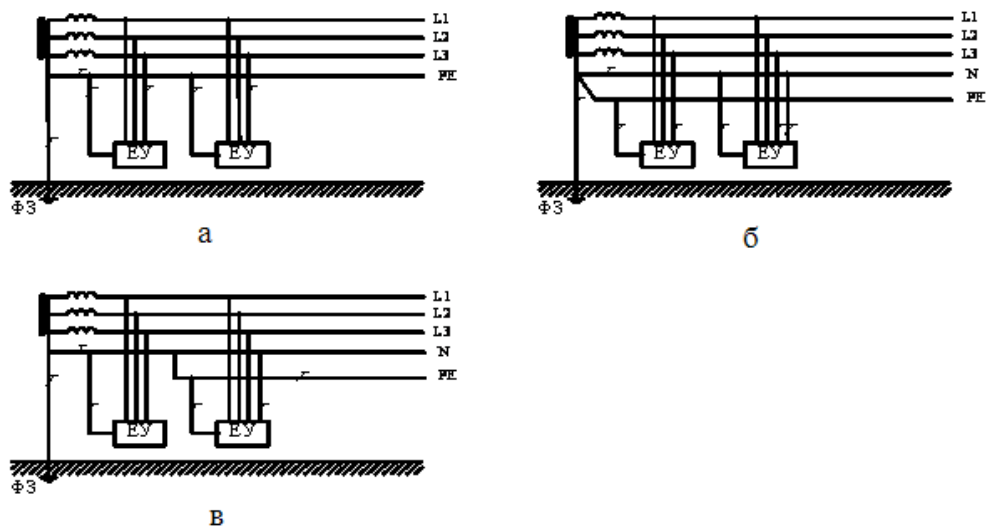


Рисунок 7.2 – Схема заземлення в мережі напругою до 1000 В:

а – підсистеми ТН-С; б – підсистеми ТН-С; в – підсистеми ТН-С-С

Захисне заземлення призначено для зменшення напруги дотику і напруги кроку відносно землі у випадку пошкодження ізоляції ЕУ. Усі струмопровідні корпуси ЕУ потрібно заземлювати.

*Повторне заземлення* – це заземлення, яке виконують на деякій відстані від захисного і робочого заземлення з метою підвищення безпеки експлуатації ЕУ. Повторне заземлення виконують на кінцях ПЛ, довжиною більш як 200 м, на вводах ПЛ у будівлі та на ЕУ, які потребують додаткових захисних заходів.

Мета впровадження захисного заземлення – зменшення до безпечної величини струму, який може проходити через тіло людини у разі виникнення напруги дотику або напруги кроку. Це досягається зменшенням потенціалу заземленого устаткування.

Конструкція заземлювальних пристроїв

*Заземлювальний пристрій* – це сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювачів і заземлювальних провідників.

*Заземлювач* – це сукупність з'єднаних між собою струмопровідних елементів (електродів), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через струмопровідне середовище (наприклад, бетон).

Заземлювачі поділяють на природні і штучні.

*Природний заземлювач* – це струмопровідна частина, яка має певне функціональне призначення і додаткове використання як захисного заземлювача.

У ПУЕ першочергово рекомендують застосовувати як природні заземлювачі: металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд; підземні частини металевих і залізобетонних опор ПЛ; свинцеві оболонки кабелів та металеві трубопроводи, прокладені у землі.

*Не допускається* використовувати як природні заземлювачі: алюмінієві оболонки кабелів та трубопроводів горючих або вибухонебезпечних газів і сумішей, труби каналізації, центрального опалення, комунального водопроводу.

*Штучний заземлювач* – це заземлювач, який спеціально виконують з метою заземлення.

Можна застосовувати штучні заземлювачі, які виготовлено: зі чорної сталі без покриття або зі спеціальним антикорозійним покриттям, з нержавіючої сталі, з міді. Зазвичай використовують штучні заземлювачі з чорної сталі без покриття.



## ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту був проведений розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 100 МВт.

При розробці варіантів розвитку в першу чергу були розглянуті конфігурації типових схем, що включають розімкнуті радіальні і розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням і кільцеві, складнозамкнуті схеми. У техніко-економічному порівнянні варіантів розвитку мережі беруть участь тільки такі варіанти схем мереж, в яких споживачі забезпечуються електроенергією необхідної якості при заданому ступеню надійності, тобто допустимі за технічними вимогами варіанти. На цій підставі обґрунтована доцільна конфігурація мережі.

Був визначений попередній розподіл потужності в режимі максимального навантаження. Це необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках проектованої мережі.

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

Одним з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. Керуючись цим вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування.

Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

## 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. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
6. 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.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.
8. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.
9. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

11. 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.

12. 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.

Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

