

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**

**в.о. завідувача кафедри ЕІ**

доц. Руднев Є. С.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Коретніковій Анастасії Станіславівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій електричної мережі сумарною активною потужністю 105 МВт

керівник проекту Брошко Ростислав Миколайович, к.т.н.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від " 16 " 05 2023 року

№ 267/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 15.06.2023

**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	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	111	125	91	97	44	116	108	146	166	192

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	
		$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$
	$T_M$								
	5600	23	0,923	32	0,848	24	0,848	26	0,849

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).
- 5.1. 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. Брошко Р.М.		
Охорона праці	доц. Руднєв 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	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		
7	ОХОРОНА ПРАЦІ		
8	Графічна частина		
9	Оформлення проекту		
10	Захист проекту		

Дата видачі завдання 8 травня 2023 р.

**Студент**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**Коретнікова А.С.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

**Керівник проекту**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**Брожко Р.М.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 114 стор., 40 рис., 20 табл., 12 бібл. найм.

Обґрунтована доцільна 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.....	11
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	11
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	12
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	13
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	18
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	25
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	25
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	36
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	39
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	40
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	48
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	54
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	54
3.2 Схема ділянки мережі.....	57
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	58
4.1 Режим максимального навантаження.....	58
4.2 Післяаварійний режим.....	74
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	78
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	82
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	100
ВИСНОВКИ.....	110
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	111
ДОДАТОК А.....	113

## ВСТУП

Важливою особливістю розвитку електроенергетичної системи є забезпечення надійного і безперебійного живлення споживачів. Безперебійність електропостачання втілює в собі безліч взаємозалежних складових: починаючи від розробки і виготовлення величезної кількості різнотипного обладнання та апаратури, якості проектів, монтажу, налагодження та до введення в дію обладнання і доведення режиму його роботи до норми.

Вибір типу, потужності, числа і місць розміщення джерел живлення є складною самостійною задачею проектування. Це завдання вирішується з урахуванням впливу відповідної електричної мережі. Зазвичай зменшення числа джерел живлення при зниженні їх вартості призводить до обваження електричної мережі та її подорожчання. У деяких випадках в зв'язку з цим доводиться вводити корективи навіть і при розміщенні споживачів електроенергії.

Завданням проектування енергосистем є розробка з урахуванням новітніх досягнень науки і техніки, і техніко-економічне обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною і тепловою енергією в необхідних розмірах і необхідної якості з найменшими витратами.

При різному складі і обсязі завдань, що вирішуються на окремих етапах проектування електричних мереж, зазначені роботи мають такий приблизний зміст:

- аналіз існуючої мережі розглянутої енергосистеми, що включає її розгляд з точки зору завантаження, умов регулювання напруги, виявлення вузьких місць в роботі;

- визначення електричних навантажень споживачів і складання балансів активної потужності по окремим підстанціям і енерговузлам, обґрунтування спорудження нових підстанцій;

- вибір розрахункових режимів роботи електростанцій, і визначення завантаження проекрованої електричної мережі;

- електричні розрахунки різних режимів роботи мережі і обґрунтування схеми побудови мережі на розглянуті розрахункові рівні; перевірочні розрахунки статичної та динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій, виявлення основних вимог до системної протиаварійної автоматики;

- складання балансу реактивної потужності та виявлення умов регулювання напруги в мережі, обґрунтування пунктів розміщення компенсуючих пристроїв, їх типу і потужності;

- розрахунки струмів короткого замикання в проектованій мережі і встановлення вимог до відключає здібності комутаційної апаратури, розробка пропозицій щодо обмеження струмів короткого замикання;

- зведені дані по наміченому обсягу розвитку електричної мережі натуральні і вартісні показники, черговість розвитку.

Проектування електричної мережі – завдання комплексне, що передбачає рішення технічних і економічних питань стосовно вихідних даних, що визначаються технічним завданням на розробку проекту.

У технічному завданні на проектування зазвичай наводяться потужності навантажень із зазначенням складу споживачів за категоріями їх електропостачання, найбільш характерні добові графіки навантажень або час використання найбільшого навантаження на рік, вторинна напруга підстанцій, їх розташування відносно одне одного і можливих джерел живлення, вказівки про можливі шляхи подальшого розвитку мережі. В



процесі проектування, на підставі вихідних даних, наявних в технічному завданні, обирається: номінальна напруга; раціональна схема мережі; перетин проводів і кабелів ліній, що утворюють мережу; визначається потужність і число трансформаторів або автотрансформаторів на підстанціях; розробляються схеми їх електричних з'єднань; оцінюється необхідність установки на підстанціях джерел реактивної потужності та їх найбільш економічне розміщення; визначаються засоби регулювання напруги.

В даний час в практиці проектування електричних мереж застосовується метод варіантного зіставлення. Передбачувані варіанти споруди мережі можуть відрізнитися номінальною напругою, конфігурацією схеми, мати різну надійність електропостачання споживачів в тих випадках, коли це можливо. Але повинні бути технічно здійсненні, а також задовольняти вимогам. Тільки такі варіанти мережі підлягають подальшому аналізу з метою виявлення найбільш раціонального з них.

Вибір трансформаторів нової підстанції. На підстанціях висока напруга живильних ліній знижується до більш низької напруги, при якому електроенергія розподіляється споживачам. Тому основним обладнанням підстанції є силовий трансформатор (трансформатори призначені для підвищення напруги (на електростанціях), підвищення і пониження напруги при передачі і розподілі електричної енергії споживачам). Крім того, до складу підстанції входять розподільні пристрої первинної та вторинної напруги, пристрої управління, сигналізації та захисту.

У загальному випадку вибір кількості трансформаторів на підстанції визначається складом споживачів, потужністю їх навантаження, кількістю номінальних напруг. Однак, як правило, в звичайних умовах на підстанціях передбачена установка двох трансформаторів. При цьому передбачається, що при аварійному виході одного трансформатора, трансформатор що залишився буде забезпечувати нормальне навантаження підстанції з урахуванням допустимого перевантаження.

Потужність трансформаторів на підстанції в нормальних умовах забезпечує живлення електричною енергією всіх споживачів, підключених до даної підстанції. При виборі трансформаторів на підстанції слід враховувати перевантажувальну здатність трансформаторів при роботі в аварійному режимі.

## 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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 23/0,923 = 24,9. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (24,9^2 - 23^2)^{0,5} = 9,6. \quad (1.2)$$

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	23	+j	9,6	Машинобудування	10	II
2	32	+j	20,0	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	15,0	Машинобудування	10	I
4	26	+j	16,2	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 23 + 32 + 24 + 26 = 105,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 9,6 + 20,0 + 15,0 + 16,2 = 60,80. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (105,00^2 + 60,80^2)^{0,5} = 121,33. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 105,00 + 0,02 \cdot 121,33 = 5,58. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 60,80 + 0,1 \cdot 121,33 = 15,17. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 105,00 + 5,58 = 105,33. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 60,80 + 15,17 = 72,93. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (105,33^2 + 72,93^2)^{0,5} = 128,11. \quad (1.10)$$

### **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	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	23	91	2093	97	2231	42	966
2	32	44	1408	116	3712	59	1888
3	24	108	2592	146	3504	12	288
4	26	166	4316	192	4992	86	2236
Разом	105,00	-	10409	-	14439	-	5378

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10409/105,00 = 99 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 14439/105,00 = 138 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	111	125
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	91	97
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	44	116
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	108	146
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	166	192
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	99	138

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.

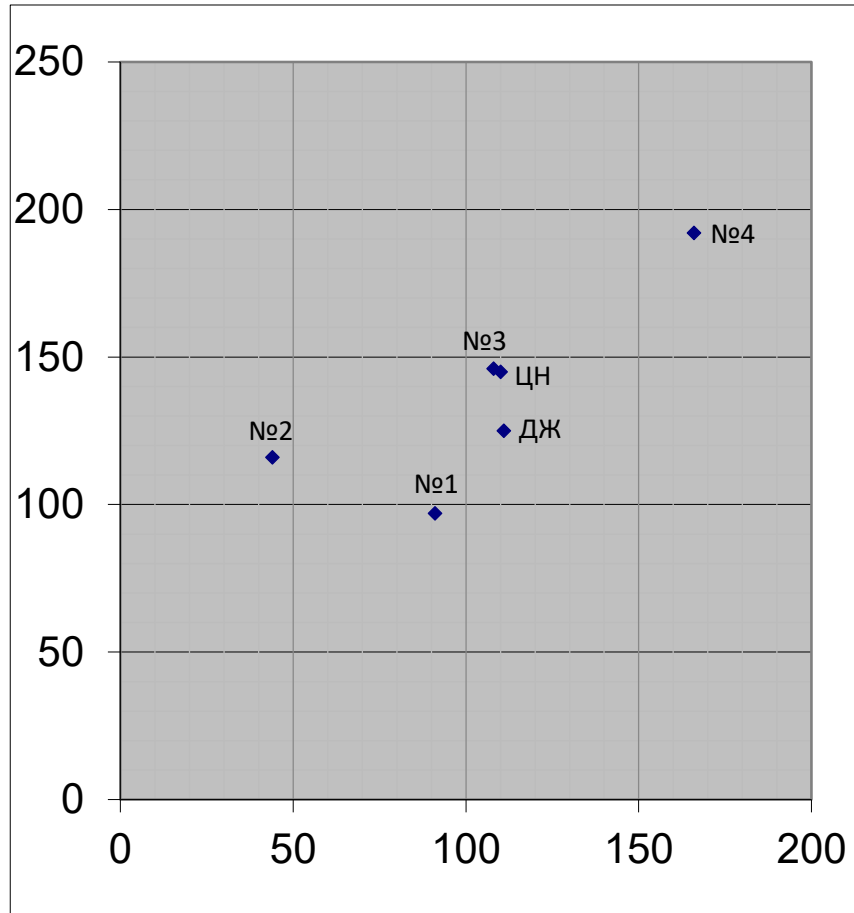


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А (ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((111-99)^2 + (125-138)^2)^{0.5} = 18. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((91-99)^2 + (97-138)^2)^{0.5} = 42. \quad (1.16)$$



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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 5378/105,00 = 51. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 18/51 = 0,35, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(111-91)^2 + (125-97)^2]^{0,5} \cdot 1 = 34 \text{ км}. \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
34	68	21	87	51	52	121	71	144	74

## **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.

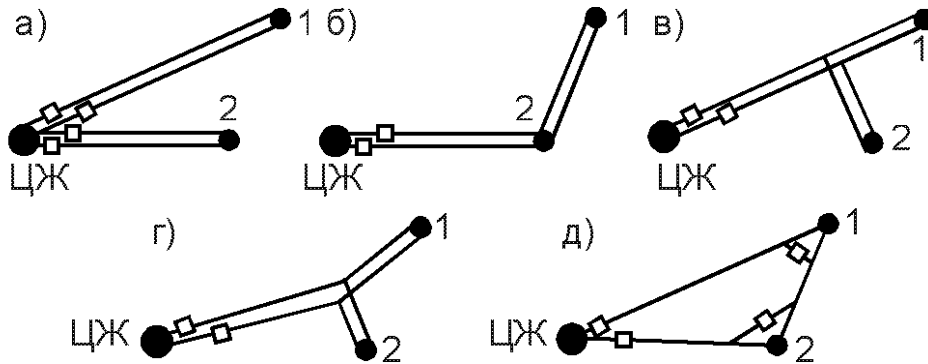


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 34 = 37,4.$$

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,

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

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

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

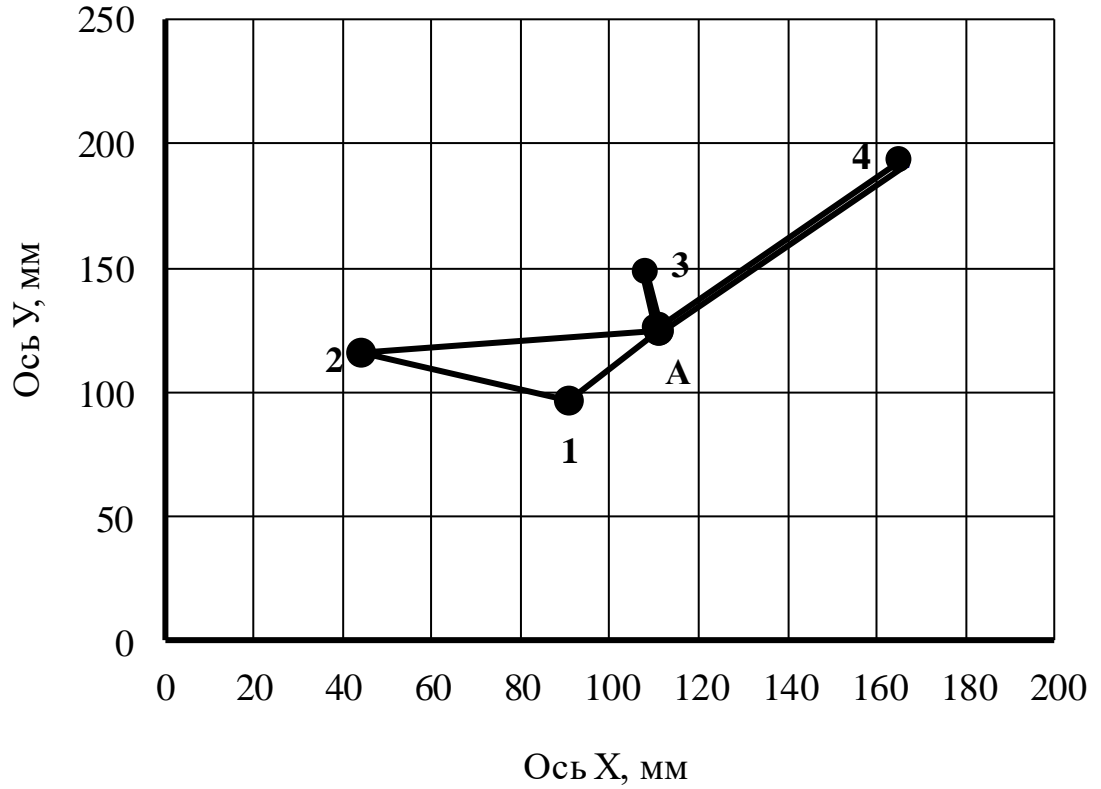


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

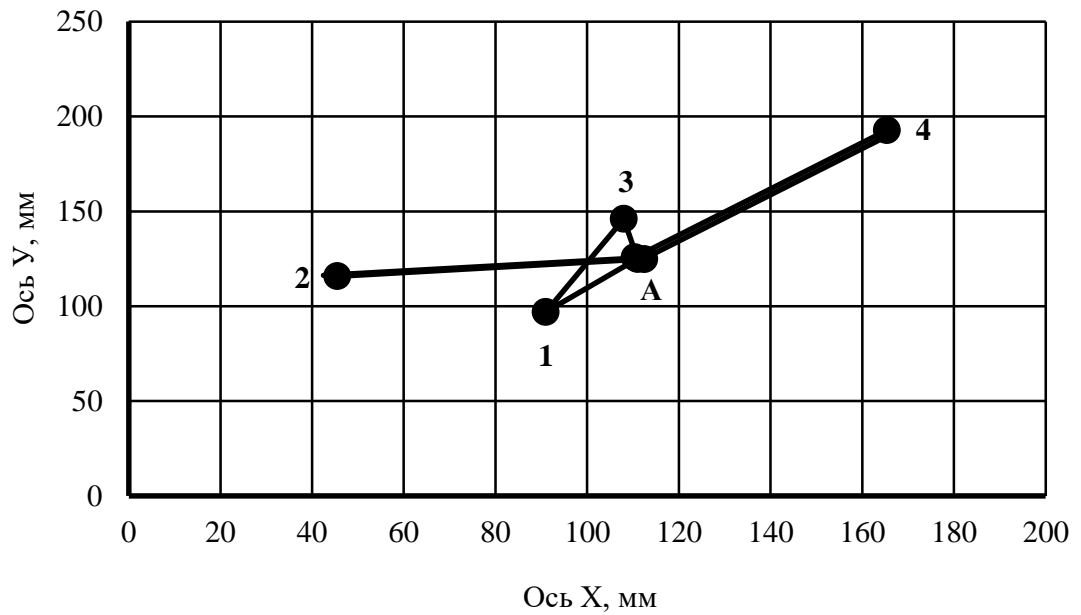


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

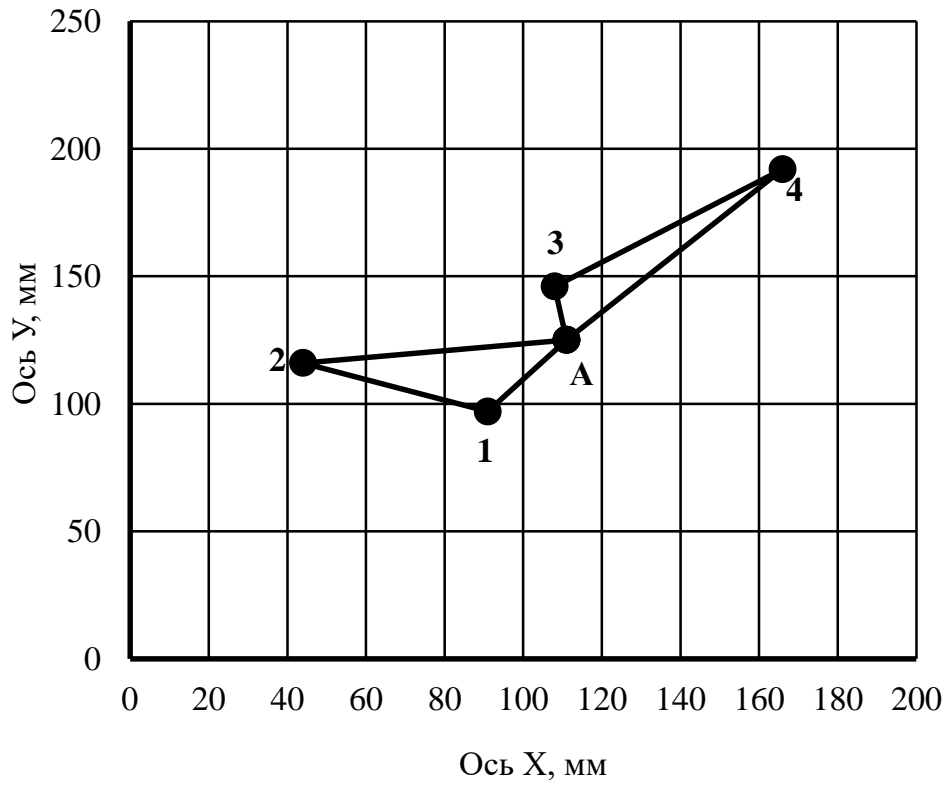


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

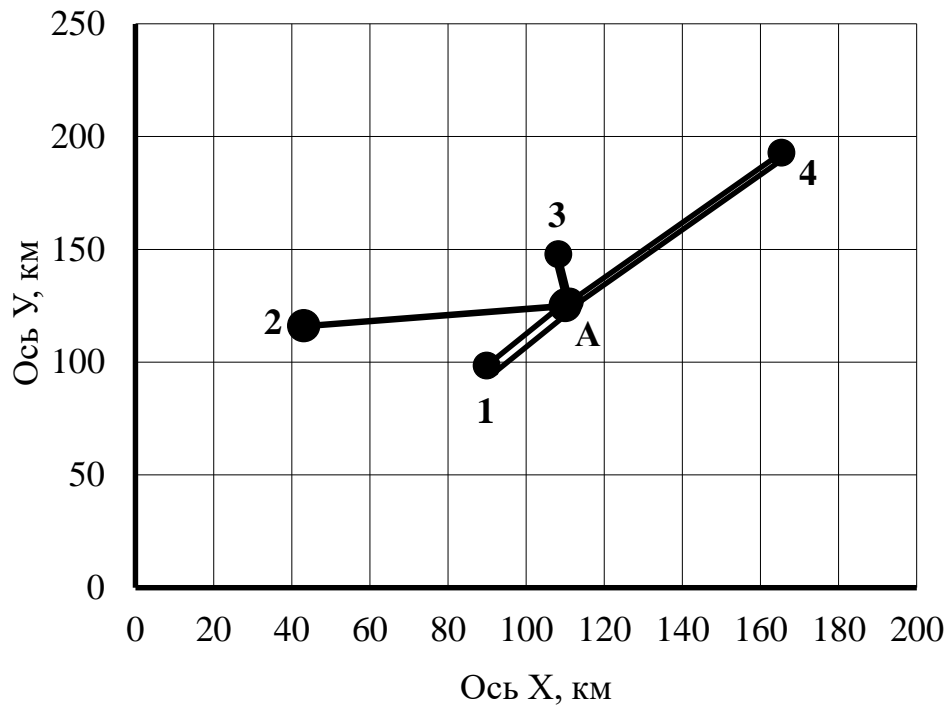


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	34	37,4	37,4	358,4	16	406,4
	1-2	1	51	56,1	56,1			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1,6	21	23,1	37			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
“б”	A-1	1	34	37,4	37,4	345,6	16	393,6
	A-3	1	21	23,1	23,1			
	1-3	1	52	57,2	57,2			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
“в”	A-1	1	34	37,4	37,4	368,5	16	416,5
	1-2	1	51	56,1	56,1			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1	21	23,1	23,1			
	3-4	1	74	81,4	81,4			
	A-4	1	87	95,7	95,7			
“г”	A-1	1,6	34	37,4	59,8	324,7	16	372,7
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1,6	21	23,1	37			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			

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.

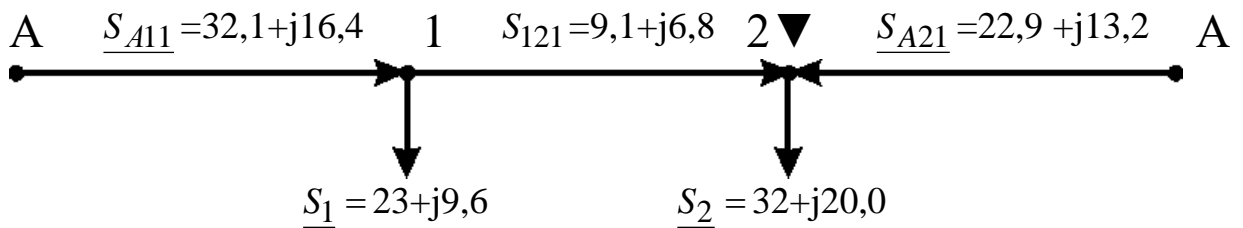


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(23 \cdot (56,1 + 74,8) + 32 \cdot 74,8)}{37,4 + 56,1 + 74,8} = \\ &= 32,1 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(9,6 \cdot (56,1 + 74,8) + 20,0 \cdot 74,8)}{(37,4 + 56,1 + 74,8)} = 16,4 \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (32,1 + j16,4) \quad (2.6)$$

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,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(23 \cdot 37,4 + 32 \cdot (56,1 + 37,4))}{(37,4 + 56,1 + 74,8)} = 22,9 \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(9,6 \cdot 37,4 + 20,0 \cdot (56,1 + 37,4))}{(37,4 + 56,1 + 74,8)} = 13,2 \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (22,9 + j13,2) \quad (2.10)$$

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,

$$P_{A11} + P_{A21} = 32,1 + 22,9 = 55,0. \quad P_1 + P_2 = 23 + 32 = 55,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 16,4 + 13,2 = 29,6. \quad Q_1 + Q_2 = 9,6 + 20,0 = 29,6 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 32,1 - 23 = 9,1. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 16,4 - 9,6 = 6,8. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (9,1 + j6,8). \quad (2.20)$$

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:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 24 + j15,0$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 26 + j16,2,$$

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

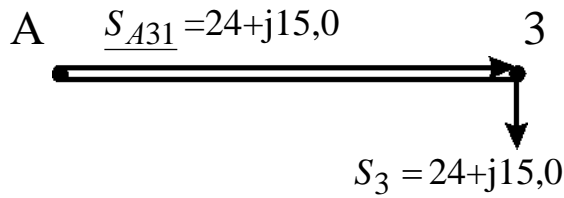


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

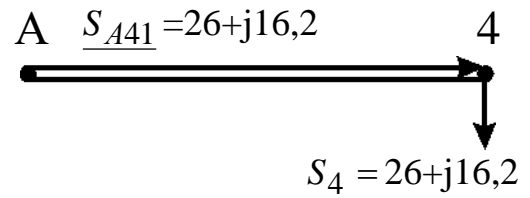


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 23 + j9,6;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 32 + j20,0;$$

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

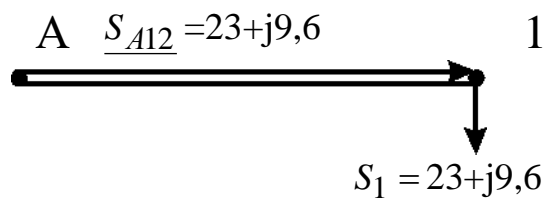


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

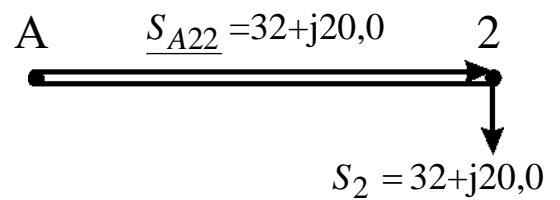


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

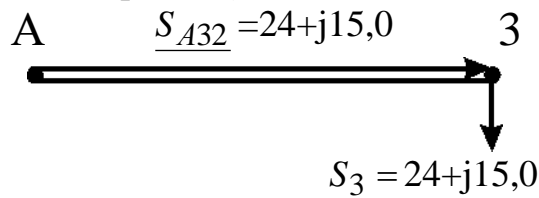


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

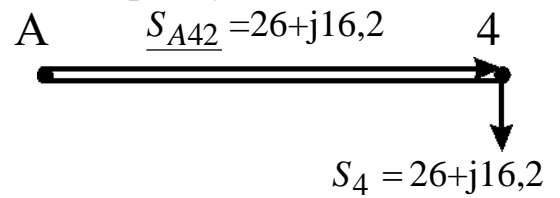


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{dil}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	37,4	32,1	1	102	110
	A-2	74,8	22,9	1	91	110
	1-2	56,1	9,1	1	62	110
	A-3	23,1	24	2	49	110
	A-4	95,7	26	2	64	110
2	A-1	37,4	23	2	76	110
	A-2	74,8	32	1	87	110
	A-3	23,1	24	2	79	110
	A-4	95,7	26	2	64	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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (32,1^2 + 16,4^2)^{1/2} = 36,0$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 36,0 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 189,2;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 5600$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{\text{ек}} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 189,2/1 = 189$$

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	32,1	16,4	36,0	110	1	189,2	189	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	22,9	13,2	26,4	110	1	138,7	139	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	9,1	6,8	11,4	110	1	59,9	60	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74,4	74	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	26	16,2	30,6	110	2	80,4	80	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
2	A-1	23	9,6	24,9	110	2	65,4	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	32	20,0	37,7	110	1	198,1	198	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74,4	74	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	26	16,2	30,6	110	2	80,4	80	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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 23 + 32 = 55,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 9,6 + 20,0 = 29,6.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (55,0^2 + 29,6^2)^{0,5} = 62,5.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 62,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 328 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 328 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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 <sub>діл</sub> , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, Q <sub>діл</sub> , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, S <sub>діл</sub> , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U <sub>n</sub> , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, I <sub>ав, А</sub> , формула (2.23) при n=1	Допустимий струм, I <sub>доп, А</sub> , табл.2.2
1	А-1	55,0	29,6	62,5	110	1	328	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	32	20,0	37,7	110	1	198	265
	А-3	24	15,0	28,3	110	2	74	330
	А-4	26	16,2	30,6	110	2	80	330
2	А-1	23	9,6	24,9	110	2	65	265
	А-2	32	20,0	37,7	110	2	99	605
	А-3	24	15,0	28,3	110	2	74	330
	А-4	26	16,2	30,6	110	2	80	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  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

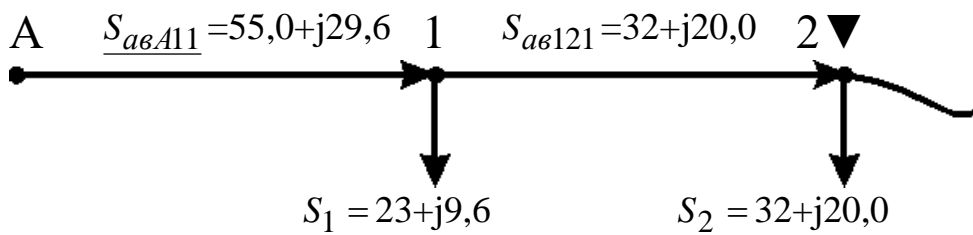


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

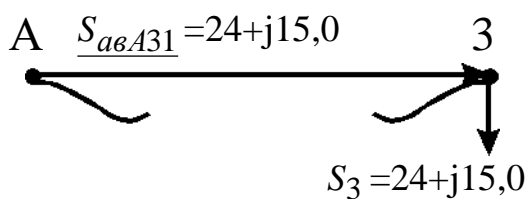


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

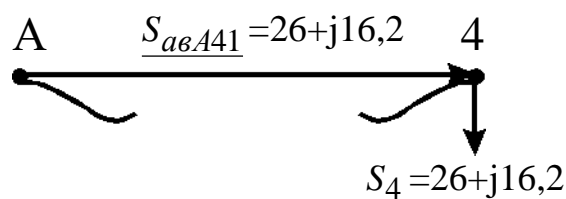


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

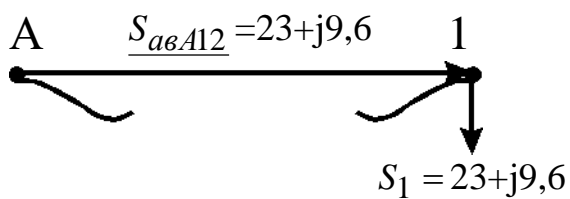


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

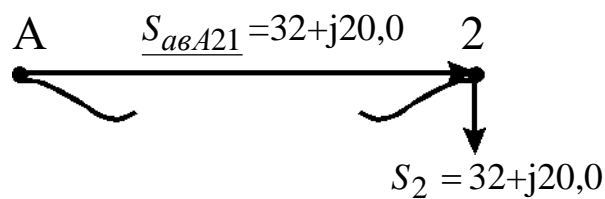


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

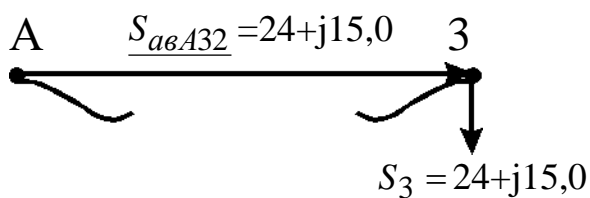


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

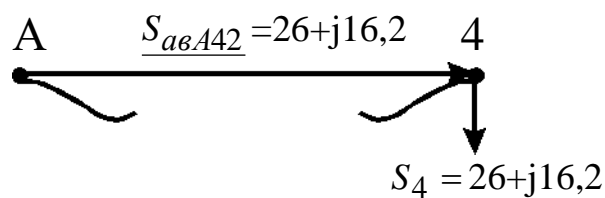


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 37,4 = 4,5. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 37,4 = 15,1. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 37,4 \cdot 1 = 1,27, \quad (2.28)$$

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, $R_{ланц}$ , 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	0,120	0,405	37,4	4,5	15,1	2,81	1,27
	A-2	1	0,198	0,420	74,8	14,8	31,4	2,70	2,44
	1-2	1	0,428	0,444	23,1	9,9	10,3	2,55	0,71
	A-3	2	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	2,61	6,04
	A-4	2	0,306	0,434	37,4	11,4	16,2	2,61	2,36
2	A-1	2	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	2,55	2,31
	A-2	1	0,120	0,405	74,8	9,0	30,3	2,81	2,54
	A-3	2	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	2,61	6,04
	A-4	2	0,306	0,434	37,4	11,4	16,2	2,61	2,36

## 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,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 4,5/1 = 4,5.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 15,1/1 = 15,1.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (55,0 \cdot 4,5 + 29,6 \cdot 15,1) / 110 = 6,3.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 9,9/1 = 9,9.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 15,1/1 = 10,3.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (32 \cdot 9,9 + 20,0 \cdot 10,3) / 110 = 4,8.$$

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, %,

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 6,3 \cdot 100 / 110 = 5,7.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 4,8 \cdot 100 / 110 = 4,4.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 5,7 + 4,4 = 10,1\% < 15\%. \quad (2.32)$$

У зв'язку з тим, що на ділянці А-1-2 втрати напруги не перевищують допустимі, схема варіанту 1 задовольняє допустимій втраті 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, $l_{дл}$ 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, $P_{дл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	37,4	4,5	15,1	55,0	29,6	6,3	5,7	
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	74,8	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	23,1	9,9	10,3	32	20,0	4,8	4,4	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	24	15,0	12,1	11,0	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	37,4	11,4	16,2	26	16,2	5,1	4,6	
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	74,8	32,0	33,2	23	9,6	9,6	8,7	
	A-2	АС-240/32	0,120	0,405	23,1	2,8	9,4	32	20,0	2,5	2,3	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	24	15,0	12,1	11,0	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	37,4	11,4	16,2	26	16,2	5,1	4,6	

## 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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 23 / 0,923 = 24,9.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 24,9 = 17,4.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-25000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 25 \text{ МВА.}$$

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (24,9 - 25) \cdot 100 / 25 = -0,4 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном},$

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{ноділ}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	23	9,6	24,9	17,4	110	10
2	32	20,0	37,7	26,4	110	6
3	24	15,0	28,3	19,8	110	10
4	26	16,2	30,6	21,4	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, $S_T$ , %
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	%	-0,4
2	ТРДН-25000/110	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-25000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-29,3
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	%	-23,5

## 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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (32,1^2 + 16,4^2)^{0,5} = 36,0.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (36,0/110)^2 \cdot 4,5/1 = 0,11,$$

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,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5600/10000)^2 \cdot 8760 = 4098. \quad (2.37)$$

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



Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,11 \cdot 4098 = 1975 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 120,0 \cdot 10^{-3} \cdot (24,9/25,0)^2 = 0,060 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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	32,1	16,4	36,0	110	1	4,5	0,482	2,85	1975	11682
	A-2	22,9	13,2	26,4	110	1	14,8	0,852		3491	
	1-2	9,1	6,8	11,4	110	1	9,9	0,106		434	
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	29,3	0,970		3975	
	A-4	26	16,2	30,6	110	2	11,4	0,441		1807	
2	A-1	23	9,6	24,9	110	2	16,0	0,410	2,88	1680	11794
	A-2	32	20,0	37,7	110	1	9,0	1,057		4332	
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	29,3	0,970		3975	
	A-4	26	16,2	30,6	110	2	11,4	0,441		1807	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,060 = 0,114. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5600/10000)^2 \cdot 8760 = 4098, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5600 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,060 \cdot 4098 = 718,9.$$

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	24,9	25,0	27,0	120,0	0,054	0,060	0,114	0,499	718,9	3303,6
2	37,7	40,0	36,0	172,0	0,072	0,076	0,148		942,2	
3	28,3	40,0	36,0	172,0	0,072	0,043	0,115		806,9	
4	30,6	40,0	36,0	172,0	0,072	0,050	0,122		835,6	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 2,85 + 0,499 = 3,35. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 2,88 + 0,499 = 3,38. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 11682,00 + 3303,6 = 14986. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 11794,00 + 3303,6 = 15098. \quad (2.47)$$

## 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 23 \cdot 0,28 = 6,4 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 9,6 - 6,4 = 3,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТРДН-25000/110 двох обмоточного з розщепленням вторинної обмотки (є буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 4. Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,45 = 3,6 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((3,2 - 3,6) / 3,6) \cdot 100\% = -11,1\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації



$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 9,6 - 3,6 = 6,4 \text{ МВАр.}$$

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  $Q_{кроз} = Q_{кф}$ .

Таблиця 3.1 – 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, $tg\varphi_{ек}$	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	23	9,6	0,28	6,4	3,2	23 +j 6,4
2	32	20,0		9,0	11,0	32 +j 9,0
3	24	15,0		6,7	8,3	24 +j 6,7
4	26	16,2		7,3	8,9	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.

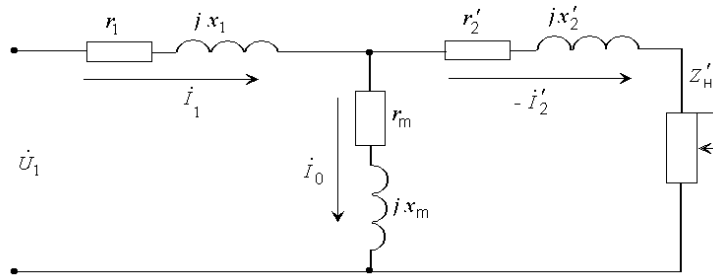


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

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

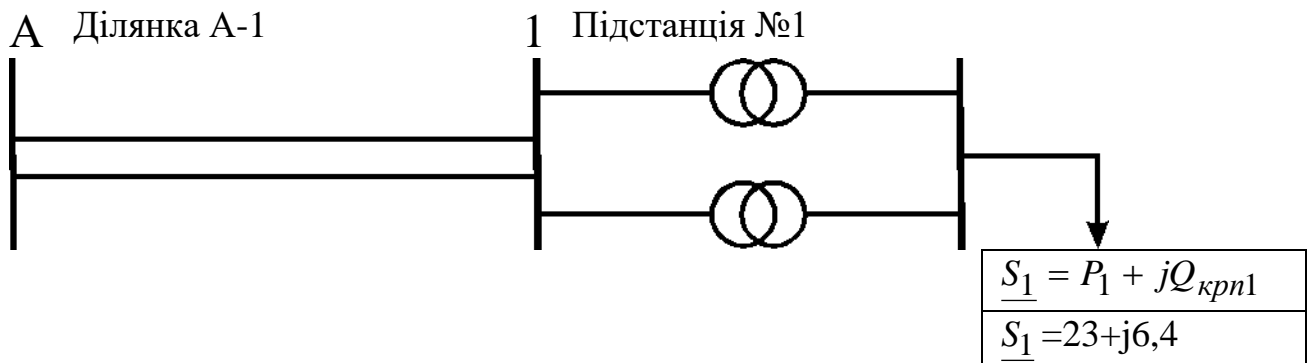


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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.

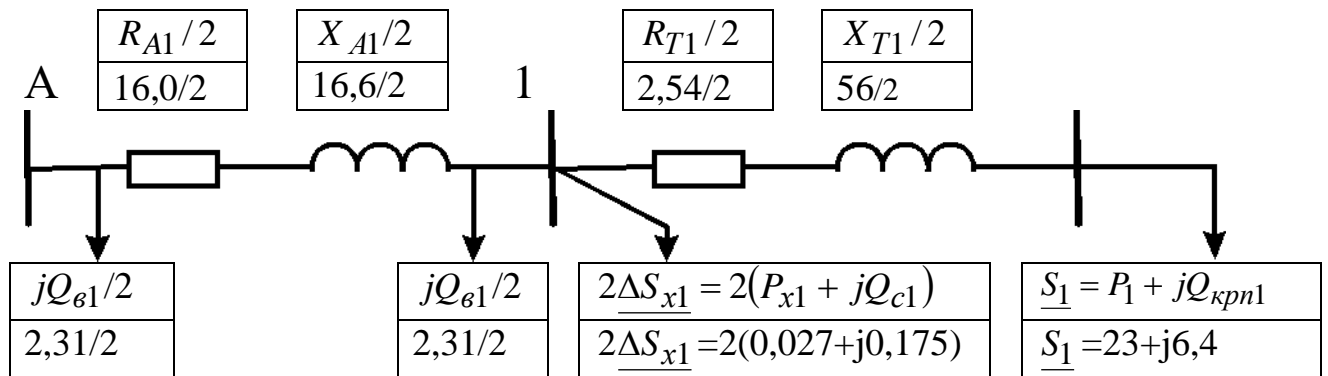


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

$$\Delta P_{T1} = ((23^2 + 6,4^2) / 110^2) \cdot 2,54 / 2 = 0,06 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((23^2 + 6,4^2) / 110^2) \cdot 56 / 2 = 1,32.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 23 + 0,06 = 23,12.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 6,4 + 1,32 = 7,72.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (23,12 + j7,72).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 23,12 + 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 23,17.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 7,72 + 2 \cdot 175,0 \cdot 10^{-3} = 8,07.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (23,17 + j8,07).$$

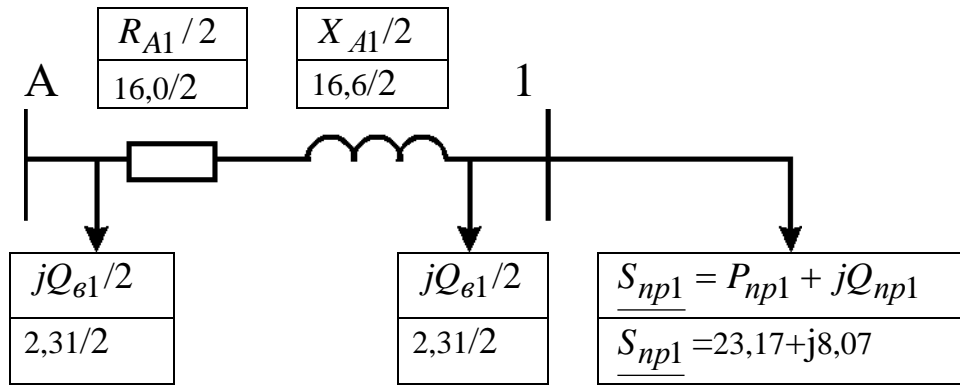


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 8,07 - 2,36 / 2 = 6,92.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (23,17 + j6,92).$$

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

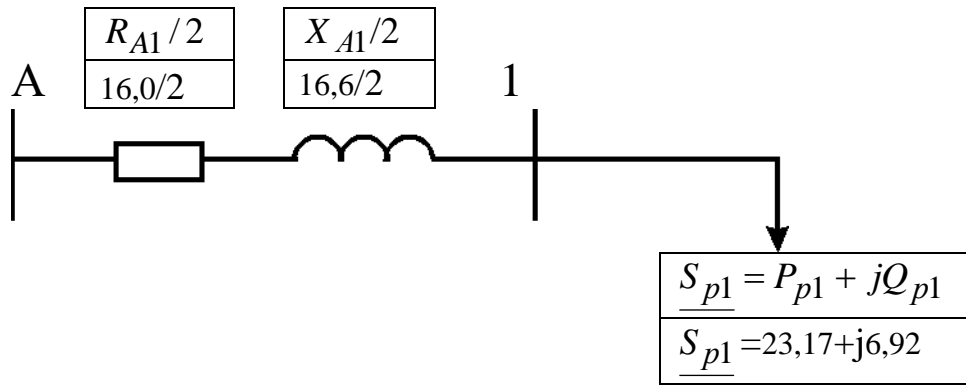


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 23,17 + j6,92 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((23,17^2 + 6,92^2) / 110^2) \cdot (4,5/2) = 0,11, \quad (4.22)$$

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

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



$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((23,17^2 + 6,92^2) / 110^2) \cdot (15,1/2) = 0,39, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 23,17 + j0,11 = 23,28 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 6,92 + j0,39 = 7,28 \quad (4.25)$$

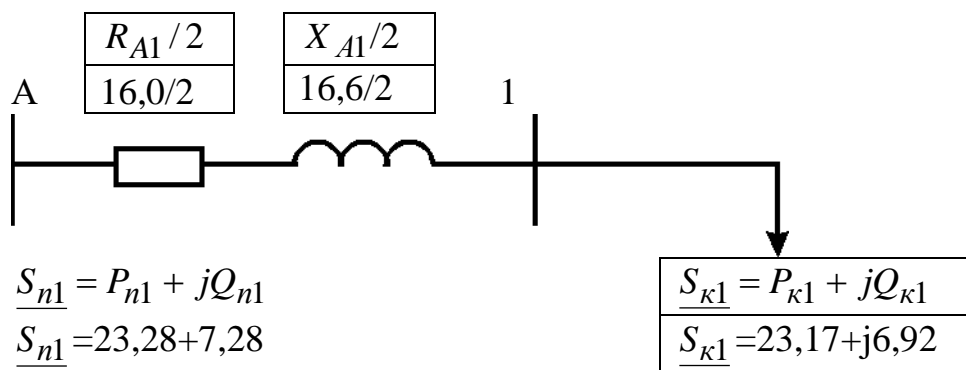


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

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)	23	32	24	26
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	6,4	9,0	6,7	7,3
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,12	0,13	0,07	0,09
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	1,32	1,60	0,90	1,05
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	23,12	32,13	24,07	26,09
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	7,72	10,60	7,60	8,35
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	23,17	32,20	24,14	26,16
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	8,07	11,12	8,12	8,87
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	2,31	2,54	6,04	2,36
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	23,17	32,20	24,14	26,16
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	6,92	9,85	5,10	7,69

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	23,17	6,92	2	16,0	16,6	0,39	0,40	23,56	7,32
А-2	32,20	9,85	1	9,0	30,3	0,84	2,84	33,04	12,69
А-3	24,14	5,10	2	29,3	41,5	0,74	1,04	24,88	6,14
А-4	26,16	7,69	2	11,4	16,2	0,35	0,50	26,51	8,19

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

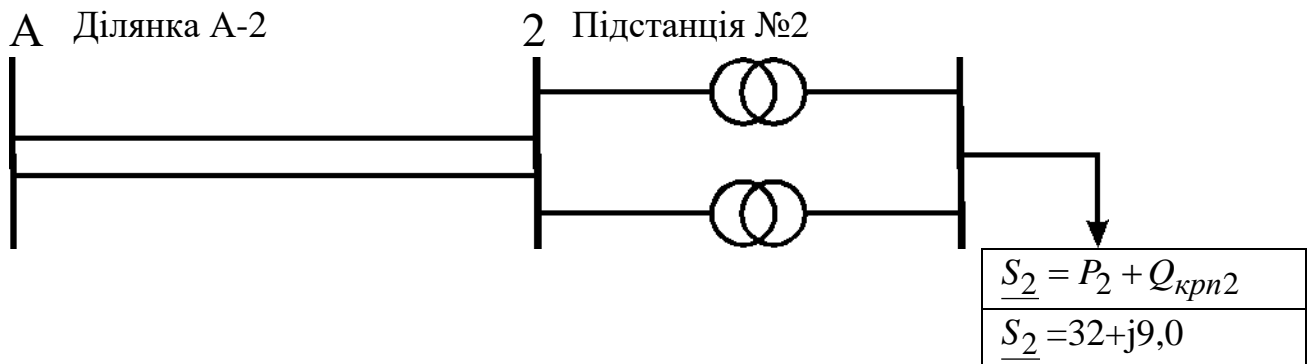


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

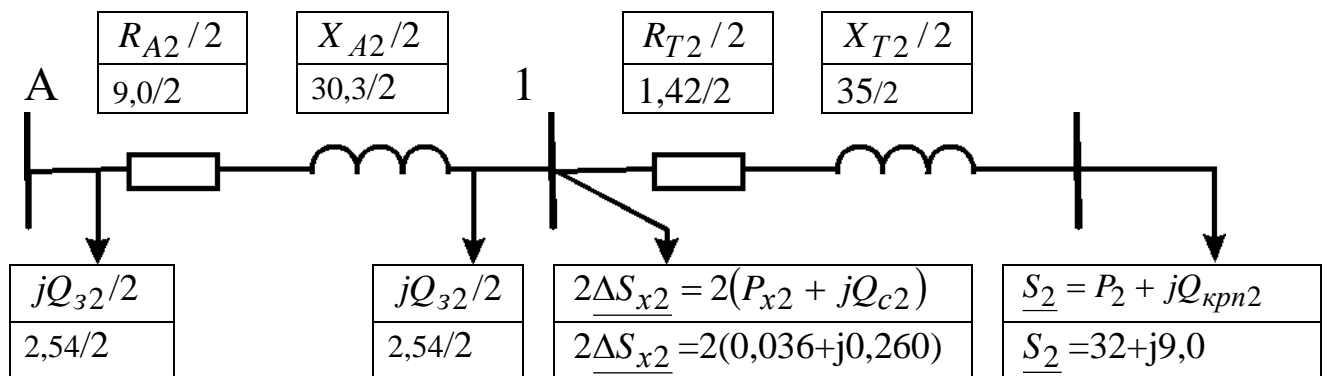


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

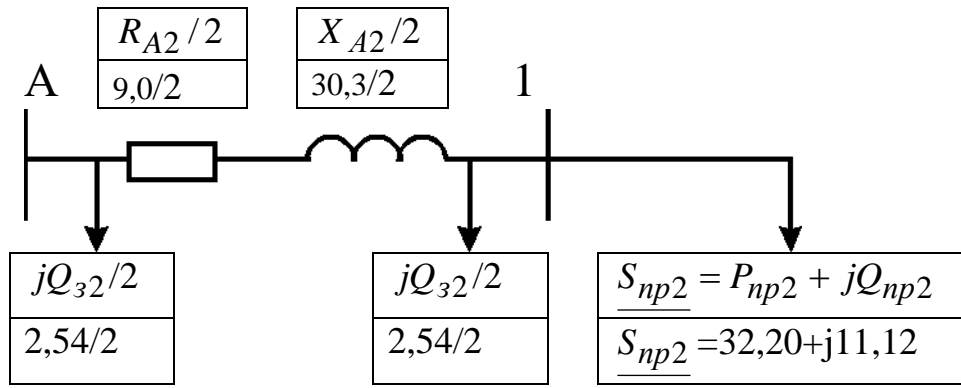


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведеними навантаженнями

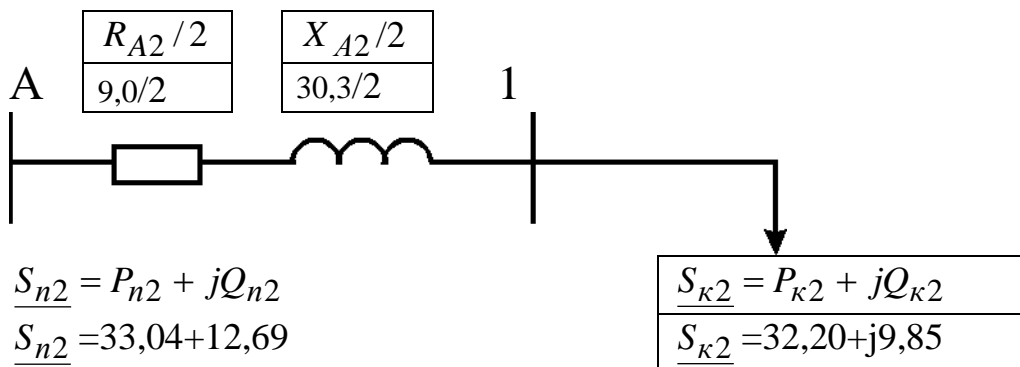


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

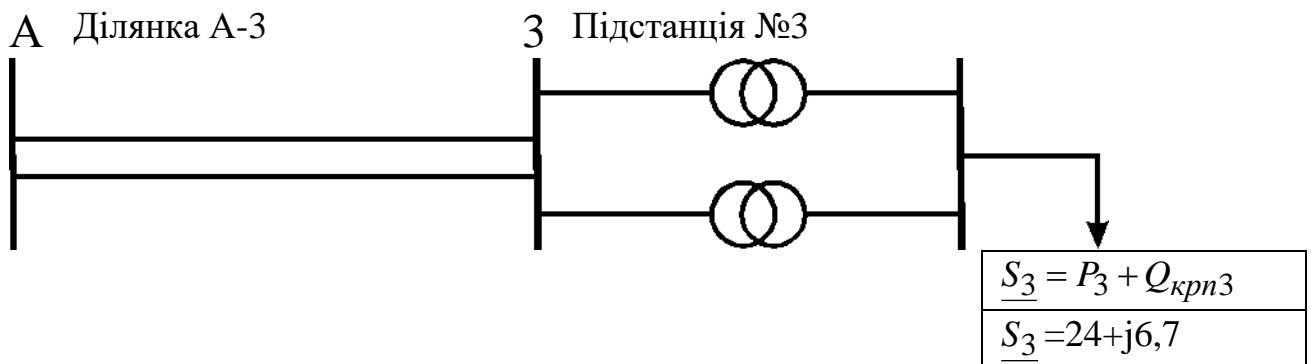


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

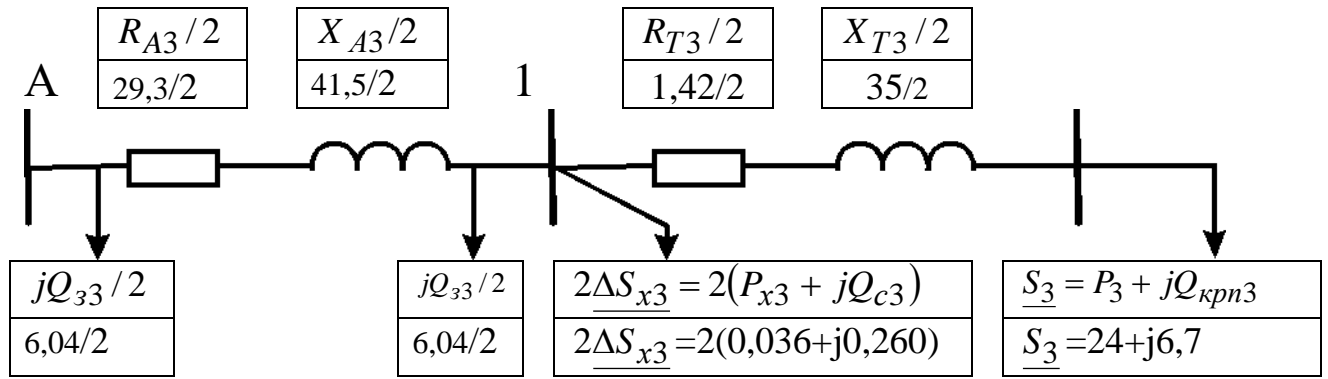


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

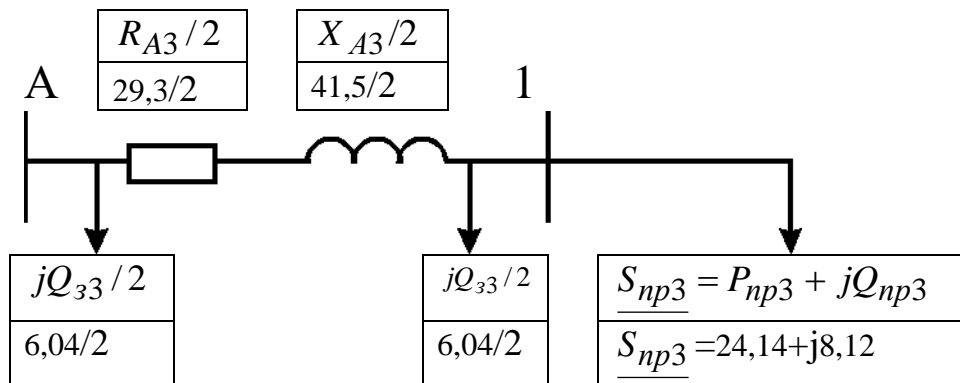


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

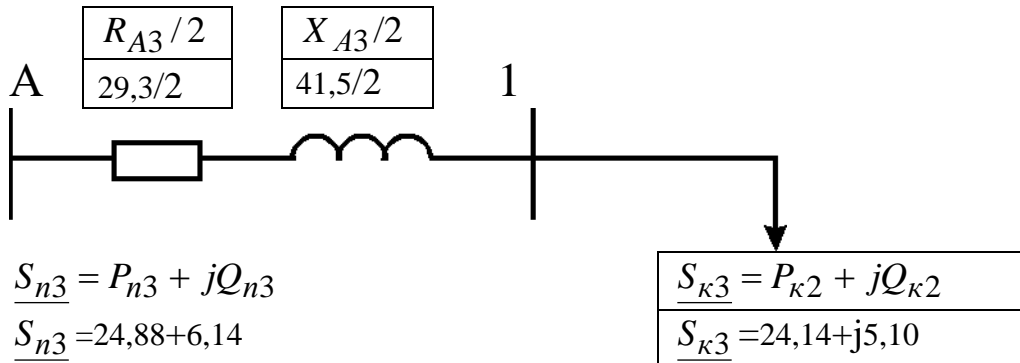


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

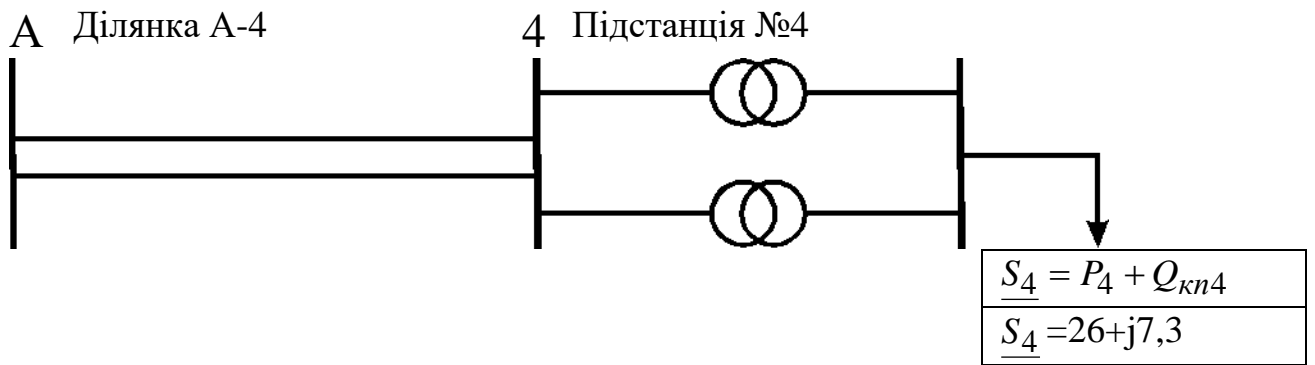


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

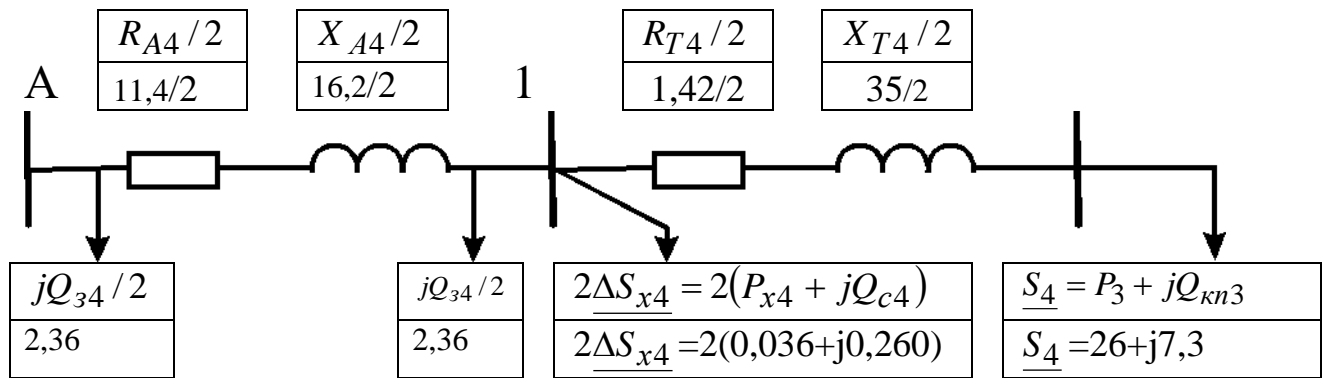


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

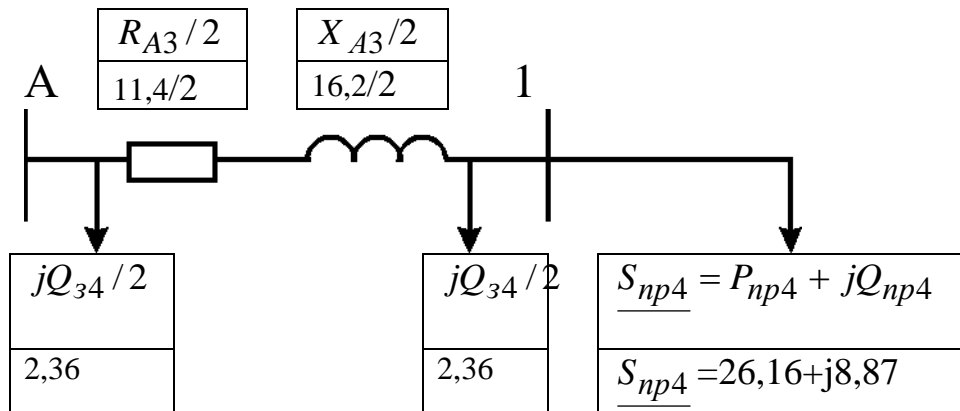


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

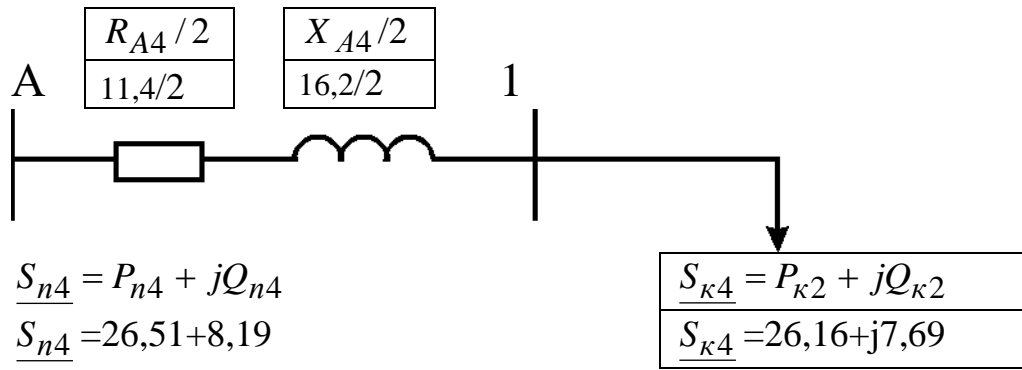


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (23,56 \cdot 16,0/2 + 7,32 \cdot 16,6/2) / 115 = 2,17 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 2,17 = 112,8. \quad (4.26)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 23,12 \cdot 2,54/2 + 7,72 \cdot 56/2 / 115 = 2,23. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 112,8 - 2,23 = 110,60.$$

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, $P_{П}$ , МВт, (з табл. 4.2)	23,56	33,04	24,88	26,51
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{П}$ , МВАр, (з табл. 4.2)	7,32	12,69	6,14	8,19
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	1	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	16,0	9,0	29,3	11,4
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,6	30,3	41,5	16,2
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	2,17	5,93	4,28	1,89
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	112,8	109,1	110,7	113,1
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	23,12	32,13	24,07а	26,09
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВт, з форм. (4.10) і табл. 5.1	7,72	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	2,23	1,89	1,36	1,50
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	110,6	107,2	109,3	111,6

## 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 23,17 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 2,31/2 = 1,16. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 8,07 - 1,16/2 = 7,50 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (23,17 + j7,50). \quad (4.32)$$

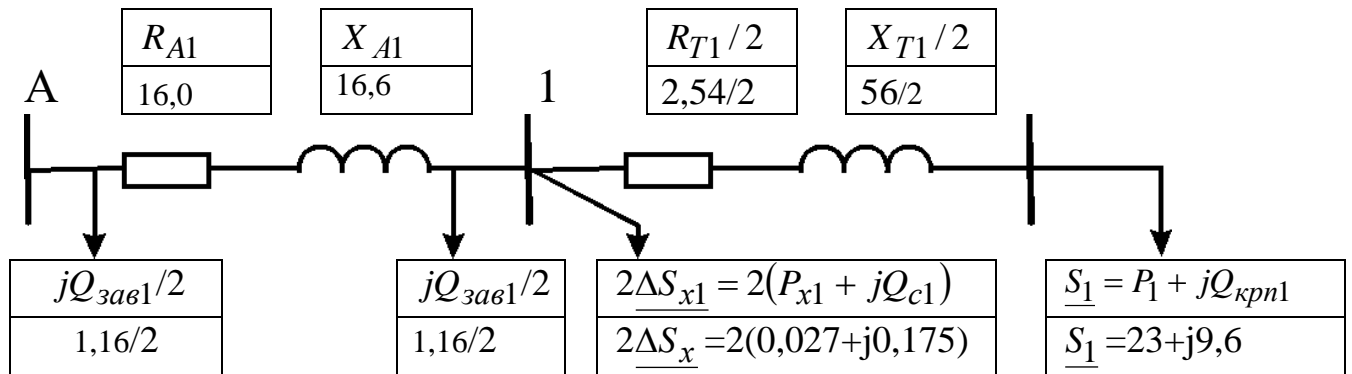


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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 $P_{авк} = P_{авр}$	23,17	32,20	24,14	26,16
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	8,07	11,12	8,12	8,87
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	1,16	1,27	3,02	1,18
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	7,5	10,5	6,6	8,3
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	16,0	9,0	29,3	11,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,6	30,3	41,5	16,2
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)	0,78	0,85	1,52	0,71
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	0,81	2,87	2,15	1,01
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	23,95	33,05	25,66	26,87
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	8,31	13,37	8,75	9,31

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)	23,95	33,05	25,66	26,87
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	8,31	13,37	8,75	9,31
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	16,0	9,0	29,3	11,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,6	30,3	41,5	16,2
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авАі}$ , кВ, з форм. (5.22)	4,53	6,11	9,70	3,98
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{аві}$ , кВ, з форм. (4.22)	110,5	108,9	105,3	111,0
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	23,12	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	7,72	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	2,23	1,89	1,36	1,50
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ	108,3	107,0	103,9	109,5

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

У данному проєкті використовується зустрічне регулювання напруги під навантаженням. Розраховується для режиму максимального навантаження і для післяаварійн

них. 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,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 110,60/11,00 = 10,05 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (10,05 - 10,50) \cdot 100/10 = -4,5 \quad (5.5)$$

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

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -4,5/1,78 = -2,53 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -3.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 10,05 / ((1 + (-3) \cdot 1,78) / 100) = 10,62. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,62 - 10,50) / 10,50 = 1,14 \%. \quad (5.8)$$

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)	110,60	107,20	109,30	111,60
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)	10,05	5,85	9,94	10,15
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$ , (6.5)	-4,5	-7,5	-5,6	-3,5
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)	-2,53	-4,21	-3,15	-1,97
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-3	-4	-3	-2
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,62	6,30	10,50	10,52
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	1,14	0,00	0,00	0,19
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

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



Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ, (табл. 5.5)	108,30	107,00	103,90	109,50
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$ , кВ, (6.4)	9,85	5,84	9,45	9,95
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$ , (6.5)	-6,5	-7,7	-10,5	-5,5
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$ , (6.6)	-3,65	-4,33	-5,90	-3,09
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-4	-4	-6	-3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$ , кВ, (6.7)	10,61	6,29	10,58	10,51
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$ , %	1,05	-0,16	0,76	0,10
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$ , %				

## РОЗДІЛ 6

### СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

#### **6.1 Розвиток виробництва електричної енергії та тенденції ринку електричних апаратів**

Електрична енергія виробляється на електричних станціях – гідравлічних (ГЕС), теплових (ТЕС), атомних (АЕС) та електростанціях іншого типу\*, де відповідно гідравлічна, тепла та атомна енергія перетворюється спочатку на механічну, а вже потім, за допомогою синхронних генераторів (гідрогенераторів на ГЕС та турбогенераторів на ТЕС та АЕС) механічна енергія перетворюється на електричну зазвичай на рівні середніх напруг (10 ... 20 кВ). Місця споживання електричної енергії у переважній більшості випадків віддалені на десятки й сотні кілометрів від електростанцій, тому транспортування електроенергії до місць споживання, з метою зменшення втрат енергії, здійснюється на високих напругах (110 кВ та більше). Підвищення напруги здійснюється безпосередньо на електростанціях за допомогою силових трансформаторів, причому якщо генератори розташовують у спеціальних приміщеннях – машинних залах, то трансформатори – за межами приміщень – на спеціальній площадці, яку називають підвищувальною підстанцією і на якій крім трансформаторів встановлюють високовольні комутаційні та інші апарати, які сприяють розподіленню електричної енергії між лініями електропередачі (ЛЕП), що відходять від цієї підстанції.

Поблизу місця споживання електроенергії встановлюють так звані районні знижувальні підстанції, які приймають електричну енергію безпосередньо від високовольтних ЛЕП, знижують напругу до рівня 110 ... 35 кВ та розподіляють енергію між головними підстанціями, які знижують напругу до рівня 10 ... 6 кВ та розподіляють енергію між місцевими підстанціями. На місцевих підстанціях (наприклад тих, що встановлюються у житлових мікрорайонах) напруга знижується до рівня, на якому відбувається живлення кінцевих споживачів (у житлових мікрорайонах – це 220/380 В) і енергія розподіляється між ними. У споживача, перед тим, як потрапити до кінцевих електроприймачів (освітлювальні прилади, побутова електроапаратура тощо), електроенергія проходить через увідно-розподільний пристрій, де здійснюється облік спожитої енергії та її розподілення між електроприймачами.

Схема руху електричної енергії від електростанції до кінцевого споживача зображена на рис. 6.1.

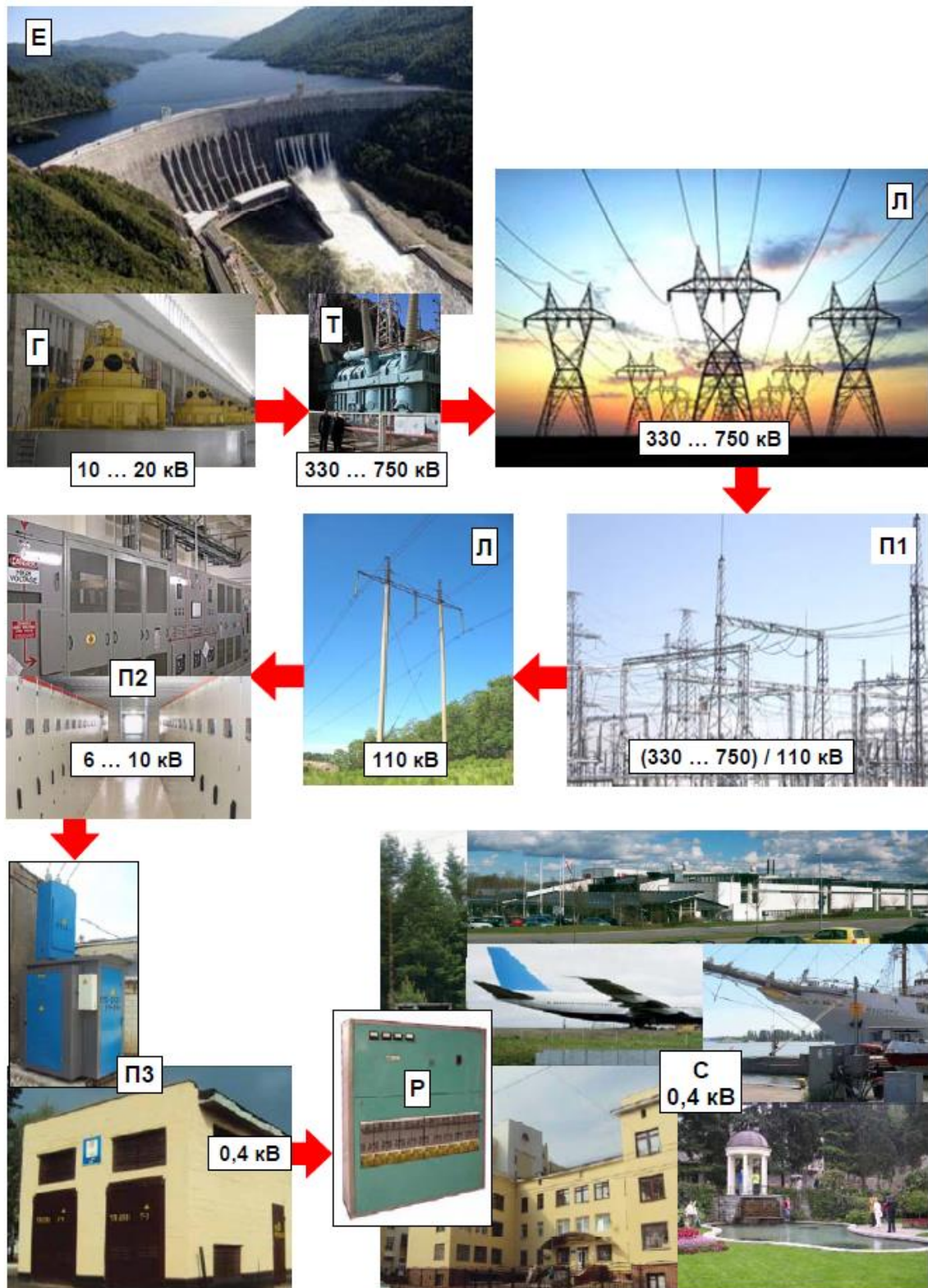


Рисунок 6.1 – Схема руху електричної енергії від електростанції (Е) до кінцевих споживачів: Г – генератор на електростанції; Т – підвищувальний трансформатор; Л – високовольтні лінії електропередачі; П1, П2, П3 – відповідно районна, головна та місцева знижувальні підстанції; Р – увідно-розподільний пристрій споживача електроенергії; С – кінцеві споживачі

На усіх етапах виробництва, перетворення, транспортування та споживання електричної енергії електричні апарати займають чільне місце. Разом з тим слід зазначити, що структура ринку електричних апаратів постійно змінюється. Інтерес споживачів до деяких видів апаратів з часом суттєво зменшується, деякі види апаратів взагалі відходять у минуле, натомість інші апарати виходять на нові рівні розвитку, знаходячи для себе нові застосування. Крім того, успіхи у розвитку електротехніки та суміжних галузей сприяють появі нових видів апаратів та нових принципів їх побудови.

Наприклад, винайдення та освоєння виробництва висококоерцитивних постійних магнітів на основі рідкоземельних металокерамічних композицій сприяли розвитку масового виробництва й широкому застосуванню апаратів захисту від різницевого струму. Зараз ці апарати в усьому світі здійснюють надійний захист людей від прямих та непрямих дотиків до небезпечних струмопровідних частин електроустановок, а також протипожежний захист – таких апаратів за останні 20 років виготовлено та встановлено понад 2 млрд. штук.

Успіхи у вакуумній техніці за останні 20 років докорінно змінили структуру ринку відмикачів середніх напруг (до 35 кВ). Ці апарати з'явилися на ринку електротехнічної продукції приблизно 40 років тому, коли у відповідному сегменті ринку домінували маломасляні відмикачі.

На початку 80-х років минулого століття частка вакуумних відмикачів середньої напруги складала не більше 10%, а зараз перевищує 80% актуального ринку, причому решта майже повністю припадає на відмикачі з гасінням дуги у середовищі елегазу. Слід зауважити, що ринок відмикачів середніх напруг невинно зростає – приблизно на 10 ... 12 % щорічно.

Суттєві успіхи у розвитку напівпровідникової техніки сприяли освоєнню масового виробництва й широкому застосуванню відносно дешевих напівпровідникових приладів, на базі яких були створені компактні й надійні перетворювачі – випростувачі (rectifier) та інвертори (inverter).

Ці пристрої на сьогодні повністю витіснили перетворювачі, побудовані на інших принципах – електромашинні, електромеханічні та ртутні. Цікаво, що розвиток напівпровідникових перетворювачів сприяв появі й нових електричних апаратів – запобіжників для їх захисту або так званих швидкодіючих запобіжників.

Розвиток комп'ютерної техніки, а також побутової й офісної електроніки сприяв становленню й бурхливому розвитку ринку апаратури захисту чутливих електронних пристроїв від атмосферних та комутаційних перенапруг. Подібних прикладів зростання окремих сегментів ринку електричної апаратури можна навести чимало, але непоодинокими є й приклади протилежного характеру.

Ще 30 – 40 років тому майже усі телефонні станції були електромеханічними, побудованими на базі електромагнітних реле. Відповідно, потреба у таких апаратах була величезною. Зараз швидкими темпами відбувається заміна електромеханічних телефонних станцій на цифрові з мікропроцесорним керуванням. Відтак потреба в електромеханічних реле зменшилася у десятки (якщо не у сотні) разів, а виробництво таких апаратів як крокові шукачі взагалі було припинено. Така сама доля спіткала й деякі електромеханічні апарати керування, зокрема пускові реостати та регулятори збудження для електричних машин постійного струму, інтерес споживачів до яких також стійко знижується. У той же час, при керуванні двигунами змінного струму за відсутності вимог щодо регулювання швидкості (це стосується у першу чергу найбільш поширених асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором) позиції електромеханічних апаратів лишаються непохитними.

Електромеханічні апарати майже повністю витіснені напівпровідниковою та мікропроцесорною технікою з такої сфери як автоматичне керування. Але у такій дуже важливій галузі як енергетика, позиції електромеханічних комутаційних апаратів, внаслідок їх деяких унікальних властивостей, не похитнулися й навіть укріпилися і не існує

скільки-небудь обґрунтованих прогнозів зменшення зацікавленості споживачів електромеханічних комутаційних апаратів у цих апаратах в енергетичній сфері. Не спостерігається також тенденції до зниження темпів зростання ринку електромеханічних апаратів кіл керування, деякі властивості яких не дозволяють аналогічним за призначенням напівпровідниковим пристроям конкурувати з цими апаратами.

## 6.2 Класифікація електричних апаратів

Класифікація – це процес та результат групування об’єктів дослідження (у тому числі продуктів людської діяльності) у відповідності з їх загальними ознаками. Будь-яка класифікація є досить умовною, суб’єктивною (особливо це стосується продуктів людської діяльності, зокрема електричних апаратів). У той же час, класифікація не тільки сприяє спрощенню спілкування людей, які її застосовують, а й дозволяє сформулювати загальні вимоги до тих чи інших продуктів зі спільними ознаками, а також виявити очікувані потреби людства в існуючих та нових продуктах. Наведена нижче класифікація враховує реалії ринку комутаційних електричних апаратів, тенденції їх розвитку та перспективи застосування у майбутньому.

### *Класифікація електричних апаратів відповідно до їх призначення*

У багатьох джерелах (у тому числі й підручниках) електричні апарати поділяють на класи відповідно до їх призначення:

- комутаційні апарати (здійснюють комутацію електричних кіл при розподіленні електричної енергії);
- апарати керування (здійснюють керування обладнанням – електричними машинами, технологічними об’єктами) і застосовуються при автоматизації виробничих процесів)

- апарати захисту (забезпечують захист людей, тварин, майна та довкілля від шкідливої дії електричної енергії);
- обмежувальні апарати (забезпечують обмеження надструмів та перенапруг у мережах);
- апарати контролю (здійснюють моніторинг параметрів технологічних процесів та сигналізують про їх стан).

Цей пункт класифікації ми наводимо як данину традиціям адже, як вже зазначалося у вступі, поділ електричних апаратів на класи згідно їх призначенню є досить умовним, оскільки багато апаратів мають ознаки, які дозволяють відносити їх до різних груп. Наприклад, вимикачі-роз'єднувачі, комбіновані із запобіжниками, можуть бути віднесені і до комутаційних апаратів, і до апаратів керування, і до апаратів захисту. А якщо у цьому апараті застосована вставка так званого струмообмежувального запобіжника, то цей апарат можна віднести й до класу обмежувальних апаратів.

#### *Класифікація електричних апаратів за родом струму*

Також небездоганною є класифікація електричних апаратів за родом струму, при якому вони мають працювати – хоча існують апарати, що працюють винятково у колах змінного струму або тільки у колах постійного струму, існує також велика кількість різновидів апаратів, що можуть працювати як у колах змінного струму, так і у колах постійного струму.

#### *Класифікація електричних апаратів за номінативною напругою*

Більш об'єктивною є класифікація електричних апаратів за їх номінативною напругою. Нагадаємо, що значення номінативної напруги апарата встановлює виробник, причому номінативна напруга апарата повинна відповідати значенню номінальної напруги мережі, у якій має працювати апарат з урахуванням визначених виробником умов. За цією ознакою апарати поділяють так:

- апарати низької напруги тобто апарати з номінативною напругою до ~1000 В (змінного струму) або до 1500 В (постійного струму);



- апарати середньої напруги – від ~1000 В до 35 кВ (верхня границя у деяких країнах є вищою – до ~52 кВ) або від 1,5 кВ до 5 кВ;
- апарати високої напруги (вище верхньої границі середніх напруг, причому апарати високої напруги – це переважно апарати змінного струму).

Апарати низької, середньої та високої напруги суттєво відрізняються за номенклатурою, конструкцією й умовами роботи, тому, хоча будь-який апарат може мати декілька номінативів (рейтингів) напруги, усі ці значення для даного апарата ніколи не виходять за межі одного діапазону.

*Класифікація електричних апаратів за типом комутаційного елемента*

Відповідно до типу комутаційного елемента електричні апарати поділяють на такі класи:

- електромеханічні електричні апарати;
- напівпровідникові електричні апарати;
- гібридні електричні апарати.

Електромеханічні комутаційні апарати (mechanical switching device) замикають та розмикають електричні кола за допомогою контактів, причому будь-який з цих апаратів може бути визначений відповідно до середовища, де його контакти розмикаються та замикаються, наприклад повітряний, елегазовий, вакуумний тощо.

Розрізняють електромеханічні апарати з ручним та не ручним керуванням (рис. 6.2). В апаратах з ручним керуванням замикання та розмикання контактів здійснюється за рахунок м'язової енергії оператора, а апарати з не ручним керуванням можуть бути визначені відповідно до способу, яким забезпечується сила, необхідна для замикання та розмикання контактів, наприклад електромагнітні, електропневматичні тощо.

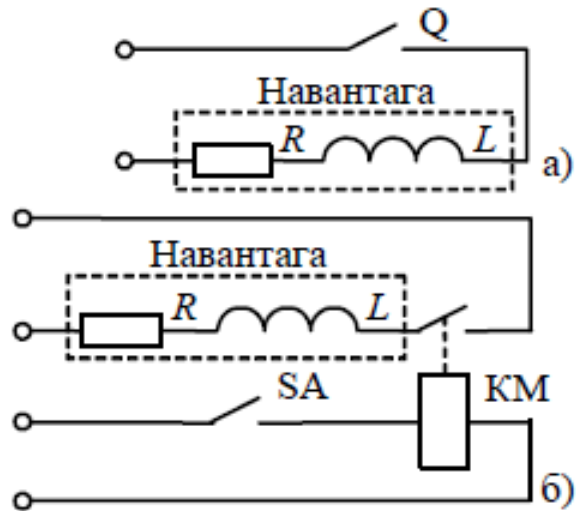


Рисунок 6.2 – Схеми підключення до навантаж електромеханічних комутаційних апаратів з ручним (а) та не ручним (б) електромагнітним керуванням: R, L – відповідно резистивна та індуктивна складові імпедансу навантаги; Q – силовий комутаційний апарат з ручним керуванням; KM – контактор (силовий комутаційний апарат з електромагнітним керуванням); SA – контакт керування стороннього апарата

Головними перевагами електромеханічних комутаційних апаратів є можливість забезпечення так званої функції роз'єднання та незначне падіння напруги на замкнених контактах при проходженні через них робочого струму.

Поняття функції роз'єднання (isolation; isolating function) детально розглянуто нижче у п. 3.3 даного посібника. Тому, не торкаючись вимог щодо забезпечення цієї функції, зазначимо, що ця функція є дуже важливою для комутаційного апарата, оскільки її наявність є свідченням можливості безпечного проведення робіт у навантазі при розімкненому стані апарата. Функція роз'єднання в електромеханічних комутаційних апаратах забезпечується передусім за рахунок створення ізоляційного проміжку певної довжини між розімкненими контактами, що перешкоджає пробію цього проміжку імпульсною напругою та виникненню струмів витоку небезпечного рівня внаслідок забруднення ізоляційних поверхонь апарата.

Падіння напруги на контактному комутаційному елементі знаходиться у межах від 10 ... 20 мВ (при струмах 1000 А та більше) до 60 ...80 мВ (при менших значеннях струму). При цьому виділення енергії, що перетворюється на тепло в контактних елементах є відносно невеликим.

Наприклад, при струмі 100 А та падінні напруги на контакті 40 мВ потужність втрат енергії у цьому контакті становитиме  $100 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 4$  Вт.

Отже, за одну секунду у контакті при цьому «втрачається» (перетворюється на тепло) лише 4 Дж енергії. Якщо напруга джерела живлення становить 220 В, то за одну секунду через контакт у навантагу проходить  $100 \cdot 220 \cdot 1 = 22\ 000$  Дж енергії. Відтак «коефіцієнт корисної дії» контактного комутаційного елементу становить  $(22\ 000 - 4) / 22\ 000 = 99,98\%$ .

Головними недоліками електромеханічних комутаційних апаратів є наявність рухомих частин (а відтак – зниження надійності цих апаратів) та виникнення на контактах при їх розмиканні електричної дуги, яка не тільки призводить до небажаних ефектів – теплового, світлового та звукового, а й суттєво зношує контакти, скорочує ресурс роботи апарата.

Напівпровідникові комутаційні апарати (semiconductor switching device) призначені для вмикання струму в електричних колах за допомогою керування провідністю напівпровідника.

В напівпровідникових апаратах постійного струму для комутації електричних кіл зазвичай застосовують транзистори (найчастіше IGBT транзистори) або двоопераційні тиристри, а в апаратах змінного струму – тиристри різних типів та симістри. Схеми підключення до навантаг найпростіших напівпровідникових комутаційних апаратів постійного та змінного струму зображені на рис. 6.2 та 6.3.

Напівпровідниковий апарат постійного струму (рис. 6.3) забезпечує комутації струму у навантазі з опором R та індуктивністю L завдяки силовому транзистору VT, керування яким здійснюється допоміжним

контактом стороннього апарата SA (який працює у колі керування даного апарата).

У вихідному положенні (при розімкненому контакті SA) транзистор VT знаходиться у закритому стані, отже струм через навантагу не тече. При замиканні контакту апарата SA на затвор транзистора надходить позитивний потенціал, завдяки чому транзистор VT відкривається і через навантагу починає текти струм. Розмикання вказаного контакту сприяє запиранню транзистора VT і перериванню струму у навантазі. Оскільки тривалість процесу запирання транзистора є дуже короткою (порядку 1 мкс), за відсутності у схемі гілки VD1, R1 магнітна енергія, що нагромаджується в індуктивності L навантаги перед моментом переривання струму, призведе до виникнення перенапруг, які викличуть пробій ізоляції і створять струмопровідні шляхи, де нагромаджена в індуктивності енергія перетвориться на теплову. При цьому вийдуть з ладу і навантага, і джерело живлення, і силовий транзистор, захист якого додатково здійснює діод VD2.

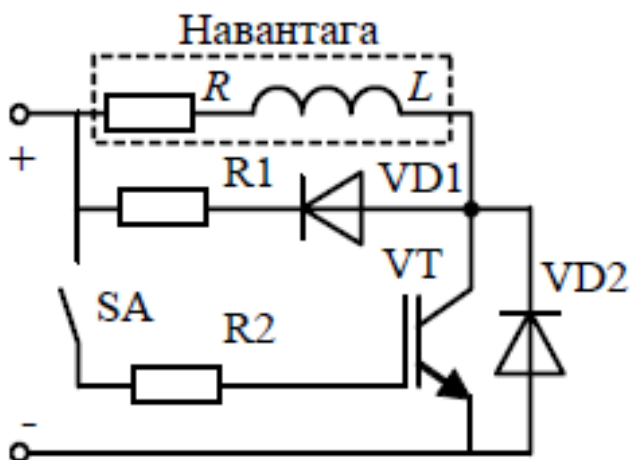


Рисунок 6.3 – Схема підключення напівпровідникового комутаційного апарата постійного струму до навантаги:

R, L – відповідно опір та індуктивність навантаги; VT – силовий транзистор у головному колі; R1, R2 – резистори у колі керування; VD1, VD2 – допоміжні діоди; SA – сторонній апарат керування

За наявності гілки VD1, R1 у момент запирання транзистора VT діод VD1 відкривається і утворюється замкнений контур: навантага з опором R та індуктивністю L – VD1 – R1, струм у якому від початкового значення  $i_0 = U / R$ , де U – напруга живлення, поступово зменшиться до нуля за експоненціальним законом зі сталою часу  $\tau = L / (R + R1)$ , де R1 – опір резистора R1. У момент запирання транзистора VT миттєве значення напруги u на навантазі буде залежати від співвідношення опорів R та R1, а саме  $u = U \cdot R1 / R$ . Інакше кажучи, якщо  $R1 > R$ , то у момент комутації на навантазі може виникнути перенапруга певного рівня. Як бачимо, збільшення опору резистора R1 призводить до пришвидшення процесу розмикання струму (зменшується стала часу  $\tau$ ), але збільшувати значення опору R1 можна лише до рівня, при якому перенапруга у момент комутації не перевищить допустимого значення для ізоляції навантаги та допустимих значень для напівпровідникових приладів.

Напівпровідниковий апарат змінного струму (рис. 6.4) забезпечує комутації струму у навантазі з опором R та індуктивністю L) завдяки силовим тиристорам VS1 та VS2, керування провідністю яких здійснюється допоміжним контактом стороннього апарата SA. У вихідному положенні (при розімкненому контакті SA) обидва тиристора VS1 та VS2 знаходяться у закритому стані, отже струм через навантагу не тече. При замиканні контакту SA (у залежності від полярності напруги джерела живлення у той момент) виникне струм в колі керування одного з тиристорів.

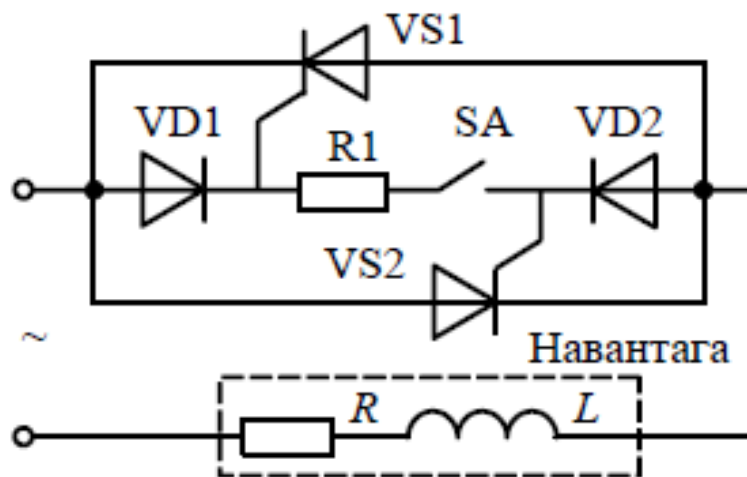


Рисунок 6.4 – Схема підключення напівпровідникового комутаційного апарата змінного струму:

$R$ ,  $L$  – відповідно опір та індуктивність навантаги;  $VS1$ ,  $VS2$  – силові тиристори у головному колі;  $R1$  – резистор у колі керування;  $VD1$ ,  $VD2$  – діоди у колі керування;  $SA$  – сторонній апарат керування

Наприклад, якщо в момент замикання контакту  $SA$  позитивним був верхній термінал, виникне такий шлях струму: верхній термінал – діод  $VD1$  – резистор  $R1$  – електрод керування тиристора  $VS2$  – навантага – нижній термінал. Оскільки потенціал аноду тиристора  $VS2$  у той момент є позитивним по відношенню до потенціалу його катоду, цей тиристор відкриється і струм у навантагу буде потрапляти вже безпосередньо через тиристор  $VS2$ , оминаючи резистор  $R1$ , опір якого набагато перевищує модуль імпедансу навантаги. Отже струм у навантазі суттєво (у десятки разів) збільшиться. Хоча в момент відкриття тиристора струм в його електроді керування практично перерветься, струм з анода у катод тиристора буде продовжувати текти і тиристор закриється лише після переходу струму через нульове значення. Після зміни полярності напруги і моменту переходу струму через нульове значення тиристор  $VS2$  закриється, а тиристор  $VS1$  відкриється і так далі. Тиристори будуть відкриватися й закриватися по черзі,

лишаючись у відкритому стані пів періоду коливань напруги джерела (при частоті  $f = 50$  Гц пів періоду становить 10 мс).

У такому режимі цей апарат буде працювати до тих пір, поки контакт SA буде лишатися у замкненому стані. При цьому через навантагу буде текти робочий струм навантаги  $I = U / Z$ , де  $U$  – напруга живлення (середньоквадратичне значення),  $Z$  – модуль імпедансу навантаги.

Якщо розімкнути контакт SA, струм в електродах керування не буде виникати, а тиристор, через який у той момент тік струм навантаги, буде лишатися у відкритому стані аж до переходу струму через нульове значення. Після цього (за відсутності струму в електроді керування) інший тиристор не відкриється і проходження струму через навантагу припиниться. Отже, час відмикання (проміжок часу між моментом розмикання контакту керування та моментом припинення проходження струму через навантагу) у напівпровідникових комутаційних апаратах змінного струму не перевищує 10 мс (пів періоду) при частоті мережі 50 Гц.

Висока швидкодія напівпровідникових комутаційних апаратів змінного струму є їх безумовною перевагою. Іншими перевагами цих апаратів є відсутність будь-яких рухомих частин, а відтак і відсутність проблеми механічної зносостійкості, та відсутність електричної дуги при комутації електричних кіл, отже і відсутність створюваних дугою ефектів – теплового, світлового та звукового.

Поряд із зазначеними перевагами, напівпровідникові комутаційні апарати мають й суттєві недоліки:

- відсутність функції роз'єднання;
- велике падіння напруги на комутаційному елементі;
- великі габарити і вартість;
- низька перевантажувальна здатність;
- чутливість до температури середовища;
- чутливість до перенапруг;
- схильність до процесу старіння;

- створення радіоперешкод.

Функція роз'єднання в напівпровідникових комутаційних апаратах не може бути забезпечена, оскільки напівпровідникові прилади не гарантують відсутності струмів витоку та не витримують імпульсних перенапруг високого рівня.

Пряме падіння напруги у напівпровідниковому комутаційному елементі є набагато більшим аніж у контактному елементі і становить 1 ... 3 В. Отже, при струмі 100 А та падінні напруги 2 В потужність втрат енергії у цьому комутаційному елементі становитиме  $100 \cdot 2 = 200$  Вт, а «коефіцієнт корисної дії» зменшиться до 99,09 %. Таке збільшення втрат (у 50 разів більше, ніж у контактному елементі!) має не тільки економічні наслідки, а й може призвести до неприпустимого нагрівання апарата. Щоб цього не сталося, до конструкції напівпровідникового комутаційного апарата вводять радіатори, вентилятори тощо, а це призводить до збільшення габаритів апарата та його вартості.

Інші з перерахованих вище недоліків напівпровідникових електричних апаратів є спільними для будь-яких напівпровідникових пристроїв. Усі ці недоліки не дозволяють напівпровідниковим апаратам конкурувати з електромеханічними в енергетичній сфері (розподілення електричної енергії). Але у тих галузях, де до апаратів висуваються вимоги щодо плавного регулювання параметрів (наприклад, швидкості електродвигуна), щодо високої частоти комутацій електричних кіл, високої швидкодії, щодо якісної передачі сигналів з малою енергією (телефонія та інші засоби комунікацій), а також щодо роботи у вибухонебезпечному середовищі, напівпровідникові апарати успішно конкурують з електромеханічними, а подекуди майже повністю витіснили їх з актуального ринку.

Наприклад, до появи надійних напівпровідникових апаратів електроприводи з регульованою швидкістю будувалися виключно на складних, дорогих та малонадійних двигунах постійного струму, регулювання швидкості обертання у яких здійснювалося



введенням/виведенням резисторів у колах якоря та збудження електромеханічними комутаційними апаратами. Прості, дешеві, високонадійні асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором застосовувалися там, де швидкість не треба регулювати (наприклад, вентиляційні установки) або там, де швидкість регулюється іншими засобами (наприклад, металорізальні верстати). З появою на ринку надійних та дешевих напівпровідникових приладів розпочався бурхливий розвиток частотно-регульованих електроприводів на базі асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. Незважаючи на наявність радіаторів та вентиляторів ці пристрої у сукупності з асинхронним двигуном набагато компактніші, дешевші й надійніші, аніж приводи, побудовані на базі електричних двигунів постійного струму та електромеханічних систем керування ними.

Зовнішній вигляд одного з напівпровідникових пристроїв частотного регулювання швидкості асинхронного двигуна зображено на рис. 6.5.

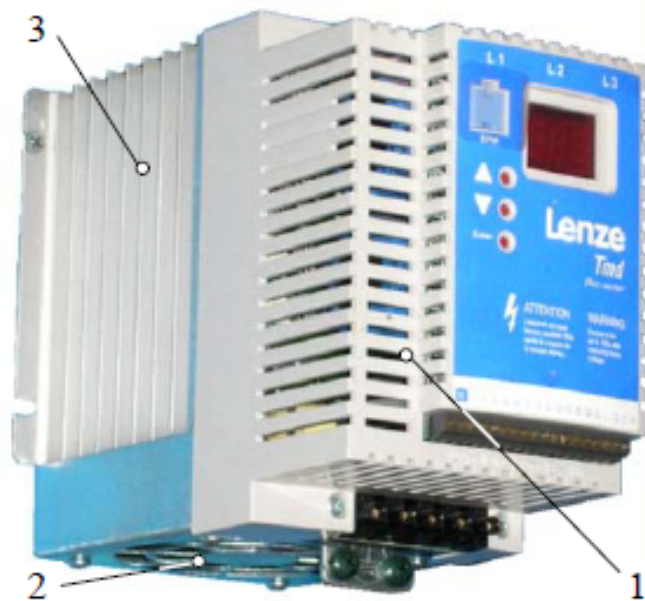


Рисунок 6.5 – Регулятор швидкості обертання асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором: 1 – напівпровідниковий блок; 2 – вентилятор; 3 – радіатор

У напівпровідникових комутаційних апаратах, зокрема у контакторах (рис. 6.6), не виникає електрична дуга, відтак вони мають суттєві переваги над електромеханічними апаратами при роботі у вибухонебезпечному середовищі.

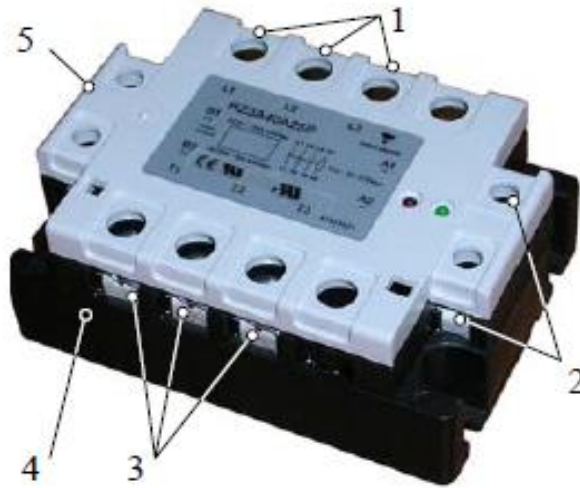


Рисунок 6.6 – Триполюсний напівпровідниковий контактор: 1 – термінали для підключення трифазного джерела живлення навантаги; 2 – термінали пристрою, який імітує котушку електромагнітного актуатора контактора; 3 – термінали для підключення трифазної навантаги; 4 – радіатор; 5 – напівпровідниковий блок

Наведемо ще один приклад, який свідчить про переваги напівпровідникових апаратів у галузі якісної передачі сигналів з малою енергією. На рис. 6.7-а наведено фото фрагменту автоматичної електромеханічної телефонної станції. Електромеханічна станція на 1500 абонентів складалася з 70 шаф, у кожній з яких містилося декілька сотень реле. Зараз функції цієї станції виконує цифрова АТС, яка розміщується лише в одній шафі (рис. 6.7-б).



Рисунок 6.7 – Електромеханічна (а) та цифрова (б) АТС

Гібридні комутаційні апарати (hybrid switching device) – це апарати, у головних колах яких застосовуються як контактні елементи, так і напівпровідникові прилади. У ввімкненому стані струм головного кола тече переважно через контактні елементи, а при вимиканні струм перетікає у паралельні контактам гілки головного кола, де розташовані напівпровідникові комутаційні пристрої, які й здійснюють відмикання струму. Таким чином, гібридні апарати у певній мірі поєднують переваги електромеханічних та напівпровідникових апаратів – малі втрати енергії у робочому стані, а також високу швидкість та практичну відсутність електричного зносу контактів.

Вперше принцип гібридної комутації був застосований в конструкціях контакторів змінного струму КТ6433, та деяких інших модифікаціях, розроблених у ВНДІЕлектроапарат (Харків) на початку 70-х років минулого століття. Невдовзі були розроблені й гібридні контактори постійного струму. Ці апарати були призначені для роботи в безперервних виробничих циклах металургійних підприємств з частотою до 1200 циклів вмикання/вимикання на годину. У таких умовах їх головні контакти швидко зношуються. Оскільки

комутаційна зносостійкість контакторів становить приблизно 360 000 комутацій, а механічна зносостійкість може сягати 10 мільйонів, це означає, що контакти на контакторі треба міняти кожні два тижні, хоча його механічний ресурс вичерпується за рік. Реальна середня частота комутацій контакторів становить 300 - 400 комутацій на годину. При такій частоті електричний ресурс роботи контактів вичерпається за один - два місяці, а механічний – за 3 - 4 роки. При цьому слід мати на увазі, що економічні втрати пов'язуються не стільки з вартістю замінюваних контактів, скільки з призупиненням виробничого процесу на час, необхідний для заміни контактів.

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### **7.1 Ідентифікація та оцінка небезпечних і шкідливих факторів на підстанціях при трансформації, передачі і розподілі електроенергії**

Ідентифікація – це розпізнавання образу небезпечних і шкідливих факторів на різних стадіях виробничої діяльності.

Головне в ідентифікації полягає у встановленні можливих причин появи небезпеки. Повністю ідентифікувати небезпеку дуже важко. Можна говорити про різного ступеня ідентифікації: більш-менш повної, наближеної, орієнтовної і т.п.

В безпеці життєдіяльності ідентифікація небезпек розглядається з загальних позицій. Стосовно промислової безпеки ідентифікація небезпечних виробничих об'єктів – це віднесення об'єкта до тієї чи іншої категорії відповідно до вимог законодавства "Про промислову безпеку небезпечних виробничих об'єктів".

На енергетичному підприємстві дуже багато небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Це обумовлено безперервністю технологічного процесу, що протікає при підвищених температурах, наявністю перетворювальних підстанцій та розподільчих пунктів, установкою великих синхронних і асинхронних двигунів, зварювальних установок, важкими умовами роботи електроустановок та ін.

Небезпечним фактором технологічного процесу на підстанції для людини є *ураження електричним струмом*. Результат впливу електричного

струму на організм людини залежить від значення і тривалості проходження струму через тіло людини, роду і частоти струму, а також індивідуальних властивостей людини. Опір тіла людини і прикладена до нього напруга також впливають на результат поразення, оскільки вони визначають значення струму що проходить через людину.

Шкідливими факторами на підстанції для здоров'я людини є: шум, вібрації, електромагнітне поле, недостатнє освітлення.

*Шум і вібрації* погіршують умови праці, роблячи шкідливий вплив на організм людини. При тривалому впливі шуму на організм відбувається зниження гостроти зору, слуху, підвищення кров'яного тиску, погіршення уваги. Сильний тривалий шум може викликати функціональні зміни серцево-судинної і нервової систем.

Джерелами виробничого шуму і вібрацій є різні машини й механізми, вентиляційні установки, електричні машини і трансформатори.

Вібрації також несприятливо впливають на організм людини, вони можуть бути причиною функціональних розладів нервової і серцево-судинної систем, а також опорно-рухового апарату.

*Електромагнітне поле*, що виникає в просторі навколо струмоведучих частин діючих електроустановок, є шкідливим фактором, що впливає на здоров'я людини.

В процесі експлуатації електроенергетичних установок відкритих розподільних пристроїв (ВРП) і повітряних ліній електропередачі (ПЛ) високої напруги (330 кВ і вище) відрізняється погіршення здоров'я персоналу, що виражається в підвищеній втомлюваності, млявості, болях в серці, головних болях. Інтенсивне електромагнітне поле промислової частоти викликає у працюючих порушення роботи центральної нервової і серцево-судинної систем. Ефект впливу електромагнітного поля на людину прийнято оцінювати кількістю електромагнітної енергії, що поглинається людиною при знаходженні його в полі.

*Недостатнє освітлення* може спотворити інформацію, що отримується людиною візуально. Погане освітлення стомлює не тільки зір, але і викликає стомлення організму в цілому. Неправильне освітлення може також стати причиною травматизму.

## **7.2. Пожежна безпека. Заходи забезпечення пожежної безпеки на підстанціях**

Пожежна безпека означає стан об'єкта, при якому виключається можливість виникнення пожежі, а в разі його виникнення запобігається вплив на людей небезпечних факторів пожежі, і забезпечується захист матеріальних цінностей.

Пожежна безпека електростанцій і електричних мереж регламентується будівельними нормами і правилами, міжгалузевими правилами пожежної безпеки, галузевими стандартами і правилами пожежної безпеки на окремих об'єктах.

Небезпечними факторами пожежі для людей є: відкритий вогонь, іскри, підвищена температура повітря і предметів, токсичні продукти горіння, дим, знижена концентрація кисню, обвалення і пошкодження будівель і споруд, установок, а також вибух.

Організаційними заходами щодо забезпечення пожежної безпеки є: навчання робітників і службовців правилам пожежної безпеки; розробка і реалізація норм і правил пожежної безпеки, інструкцій про порядок роботи з пожежонебезпечними речовинами виготовлення і застосування засобів наочної агітації щодо забезпечення пожежної безпеки. Іншим заходом щодо забезпечення пожежної безпеки є організація пожежної охорони об'єкта, яка передбачає профілактичне і оперативне обслуговування об'єктів, що охороняються.

Забезпечення пожежної безпеки на підстанціях, основні вимоги.

Приміщення та обладнання повинні постійно утримуватися в чистоті і систематично очищатися від пилу, сміття і відходів.

Заборонено захаращення проходів, пожежних проїздів і підступів до первинних засобів пожежогасіння.

Весь персонал повинен вміти користуватися протипожежним інвентарем і засобами пожежогасіння.

Кожен працівник проходить інструктаж, навчання та перевірку знань з дотримання заходів пожежної безпеки відповідно до вимог "Правил роботи з персоналом на підприємствах".

При прийомі зміни в процесі обходу обладнання черговий персонал проводить огляд стану приміщення та обладнання з точки зору пожежної безпеки, а також укомплектованість пожежних щитів. Пожежні щити повинні бути закриті спеціальною рамою з металевою сіткою і опломбовані тонким дротом, зривають без великих зусиль.

Заборонено закривати раму на замок.

Короткий опис засобів пожежогасіння на підстанціях.

1) первинні засоби пожежогасіння, що включають в себе пожежні рукави, стовбури, пінні і вуглекислотні вогнегасники, ящики з піском;

2) пересувні вуглекислотні вогнегасники ОУ - 80 і ОУ - 25, пересувний повітряно-пінний вогнегасник ОВП – 100;

3) вогнегасник порошковий автоматичний ОПА – 100.

*Призначення первинних засобів пожежогасіння*

1) Пісок слід використовувати для гасіння загорянь і невеликих вогнищ пожеж горючих рідин і обмеження їх розтікання. Гасіння піском виробляти накидання його на поверхню, що горить. Пісок повинен бути сухим без грудок і сторонніх домішок, зберігається в металевих ящиках, укомплектованих совковою лопатою. Два рази на рік пісок необхідно перемішувати і видаляти сміття та грудки.

2) Вуглекислотні вогнегасники застосовуються для гасіння загорянь різних речовин і матеріалів і заряджені скрапленим вуглекислотним газом.



Вуглекислота не проводить струм, тому вуглекислотні вогнегасники можна застосовувати для гасіння пожеж в електроустановках, що знаходяться під напругою не більше 10000В, з відстані не менше одного метра.

3) Вогнегасник повітряно-пінний пересувний ОВП призначений для гасіння загорянь і починаються пожеж, різних речовин і матеріалів, за винятком лужних металів, речовин, горіння яких відбувається без доступу повітря, електроустановок що знаходяться під напругою.

4) Вогнегасник порошковий ОП-10 призначений для гасіння палаючих твердих речовин і електроустановок до 1000В.

#### *Особливості гасіння пожеж на електрообладнанні*

Під час вибуху або пожежі трансформатора, останній повинен бути відключений з усіх боків. Після зняття напруги виробляти пожежогасіння. Доцільно використовувати нині розпорошену воду і вогнегасний порошок, що подається окремо або в комбінаціях.

Для ліквідації вогнища пожежі повинні бути вжиті заходи, що запобігають розтіканню трансформаторного масла.

Під час гасіння палаючих кабелів напругою вище 1000В, що працює з пожежним стволом повинен направляти розпилений струмінь води через дверний проріз або люк, не заходячи в відсік з палаючими кабелями.

Одночасно з гасінням пожежі персонал повинен вжити заходів до швидкого зняття напруги з кабелів, що знаходяться в зоні пожежі (в першу чергу з кабелів, що мають більш високу напругу).

Після ліквідації пожежі або вогнища загоряння торкатися до кабелів дозволяється тільки після повного зняття напруги як з силових, так і з контрольних кабелів.

Щити управління є найбільш відповідальною частиною електричної установки, тому найбільша увага під час гасіння пожежі повинна бути звернена на збереження в цілісності, встановленої на них, апаратури.

При загорянні кабелів, проводів і апаратури на панелях щита управління, оперативний персонал повинен, по можливості, зняти напругу з

панелей, на яких виникла пожежа, і преступити до гасіння пожежі, не допускаючи переходу вогню на сусідні панелі.

При цьому застосовуються вуглекислотні вогнегасники, а також розпорошена вода.

Випадку гасіння пожежі без зняття напруги, при застосуванні вуглекислотних вогнегасників, не допускається дотик до кабелів, проводів і апаратури, а при застосуванні розпорошеної води без зняття напруги повинні дотримуватися допустимі відстані.

При гасінні вуглекислотним вогнегасником необхідно дотримуватися відстані не менше 1 м.

### **7.3. Безпека експлуатації електроустановок. Класифікація методів безпечної експлуатації 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; 30 – ЕУ напругою до 1 кВ в ЕМ з ізолюваною нейтраллю; 380 В, 660 В; – ЕУ напругою більш як 1 кВ з ізолюваною, 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).

Ізолювана 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 ізолюваною 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.

*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.

#### **7.4. Можливі надзвичайні ситуації на підстанціях**

Надзвичайна ситуація (НС) – зовні несподівана обстановка, що характеризується різким порушенням встановленого процесу і надає негативний вплив на життєдіяльність людини, функціонування економіки, соціальну сферу, навколишнє середовище.

У мирний час НС можуть виникнути в результаті виробничих аварій, катастроф, стихійних лих, диверсій або факторів військово-політичного характеру.

На електроенергетичних виробництвах НС бувають як техногенного, так і природного походження. Виробнича аварія раптова зупинка роботи або порушення встановленого процесу виробництва на промислових підприємствах і енергетичних об'єктах, які призводять до пошкодження будівель, матеріальних цінностей, обладнання, ураження людей.

До виробничих аварій відносяться: зупинка роботи електрообладнання в результаті його поломки або несправності, наприклад, обрив ізолятора, падіння опори або стовпа ліній електропередачі, виникнення пожежі в результаті замикання.

До природних аварій відносяться: руйнування внаслідок удару блискавки, тобто внаслідок грози, обрив фази на лініях електропередач у результаті штормового вітру, обмерзання проводів ліній електропередач.

## ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту був проведений розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 105 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.

Аналіз результатів розрахунку показав, що обраний варіант розвитку мережі є працездатним, і забезпечує надійність постачання споживачів електричною енергією в необхідних розмірах і необхідної якості з найменшими витратами.

В цілому, дана електрична мережа може бути застосована для забезпечення електричною енергією споживачів і має можливість подальшого розвитку, зі збільшенням числа підстанцій і споживачів електричної енергії.

## 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

