

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднєв Є.С.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 року

## **З А В Д А Н Н Я**

### **НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Кристя Владиславу Борисовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розробка раціональної конфігурації електричної мережі

постачання промислового району потужністю 71 МВт

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

(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 15.06.2023р.

### **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 35 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	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	67	193	96	230	131	241	80	152	105	96

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 cosφ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		$P_1$	cos φ <sub>1</sub>	$P_2$	cos φ <sub>2</sub>	$P_3$	cos φ <sub>3</sub>	$P_4$	cos φ <sub>4</sub>
	$T_M$								
	6720	17	0,923	10	0,848	30	0,928	14	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).

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

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	доц. Романченко Ю.А.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

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

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

Дата видачі завдання 8 травня 2023 р.

**Студент**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**Кристя В.Б.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

**Керівник проекту**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**Романченко Ю.А.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 116 стор., 35 рис., 20 табл., 15 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.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	81
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	96
ДОДАТОК А.....	98

## ВСТУП

Вибір технічних рішень в електричних мережах пов'язаний з аналізом їх роботи, який опирається на структуру мережі. Проект, за яким задумана мережа, визначає можливості її роботи, а обмеження витікають з її структури. Але структура мережі є динамічною, тому що зростання навантажень в електричній мережі чи поява нових вузлів навантаження призводить до її еволюції. Саме вивчення роботи мережі і системи в цілому дозволяє виявити напрямки еволюції, визначити аспекти проектування. Тут важливо зазначити, що на сучасному етапі під проектуванням слід розуміти створення планів щодо розвитку або реконструкції електричних мереж.

Розглядати електричні мережі варто з точки зору різних класів номінальної напруги, оскільки задачі інженерів, що займаються проектуванням та експлуатацією мереж різних типів, значно відрізняються. Логічно також розрізняти методи розрахунку мереж в залежності від призначення і класифікації. З врахуванням зазначеного можна виділити такі сторони діяльності інженера:

– інженер займається експлуатацією системи. Він має цікавитись повсякденною роботою електричної мережі і повинен: вміти розраховувати розподіл напруг, потоків потужності, струмів і потоків короткого замкнення; знати характеристики обладнання, автоматики, яка забезпечує контроль, регулювання та захист мережі, та їх заступні схеми; розбиратись у більш точних розрахунках та програмних комплексах для ЕОМ; вміти планувати режими;

– інженер, що займається забезпеченням споживання електричної енергії. Він має розглядати мережу системи “зовні”, вимагаючи від неї видачі електроенергії відповідної якості. Щоб зрозуміти труднощі при забезпеченні споживача електроенергією кращої якості, він повинен знати не тільки

характеристики обладнання і їх заступні схеми для зовнішніх електричних мереж, але й вміти розраховувати режими “внутрішніх” мереж і проектувати їх;

– інженер, що займається суто проектуванням. Він не тільки має знати роботу електричних мереж і вміти проводити розрахунки параметрів режимів електричних мереж різних типів, але й повинен: мати ідеї щодо зміни структури електричної мережі, які можуть бути реалізовані в рамках вже існуючих систем; володіти методами дослідження розвитку електричних мереж; знати економічні критерії і вміти їх застосовувати для прийняття оптимальних технічних рішень.

Електричні станції, розташовані в одному або різних районах, об’єднують за допомогою високовольтних ліній електропередачі для паралельної роботи. Таке об’єднання, призначене для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії, називається електроенергетичною системою. До складу електроенергетичної системи (ЕЕС) входять генератори, лінії електропередачі високої та низької напруги, розподільні пункти (РП), підстанції (ПС) і електроприймачі (ЕП). Окремі електроенергетичні системи з’єднуються між собою високовольтними лініями, в результаті чого утворюється об’єднана електроенергетична система.

Електричні мережі – це елементи, що призначені для передачі електричної енергії від джерел живлення до споживачів і розподілу її між ними, а також для об’єднання окремих електростанцій на паралельну роботу і створення об’єднаних енергосистем. Електрична мережа складається з повітряних і кабельних ліній електропередачі, підстанцій і розподільних пунктів. Передача електричної енергії на значні відстані здійснюється при підвищеній напрузі. При цьому зменшуються струми, що протікають по лініях, а також втрати напруги і потужності. Для підвищення напруги використовують трансформатори, які встановлюють на підвищувальних трансформаторних підстанціях. На знижувальних трансформаторних підстанціях (ТП) напруга знижується до рівня, при якому здійснюється



споживання електричної енергії електроприймачами. На шляху передачі електричної енергії звичайно здійснюється кілька трансформацій напруги. Підстанція, на якій здійснюється перетворення змінного струму в постійний або навпаки, називається перетворювальною підстанцією (ПП).

Розподіл електричної енергії на підстанціях здійснюється за допомогою розподільних пристроїв високої і низької напруги, які включають збірні шини, комутаційні апарати, а також пристрої релейного захисту, автоматики та електровимірювальні прилади. В розподільних пунктах електрична енергія розподіляється на одній напрузі (без трансформації і перетворення).

Приймачами електричної енергії називають електричні установки, в яких електрична енергія перетворюється в інші види енергії або в електричну енергію з іншими параметрами (напругою, частотою або родом струму). Наприклад, приймачами електричної енергії є електродвигуни змінного і постійного струму, в яких електрична енергія перетворюється в механічну, а також електричні, дугові та індукційні печі, в яких здійснюється перетворення електричної енергії в теплову; електроосвітлювальні установки, в яких електрична енергія перетворюється в світлову та інші.

Центрами живлення (ЦЖ) споживачів є шини нижчої напруги районних підстанцій, на яких здійснюється регулювання напруги під навантаженням. В розрахунках електричних мереж і під час їх проектування широко використовуються моделі і заступні схеми ліній електропередачі, трансформаторів, а також вузлів споживання.

Правильні якісна і кількісна оцінка параметрів мереж, використання раціональних заступних схем є необхідними умовами створення розрахункової моделі реальної мережі, що дозволяє одержати достовірні результати аналізу режимів її роботи і керування ними.

## 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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 17/0,923 = 18,4. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (18,4^2 - 17^2)^{0,5} = 7,1. \quad (1.2)$$

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	17	+j	7,1	Машинобудування	10	II
2	10	+j	6,2	Легка промисловість	6	I
3	30	+j	12,0	Машинобудування	10	I
4	14	+j	8,7	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 17 + 10 + 30 + 14 = 71,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 7,1 + 6,2 + 12,0 + 8,7 = 34,00. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (71,00^2 + 34,00^2)^{0,5} = 78,72. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 71,00 + 0,02 \cdot 78,72 = 3,70. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 34,00 + 0,1 \cdot 78,72 = 9,57. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 71,00 + 3,70 = 71,15. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 34,00 + 9,57 = 41,87. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (71,15^2 + 41,87^2)^{0,5} = 82,56. \quad (1.10)$$

### **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	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{пс-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	17	96	1632	230	3910	58	986
2	10	131	1310	241	2410	77	770
3	30	80	2400	152	4560	26	780
4	14	105	1470	96	1344	77	1078
Разом	71,00	-	6812	-	12224	-	3614

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 6812/71,00 = 96 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 12224/71,00 = 172 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	67	193
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	96	230
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	131	241
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	80	152
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	105	96
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	96	172

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.

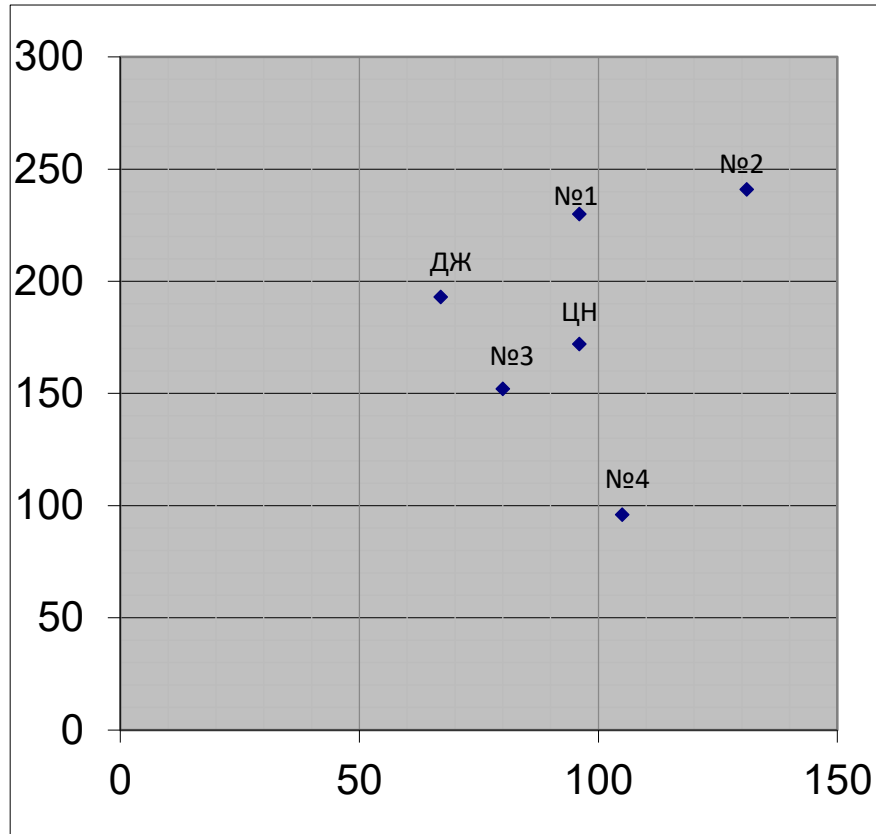


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((67-96)^2 + (193-172)^2)^{0,5} = 36. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((96-96)^2 + (230-172)^2)^{0,5} = 58. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3614/71,00 = 51. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 36/51 = 0,71, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [((67-96)^2 + (193-230)^2)^{0,5}] \cdot 1 = 47 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
47	80	43	104	37	80	134	103	147	61



## 1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

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

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з

відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

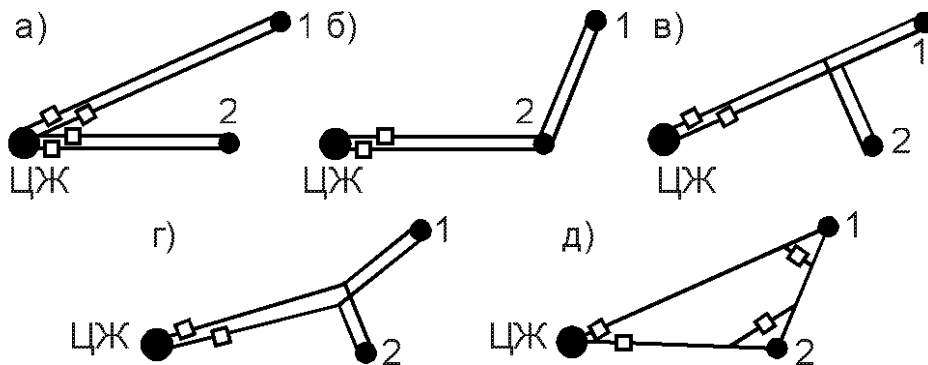


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

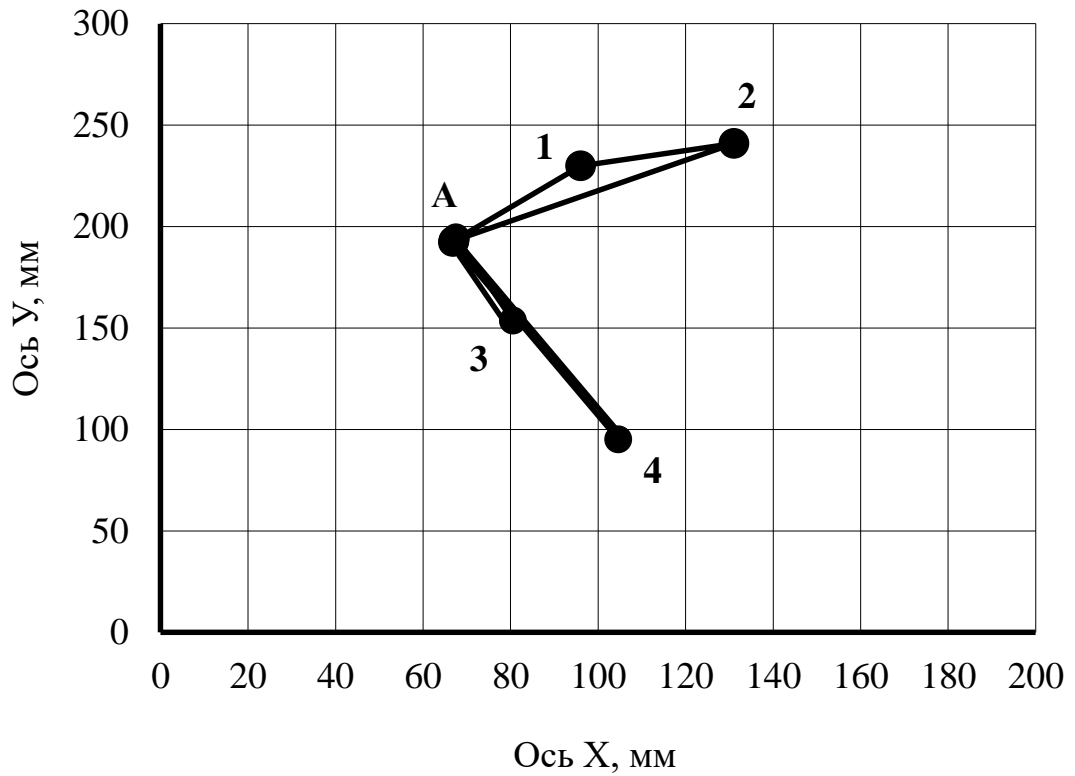


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

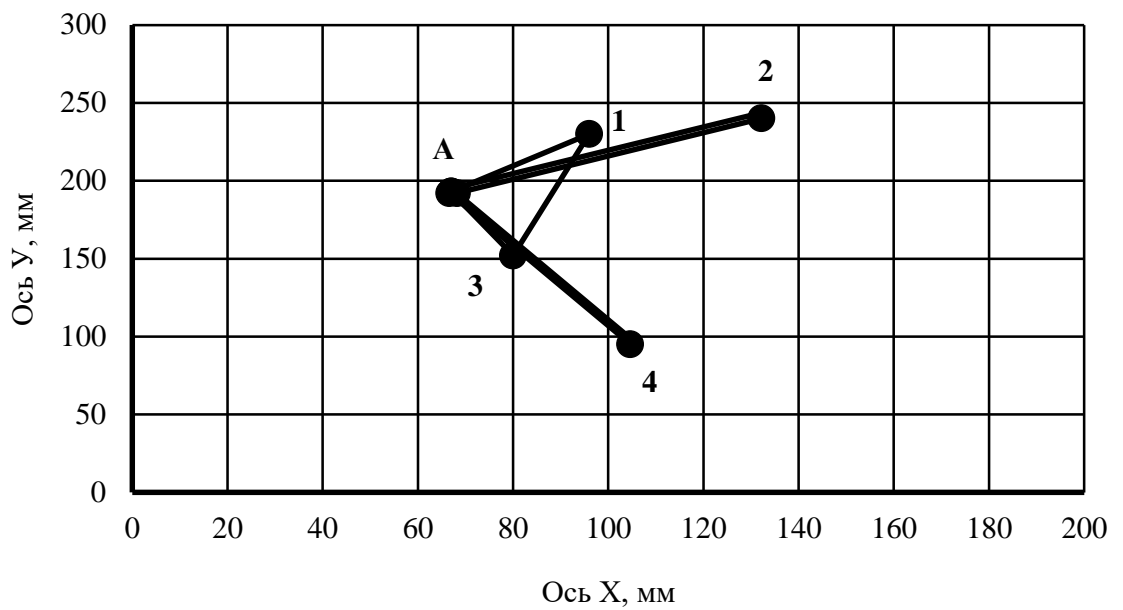


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

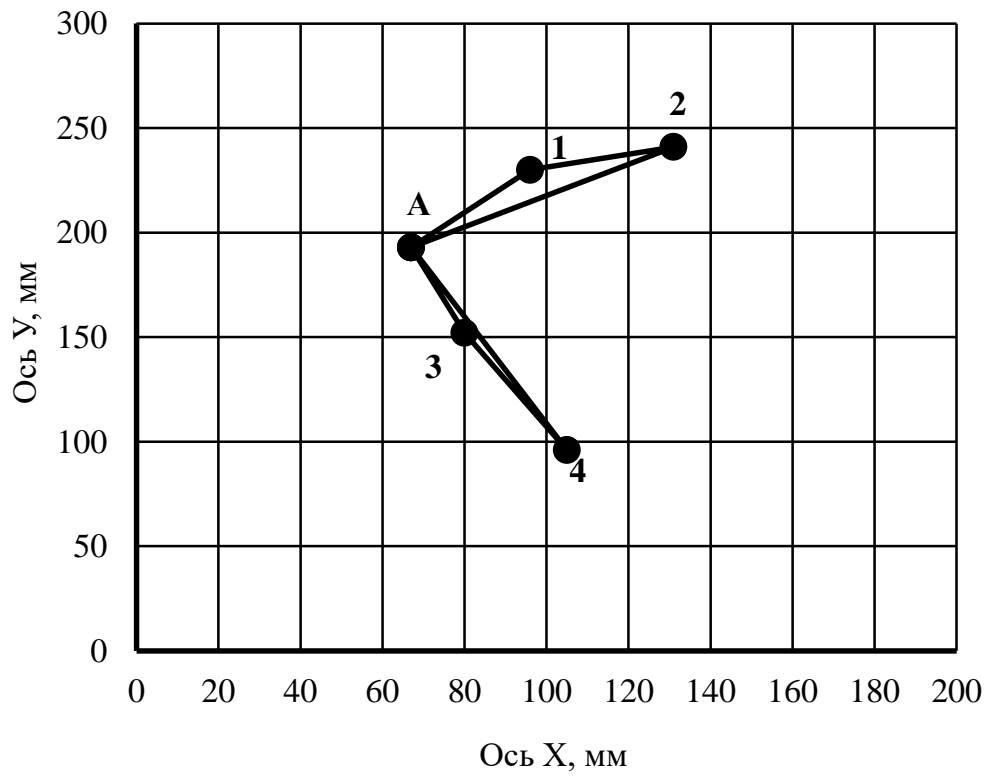


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

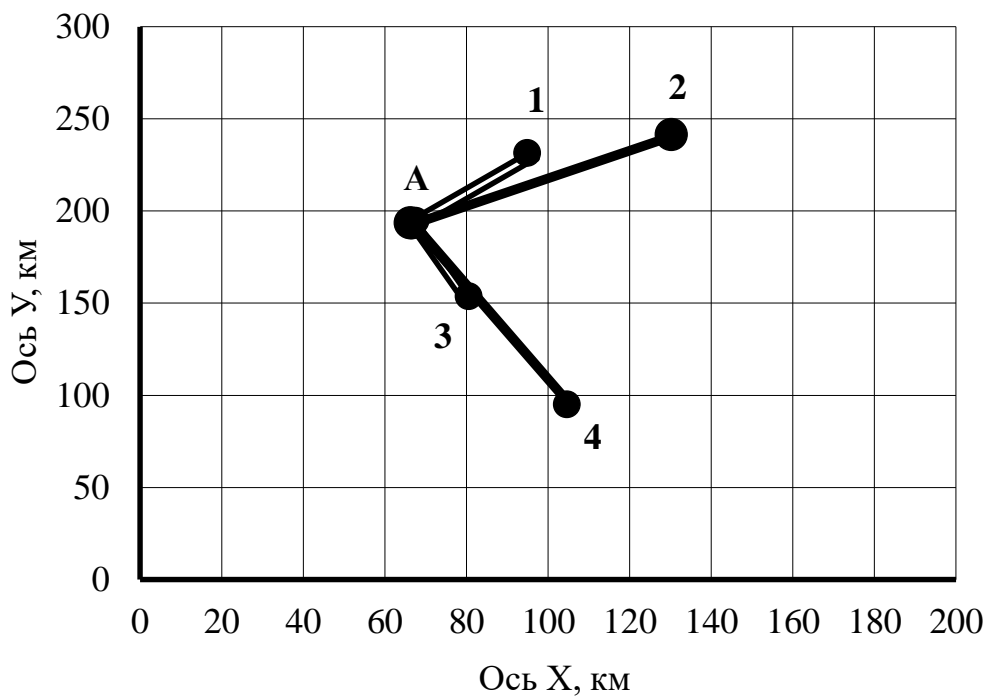


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип 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	47	51,7	51,7	439,1	9	466,1
	1-2	1	37	40,7	40,7			
	A-2	1	80	88	88			
	A-3	1,6	43	47,3	75,7			
	A-4	1,6	104	114,4	183			
“б”	A-1	1	47	51,7	51,7	510,8	9	537,8
	A-3	1	43	47,3	47,3			
	1-3	1	80	88	88			
	A-4	1,6	104	114,4	183			
	A-2	1,6	80	88	140,8			
“в”	A-1	1	47	51,7	51,7	409,2	9	436,2
	1-2	1	37	40,7	40,7			
	A-2	1	80	88	88			
	A-3	1	43	47,3	47,3			
	3-4	1	61	67,1	67,1			
	A-4	1	104	114,4	114,4			
“г”	A-1	1,6	47	51,7	82,7	482,2	9	509,2
	A-2	1,6	80	88	140,8			
	A-3	1,6	43	47,3	75,7			
	A-4	1,6	104	114,4	183			

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.

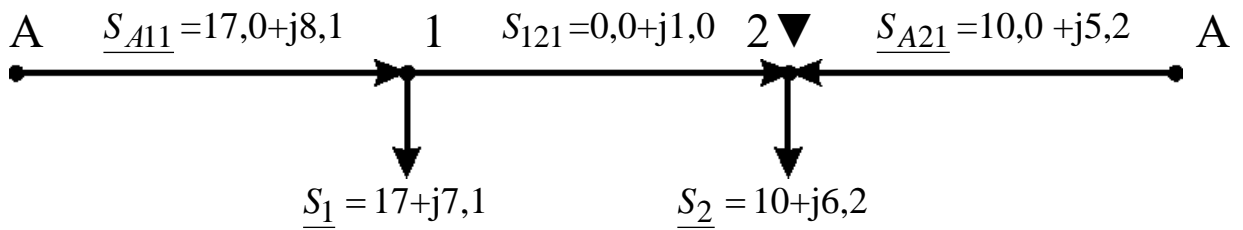


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (17 \cdot (40,7 + 88,0) + 10 \cdot 88,0) / \\ &/(51,7 + 40,7 + 88,0) = 17,0 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (7,1 \cdot (40,7 + 88,0) + 6,2 \cdot 88,0) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 8,1. \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (17,0 + j8,1). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (17 \cdot 51,7 + 10 \cdot (40,7 + 51,7)) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 10,0, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (7,1 \cdot 51,7 + 6,2 \cdot (40,7 + 51,7)) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 5,2, \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (10,0 + j5,2) \quad (2.10)$$

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,

$$P_{A11} + P_{A21} = 17,0 + 10,0 = 27,0. \quad P_1 + P_2 = 17 + 10 = 27,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 8,1 + 5,2 = 13,3. \quad Q_1 + Q_2 = 7,1 + 6,2 = 13,3 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 17,0 - 17 = 0,0. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 8,1 - 7,1 = 1,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (0,0 + j1,0). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 30 + j12,0$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 14 + j8,7,$$

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

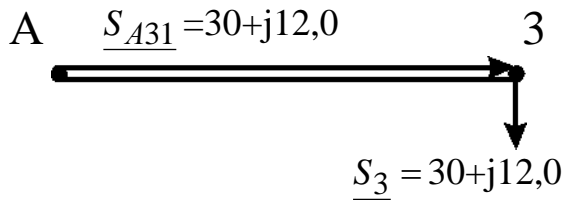


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

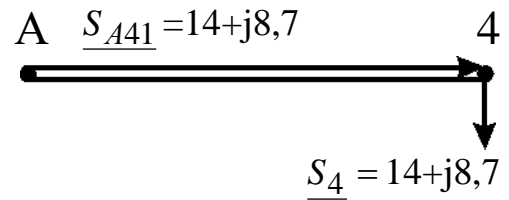


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 17 + j7,1;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 10 + j6,2;$$

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

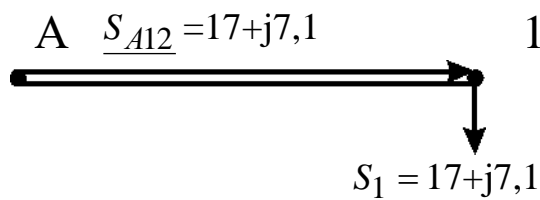


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

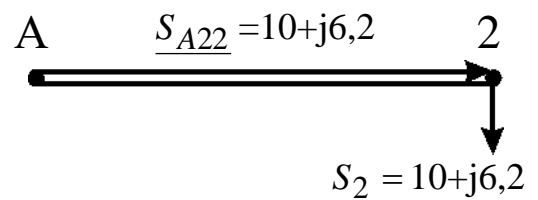


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

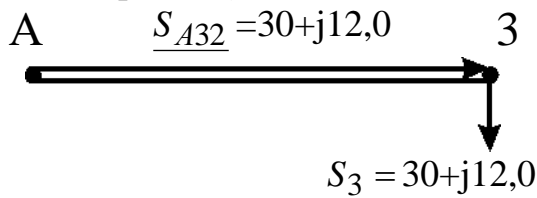


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

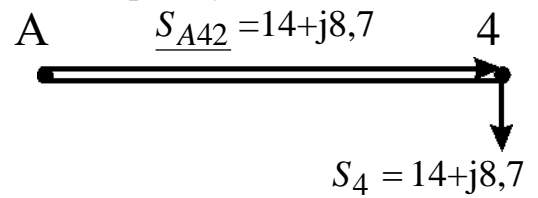


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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 $U_{ndil}$ кВ
1	A-1	51,7	17,0	1	78	35
	A-2	88,0	10,0	1	68	35
	1-2	40,7	0,0	1	28	35
	A-3	47,3	30	2	28	35
	A-4	114,4	14	2	74	35
2	A-1	51,7	17	2	65	35
	A-2	88,0	10	2	59	35
	A-3	47,3	30	2	56	35
	A-4	114,4	14	2	74	35

## 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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (17,0^2 + 8,1^2)^{1/2} = 18,8$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 18,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 310,5;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 6720$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

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



$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 310,5/1 = 311$$

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	17,0	8,1	18,8	35	1	310,5	311	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	10,0	5,2	11,3	35	1	186,6	187	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	1-2	0,0	1,0	1,0	35	1	16,5	17	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	30	12,0	32,3	35	2	266,7	267	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-4	14	8,7	16,5	35	2	136,3	136	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	17	7,1	18,4	35	2	151,9	152	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	A-2	10	6,2	11,8	35	2	97,4	97	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-3	30	12,0	32,3	35	2	266,7	267	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-4	14	8,7	16,5	35	2	136,3	136	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

### 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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 17 + 10 = 27,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 7,1 + 6,2 = 13,3.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (27,0^2 + 13,3^2)^{0,5} = 30,1.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 30,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 497 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 497 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{д\il}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{д\il}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{д\il}$ , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	27,0	13,3	30,1	35	1	497	605
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	510
	1-2	10	6,2	11,8	35	1	195	265
	А-3	30	12,0	32,3	35	2	267	605
	А-4	14	8,7	16,5	35	2	136	450
2	А-1	17	7,1	18,4	35	2	152	450
	А-2	10	6,2	11,8	35	2	97	330
	А-3	30	12,0	32,3	35	2	267	605
	А-4	14	8,7	16,5	35	2	136	450

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  $I_{ав} \leq I_{доп}$ .

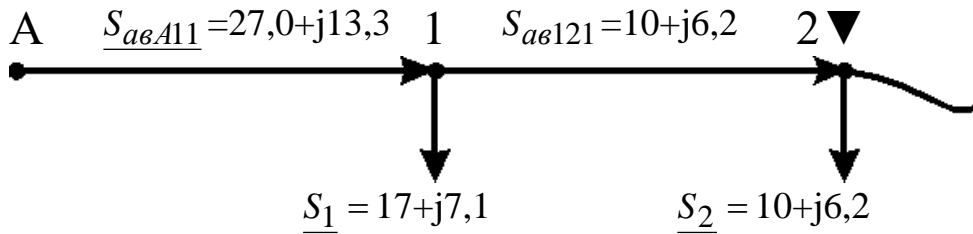


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

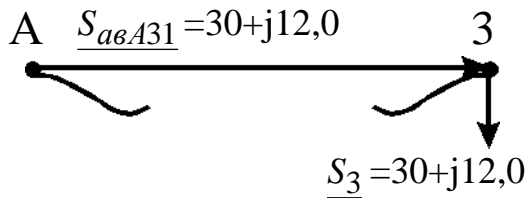


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

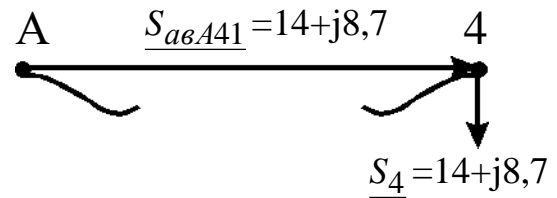


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

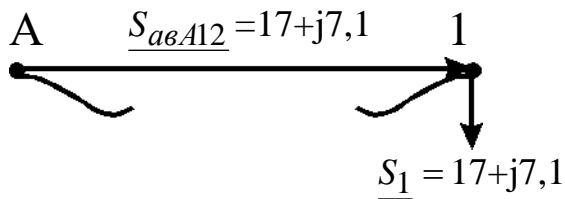


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

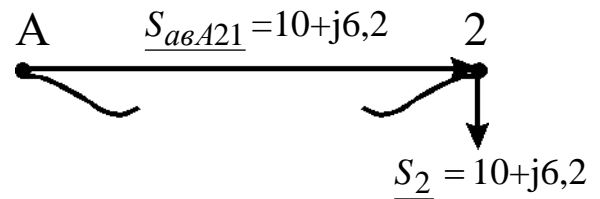


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

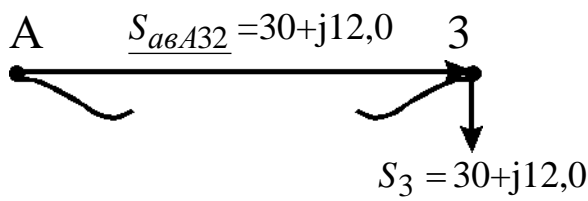


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

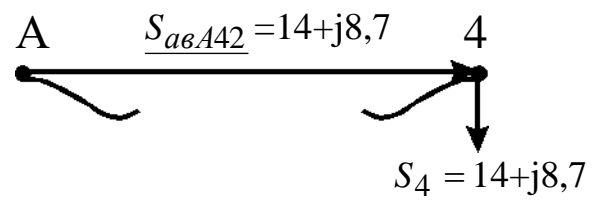


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 51,7 = 6,2. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 51,7 = 20,9. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 51,7 \cdot 1 = 0,18, \quad (2.28)$$

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, $Q_{єi}$ , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	51,7	6,2	20,9	2,81	0,18
	A-2	1	0,162	0,413	88,0	14,3	36,3	2,75	0,30
	1-2	1	0,428	0,444	47,3	20,2	21,0	2,55	0,15
	A-3	2	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	2,81	0,79
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34
2	A-1	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34
	A-2	2	0,306	0,434	88,0	26,9	38,2	2,61	0,56
	A-3	2	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	2,81	0,79
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34

## 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,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 6,2/1 = 6,2.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 20,9.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (27,0 \cdot 6,2 + 13,3 \cdot 20,9) / 35 = 12,7.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 20,2/1 = 20,2.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 21,0.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (10 \cdot 20,2 + 6,2 \cdot 21,0) / 35 = 9,5.$$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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



$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 12,7 \cdot 100/35 = 36,3.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 9,5 \cdot 100/35 = 27,1.$$

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

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

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 36,3 + 27,1 = 63,4\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ 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, $P_{дiл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дiл}$ , 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	51,7	6,2	20,9	27,0	13,3	12,7	36,3	
	A-2	АС-150/24	0,162	0,413	88,0	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	47,3	20,2	21,0	10	6,2	9,5	27,1	
	A-3	АС-95/16	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	30	12,0	27,6	78,9	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	14	8,7	9,5	27,1	
2	A-1	АС-95/16	0,198	0,420	88,0	17,4	37,0	17	7,1	16,0	45,7	
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	47,3	14,5	20,5	10	6,2	7,8	22,3	
	A-3	АС-95/16	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	30	12,0	27,6	78,9	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	14	8,7	9,5	27,1	

## 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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 17 / 0,923 = 18,4.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 18,4 = 12,9.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТДНС-16000/35](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (18,4 - 16) \cdot 100 / 16 = 15,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном},$

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{ноділ}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{III}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	17	7,1	18,4	12,9	35	10
2	10	6,2	11,8	8,3	35	6
3	30	12,0	32,3	22,6	35	10
4	14	8,7	16,5	11,6	35	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, $\Delta S_L$ , %	
1	ТРДНС-25000/35	25	36,75/6,3	9,5	115	18	0,55	385	0,25	5,1	125	±8×	1,5	%	-26,4
2	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10,0	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	±8×	1,5	%	-26,3
3	ТРДНС-32000/35	32	36,75/10,5	11,5	145	25	0,5	430	0,19	4,8	144	±8×	1,5	%	0,9
4	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10,0	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	±8×	1,5	%	3,1

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (17,0^2 + 8,1^2)^{0,5} = 18,8.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (18,8/35)^2 \cdot 6,2/1 = 0,82,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

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

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

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,82 \cdot 5550 = 9929 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 0,036. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 115,0 \cdot 10^{-3} \cdot (18,4/25,0)^2 = 0,031 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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	17,0	8,1	18,8	35	1	6,2	1,789	10,26	9929	56960
	A-2	10,0	5,2	11,3	35	1	14,3	1,491		8275	
	1-2	0,0	1,0	1,0	35	1	20,2	0,016		89	
	A-3	30	12,0	32,3	35	2	13,7	5,834		32379	
	A-4	14	8,7	16,5	35	2	10,2	1,133		6288	
2	A-1	17	7,1	18,4	35	2	10,2	1,410	9,91	7826	54979
	A-2	10	6,2	11,8	35	2	26,9	1,529		8486	
	A-3	30	12,0	32,3	35	2	13,7	5,834		32379	
	A-4	14	8,7	16,5	35	2	10,2	1,133		6288	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,036 + 0,031 = 0,067. \quad (2.40)$$

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

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

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

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

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

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

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

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,036 \cdot 8760 + 0,031 \cdot 5550 = 487,4.$$

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	18,4	25,0	18,0	115,0	0,036	0,031	0,067	0,357	487,4	2440,4
2	11,8	16,0	21,0	85,0	0,042	0,023	0,065		495,6	
3	32,3	32,0	25,0	145,0	0,050	0,074	0,124		848,7	
4	16,5	16,0	21,0	85,0	0,042	0,045	0,087		617,7	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{ділмер1} + \Delta P_{тр1} = 10,26 + 0,357 = 10,62. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{ділмер4} + \Delta P_{тр4} = 9,91 + 0,357 = 10,27. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{ділмер1} + \Delta W_{тр1} = 56960,00 + 2440,4 = 59400. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{ділмер4} + \Delta W_{тр4} = 54979,00 + 2440,4 = 57419. \quad (2.47)$$

## 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  $U_H=35$  кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,23$$

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 компенсуючи пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі стороги низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 17 \cdot 0,23 = 3,9 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 7,1 - 3,9 = 3,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,4 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТДНС-16000/35](#) двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,4 = 3,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((3,2 - 3,2) / 3,2) \cdot 100\% = 0,0\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 7,1 - 3,2 = 4,8 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВАр	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$ , МВА
1	17	7,1	0,28	4,8	2,3	17 +j 4,8
2	10	6,2		2,8	3,4	10 +j 2,8
3	30	12,0		8,4	3,6	30 +j 8,4
4	14	8,7		3,9	4,8	14 +j 3,9



## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

#### 4.1. Режим максимального навантаження

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

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

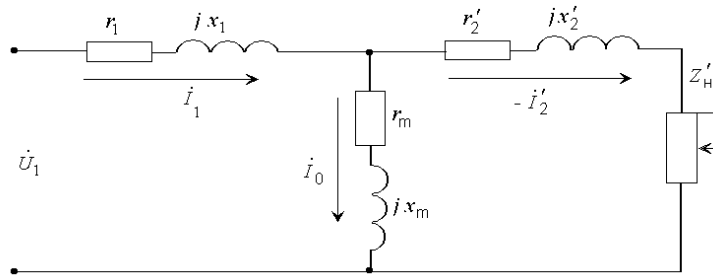


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

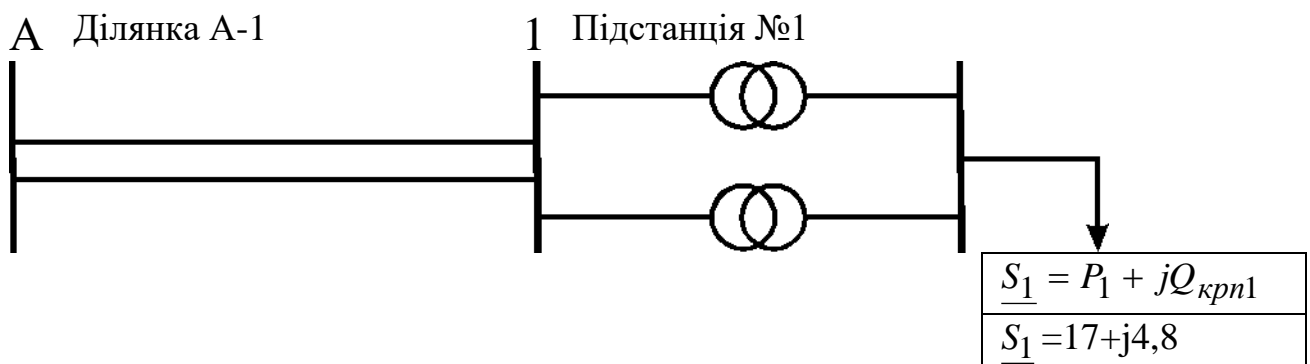


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

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

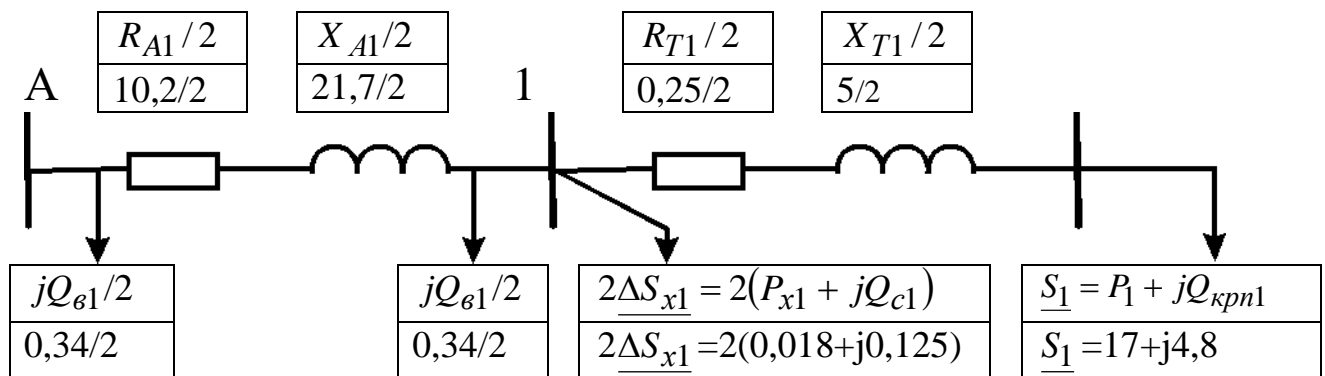


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{кп}$  - реактивна потужність на виході вузла навантаження, 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

$$\Delta P_{T1} = ((17^2 + 4,8^2)/35^2) \cdot 0,25/2 = 0,03 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((17^2 + 4,8^2)/35^2) \cdot 5/2 = 0,64.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 17 + 0,03 = 17,06.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 4,8 + 0,64 = 5,44.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (17,06 + j5,44).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 17,06 + 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 17,10.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 5,44 + 2 \cdot 125,0 \cdot 10^{-3} = 5,69.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (17,10 + j5,69).$$

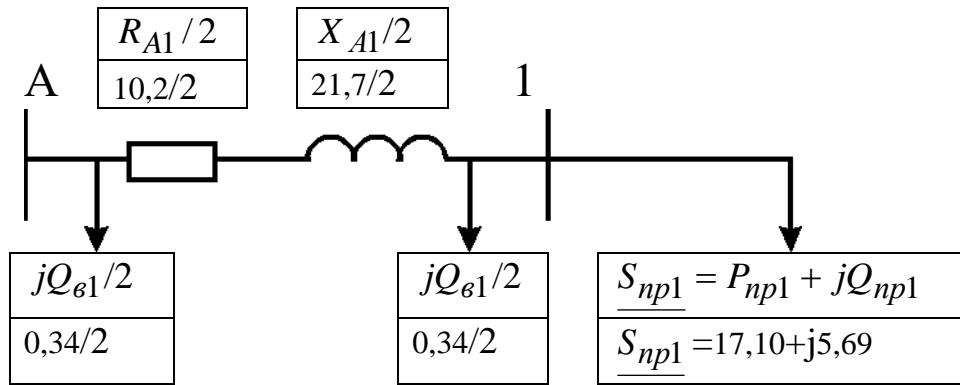


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 5,69 - 0,34 / 2 = 5,52.$$

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,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (17,10 + j5,52).$$

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

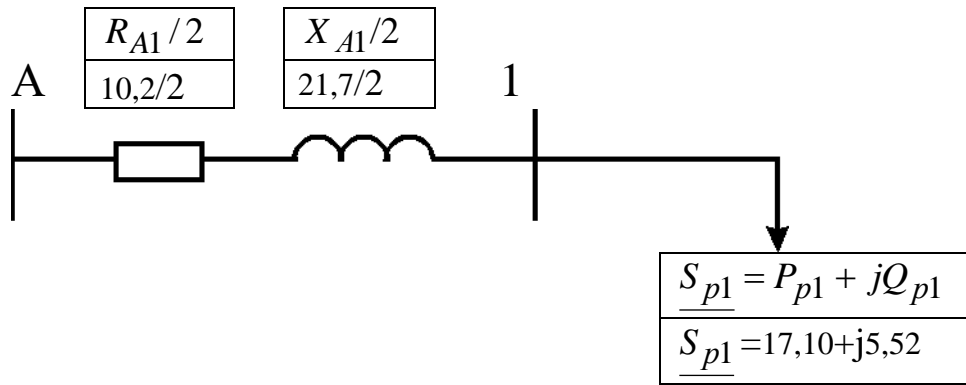


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 17,10 + j5,52 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((17,10^2 + 5,52^2) / 35^2) \cdot (6,2/2) = 0,82, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((17,10^2 + 5,52^2) / 35^2) \cdot (20,9/2) = 1,34, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 17,10 + j0,82 = 17,97 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1} = 5,52 + j1,34 = 8,29 \quad (4.25)$$

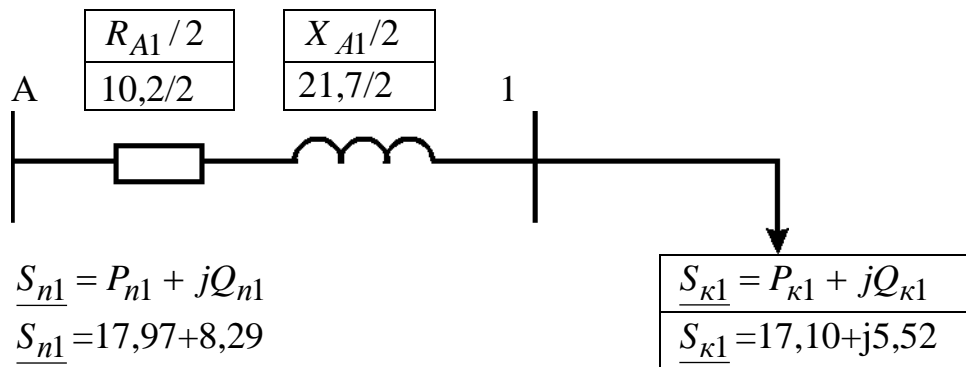


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

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)	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	5	8	5	8
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,018	0,021	0,025	0,021
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,125	0,088	0,144	0,088
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	17	10	30	14
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	4,8	2,8	8,4	3,9
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,06	0,04	0,15	0,08
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	0,64	0,35	1,98	0,69
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	17,06	10,04	30,15	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	5,44	3,15	10,38	4,59
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	17,10	10,08	30,20	14,12
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	5,69	3,33	10,67	4,77
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	0,34	0,56	0,79	0,34
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	17,10	10,08	30,20	14,12
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	5,52	3,05	10,28	4,60

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
А-1	17,10	5,52	2	10,2	21,7	1,34	2,86	18,44	8,38
А-2	10,08	3,05	2	26,9	38,2	1,22	1,73	11,30	4,78
А-3	30,20	10,28	2	13,7	46,3	5,69	19,23	35,89	29,51
А-4	14,12	4,60	2	10,2	21,7	0,92	1,95	15,04	6,55

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

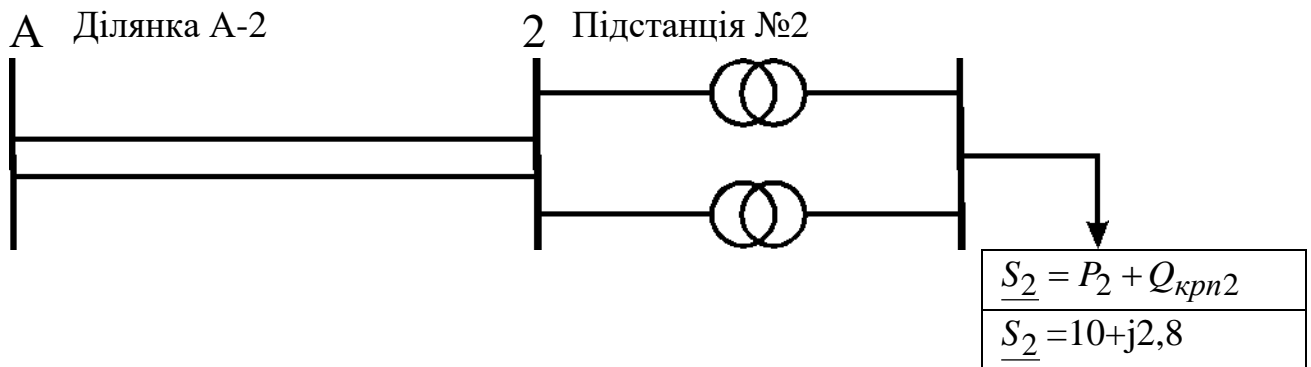


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

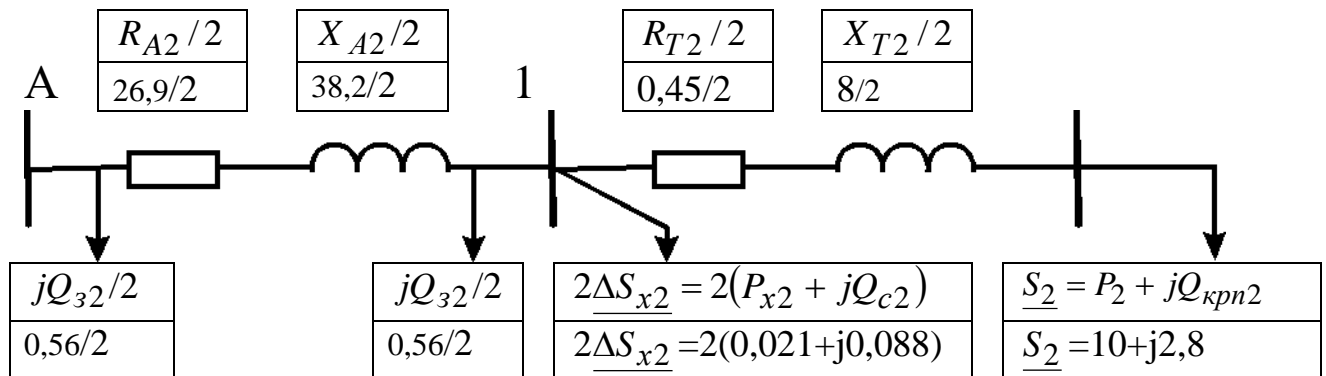


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

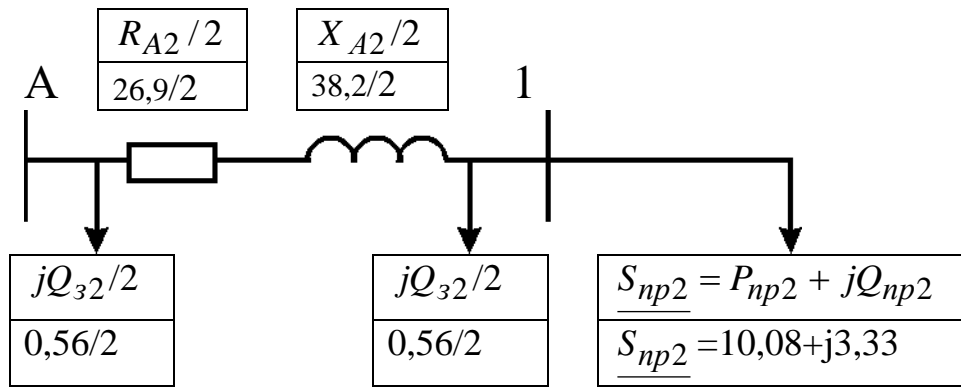


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

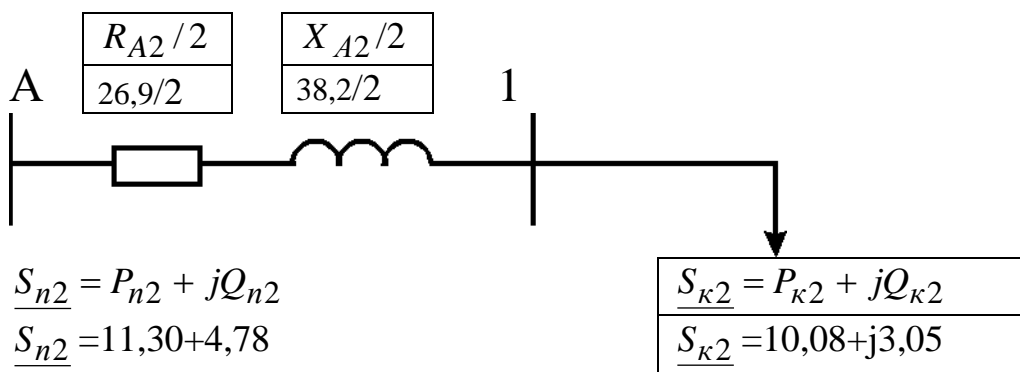


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

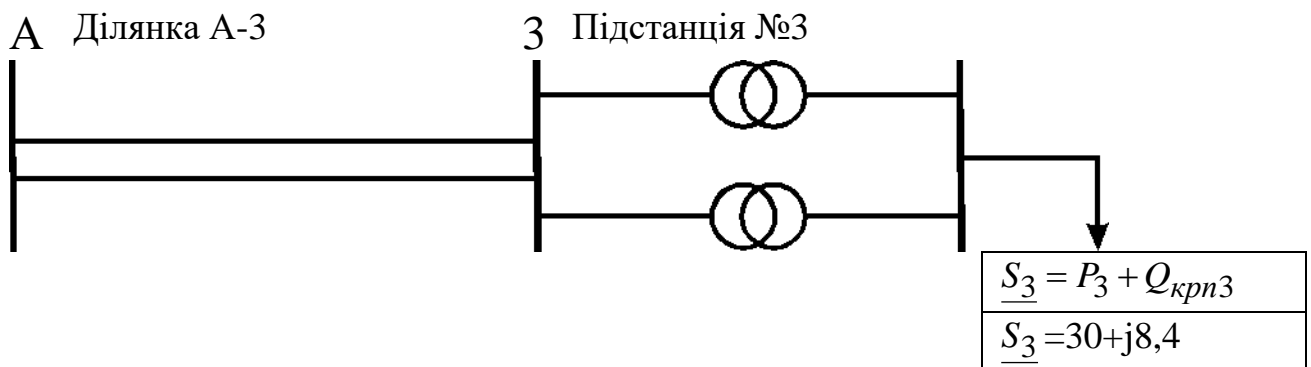


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

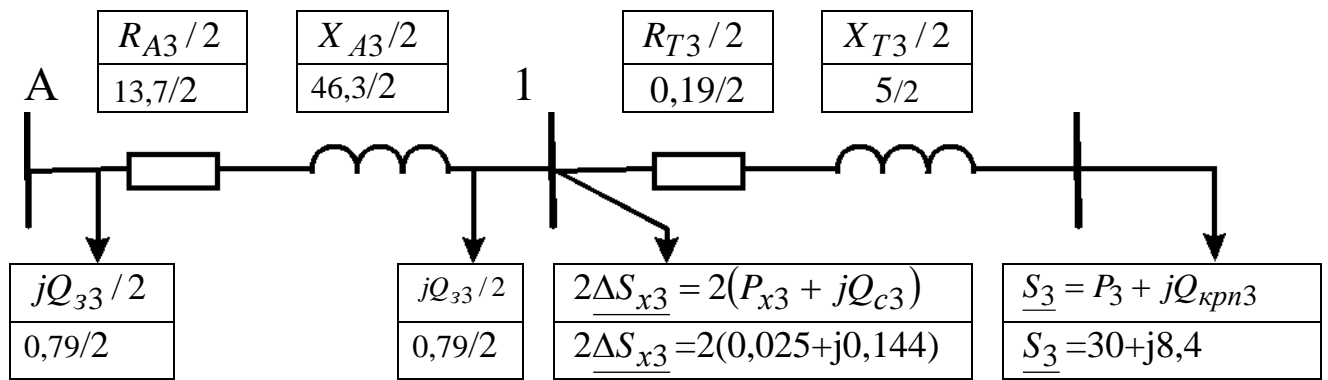


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

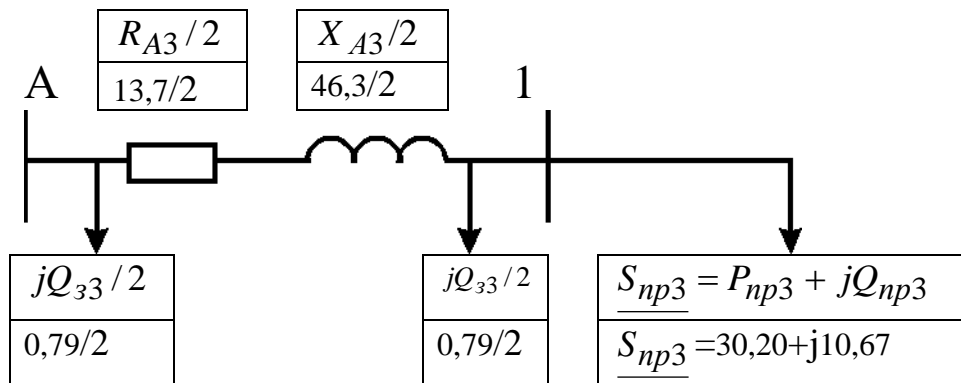


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

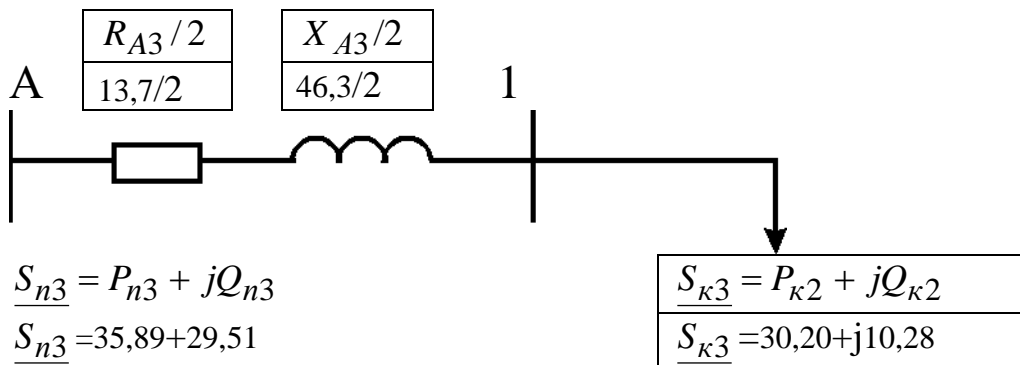


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

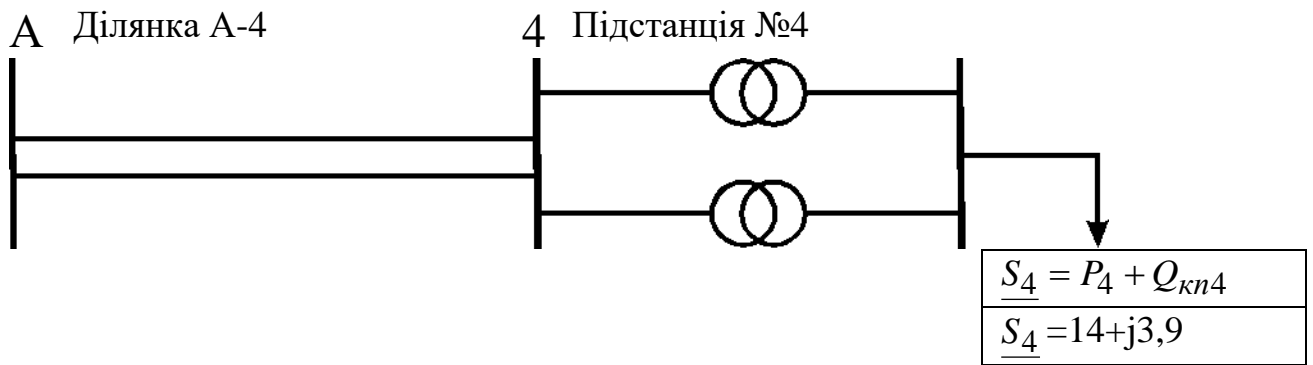


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

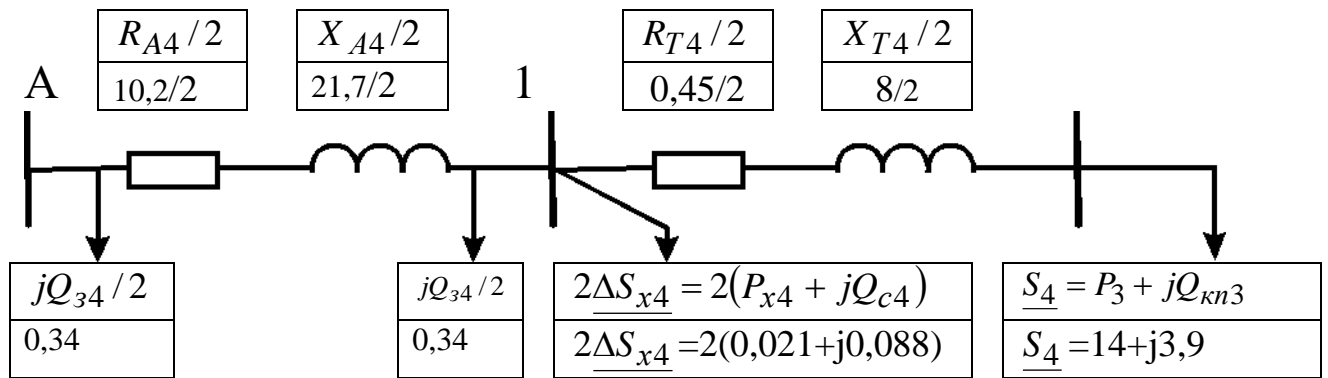


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

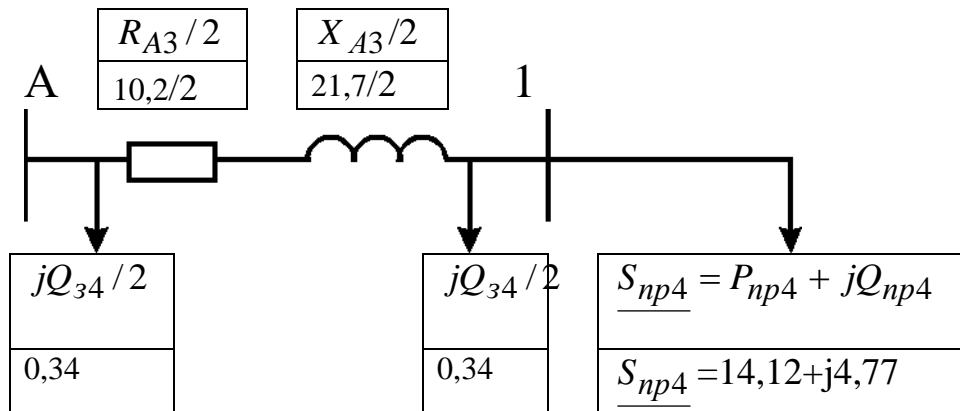


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

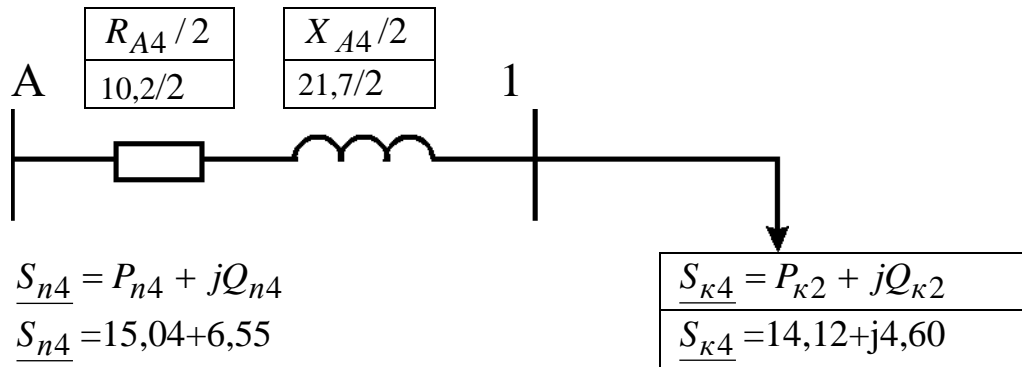


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо  $U_A = 38,5$  кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (18,44 \cdot 10,2/2 + 8,38 \cdot 21,7/2) / 38,5 = 4,80 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 38,5 - 4,80 = 33,7. \quad (4.26)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 17,06 \cdot 0,25/2 + 5,44 \cdot 5/2 / 38,5 = 0,45. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 33,7 - 0,45 = 33,30.$$

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	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, $P_L$ , МВт, (з табл. 4.2)	18,44	11,30	35,89	15,04
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	8,38	4,78	29,51	6,55
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	4,80	6,32	24,13	3,84
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	33,7	32,2	14,4	34,7
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	17,06	10,04	30,15а	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,44	3,15	10,38	4,59
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	5	8	5	8
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	0,45	0,42	0,82	0,62
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	33,3	31,8	13,6	34,1



## 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 17,10 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,34/2 = 0,17. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 5,69 - 0,17/2 = 5,60 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (17,10 + j5,60). \quad (4.32)$$

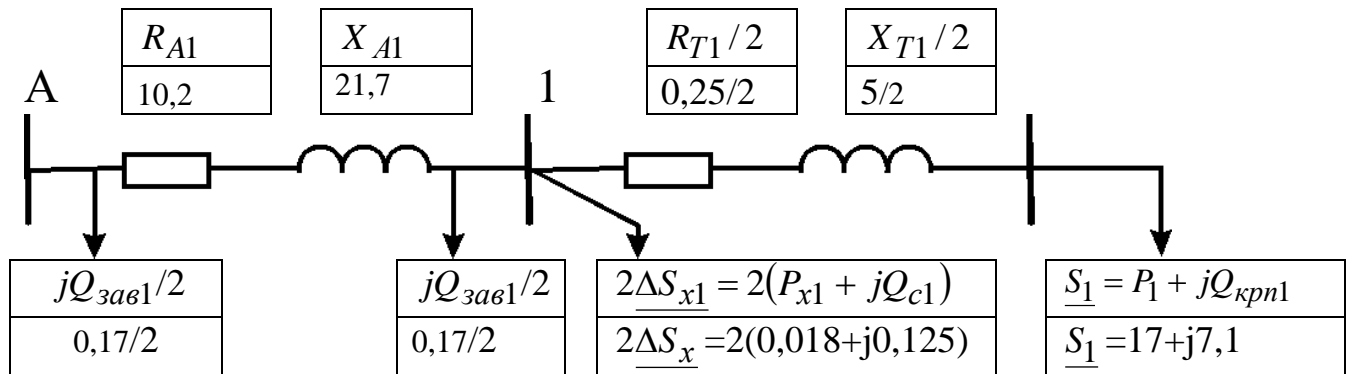


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

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

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	17,10	10,08	30,20	14,12
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	5,69	3,33	10,67	4,77
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	0,17	0,28	0,40	0,17
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	5,6	3,2	10,5	4,7
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
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)	2,70	2,46	11,43	1,84
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	5,74	3,49	38,64	3,92
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	19,80	12,54	41,63	15,96
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	11,34	6,69	49,14	8,62

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	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	19,80	12,54	41,63	15,96
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	11,34	6,69	49,14	8,62
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{avAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	11,64	15,40	73,91	9,09
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{avi}$ , кВ, з форм. (4.22)	26,9	23,1	-35,4	29,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	17,06	10,04	30,15	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,44	3,15	10,38	4,59
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	5	8	5	8
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	0,45	0,42	0,82	0,62
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ	26,5	22,7	-36,2	28,8

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

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

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

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

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} = 35/10 = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 33,30/3,50 = 9,51 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (9,51 - 10,50) \cdot 100/10 = -9,9 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання  $\pm 8 \times 1,5\%$ .

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{cm1} = 1,5 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -9,9/1,5 = -6,60 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -7.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 9,51 / ((1 + (-7) \cdot 1,5) / 100) = 10,63. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,63 - 10,50) / 10,50 = 1,24 \%. \quad (5.8)$$

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)	33,30	31,80	13,60	34,10
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)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дннi}$ , кВ, (5.4)	9,51	5,45	3,89	9,74
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$ , (6.5)	-9,9	-14,2	-66,1	-7,6
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	-6,60	-9,47	-44,07	-5,07
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-7	-9	-44	-5
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,63	6,30	11,44	10,53
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	1,24	0,00	8,95	0,29
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

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

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авснi}$ , кВ, (табл. 5.5)	26,50	22,70	-36,20	28,80
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксi}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдннi}$ , кВ, (6.4)	7,57	3,89	-10,34	8,23
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{авi}\%$ , (6.5)	-29,3	-40,2	-208,4	-22,7
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст i}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австi}$ , (6.6)	-19,53	-26,80	-138,93	-15,13
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австанi}$	-20	-27	-139	-15
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австнндi}$ , кВ, (6.7)	10,81	6,54	9,53	10,62
8. Відхилення напруг, $m_{авi}$ , %	2,95	3,81	-9,24	1,14
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопi}$ , %				



## РОЗДІЛ 6

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 6.1 Основні визначення і актуальність проблеми електробезпеки

Електробезпека – система організаційних і технічних заходів та засобів, що забезпечують захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електричного поля і статичної електрики (ГОСТ 12.1.009-76.ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения).

Електротравма – травма, спричинена дією на організм людини електричного струму і (або) електричної дуги (ГОСТ 12.1.009-76).

Електротравматизм – явище, що характеризується сукупністю електротравм.

Електроустановки – машини, апарати, лінії електропередач і допоміжне обладнання (разом зі спорудами і приміщеннями, в яких вони розташовані), призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії та перетворення її в інші види енергії («Правила устройства электроустановок» - ПУЭ).

Виходячи з наведеного визначення, кожен окремо взятий електродвигун, комп'ютер, внутрішня електромережа в приміщенні, будь-який побутовий споживач електроенергії підпадає під поняття "електроустановка".

Електроприміщення – приміщення, або відгорожені, наприклад, сітками частини приміщень, доступні тільки для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, в яких розміщені електроустановки (ПУЭ).

Відкриті або зовнішні електроустановки – електроустановки, не захищені будівлею від атмосферного впливу (ПУЕ).

Закриті або внутрішні електроустановки – установки, захищені будівлею від атмосферного впливу (ПУЕ).

Електроустановки, захищені тільки навісами, сітковими огороженнями і т. ін., розглядаються як зовнішні.

Актуальність проблеми електробезпеки. За багаторічними статистичними даними електротравми в загальному виробничому травматизмі складають біля 1%, а в смертельному – 15% і більше. Кількісно електротравматизм в Україні, наприклад, за 1998 р. характеризується такими показниками: всього зафіксовано виробничих електротравм біля 500, у тому числі смертельних біля 150. В тому ж році загальний виробничий травматизм в Україні склав біля 50 000 випадків, у т. ч. 1350 зі смертельними наслідками. Наведені показники підтверджують дані багаторічної статистики щодо частки електротравм у загальному електротравматизмі по Україні.

Крім виробництва, електроенергія з кожним роком знаходить все більше застосування в побуті. Недотримання вимог безпеки в цьому випадку супроводжується електротравмами, щорічна кількість яких значно перевищує виробничі електротравми. Так, у тому ж 1998 р. загальна кількість електротравм зі смертельними наслідками (на виробництві і поза виробництвом) в Україні склала майже 1600, а в усьому світі, за даними міжнародних організацій, зафіксовано біля 25 000 смертельних електротравм. Таким чином, при чисельності населення України менше 1 % від світової, кількість смертельних електротравм перевищує 6% від загальносвітової.

Наведене вище свідчить про наявність в Україні серйозної проблеми з електротравматизмом. За кожною електротравмою, і особливо тяжкою, стоять трагедія особи, сім'ї, суспільства, значні матеріальні втрати і втрати трудових ресурсів, несприятливі для суспільства морально-етичні та соціально-політичні наслідки.

Досягнення позитивних змін в динаміці електротравматизму потребує удосконалення нормативної бази з питань електробезпеки, дотримання вимог безпеки при розробці електроустановок, їх спорудженні та експлуатації, підвищення рівня навчання електротехнічного персоналу, всього населення щодо розуміння небезпеки ураження електричним струмом, безпечного поводження при виконанні робіт в електроустановках та при користуванні ними.

## **6.2. Особливості електротравматизму**

Електротравми відбуваються при потраплянні людини під напругу в результаті доторкання до елементів електроустановки з різними потенціалами, чи потенціал яких відрізняється від потенціалу землі, в результаті утворення електричної дуги між елементами електроустановки безпосередньо, або між останніми і людиною, яка має контакт з землею, а також в результаті дії напруги кроку.

Електротравматизм як соціальна категорія характеризується сукупністю електротравм за певний проміжок часу, їх абсолютними і відносними показниками, розподілом за тяжкістю, галузями виробництва тощо.

Як попередньо зазначалось, електротравми в загальному виробничому травматизмі складають біля 1%, а в смертельному – біля 15-20%. Останнє свідчить про зміщення виду електротравм у бік тяжких, що є однією з особливостей електротравматизму.

Особливістю електротравматизму є також те, що на електроустановки напругою до 1 кВ припадає до 70-80% електротравм зі смертельними наслідками, а на електроустановки, напругою понад 1 кВ, - до 20-30%.

Наведений розподіл електротравм за величиною напруги електроустановок обумовлюється не тільки більшою розповсюдженістю електроустановок напругою до 1 кВ, але, більшою мірою, ще й тим, що такі

установки доступні більшому загалу працівників, які мають недостатньо чіткі уявлення щодо небезпеки електричного струму та вимог безпеки при експлуатації електроустановок.

До установок, напругою понад 1 кВ, має доступ обмежена кількість працівників, які повинні мати достатній рівень підготовки з питань електробезпеки – відповідну вимогам чинних нормативів групу з електробезпеки.

Крім зазначеного, в порівнянні з іншими видами травматизму, електротравматизму характерні такі особливості:

- людина не в змозі дистанційно, без спеціальних приладів, визначити наявність напруги, а тому дія струму, зазвичай, є раптовою, і захисна реакція організму проявляється тільки після потрапляння під напругу;

- струм, що протікає через тіло людини, діє на тканини і органи не тільки в місцях контакту зі струмовідними частинами і на шляху протікання, але й рефлекторно, як надзвичайно сильний подразник, впливає на весь організм, що може призводити до порушення функціонування життєво важливих систем організму – нервової, серцево-судинної систем, дихання, тощо;

- електротравми можливі без дотику людини до струмовідних частин – внаслідок утворення електричної дуги при пробі повітряного проміжку між струмовідними частинами, або між струмовідними частинами і людиною, чи землею;

- розслідуванню, обліку і аналізу, в основному, доступні тяжкі електротравми та електротравми зі смертельними наслідками, що негативно впливає на профілактику електротравм.

### 6.3 Дія електричного струму на організм людини

Протікання струму через тіло людини супроводжується термічним, електролітичним та біологічним ефектами.

Термічна дія струму полягає в нагріванні тканини, випаровуванні вологи, що викликає опіки, обуглювання тканин та їх розриви паровою. Тяжкість термічної дії струму залежить від величини струму, опору проходженню струму та часу проходження. За короткочасної дії струму термічна складова може бути визначальною в характері і тяжкості ураження.

Електролітична дія струму проявляється в розкладі органічної речовини (її електролізі), в тому числі і крові, що призводить до зміни їх фізико-хімічних і біохімічних властивостей. Останнє, в свою чергу, призводить до порушення біохімічних процесів у тканинах і органах, які є основою забезпечення життєдіяльності організму.

Біологічна дія струму проявляється у подразненні і збуренні живих тканин організму, в тому числі і на клітинному рівні. При цьому порушуються внутрішні біоелектричні процеси, що протікають в організмі, який нормально функціонує, і пов'язані з його життєвими функціями. Збурення, спричинене подразнюючою дією струму, може проявлятися у вигляді мимовільного непередбачуваного скорочення м'язів. Це, так звана, пряма або безпосередня збурююча дія струму на тканини, по яких він протікає. Разом із цим, збурююча дія струму на тканини може бути і не прямою, а рефлекторною – через центральну нервову систему. Механізм такої дії полягає в тому, що збурення рецепторів (периферійних органів центральної нервової системи) під дією електричного струму передається центральній нервовій системі, яка опрацьовує цю інформацію і видає команди щодо нормалізації процесів життєдіяльності у відповідних тканинах і органах. При перевантаженні інформацією (збуреннях клітин і рецепторів) центральна нервова система може видавати недоцільну, неадекватну інформації виконавчу команду.

Останнє може призвести до серйозних порушень діяльності життєво важливих органів, у тому числі серця та легенів, навіть коли ці органи не знаходяться на шляху проходження струму.

Крім зазначеного, протікання струму через організм негативно впливає на поле біопотенціалів в організмі. Зовнішній струм, взаємодіючи з біострумами, може порушити нормальний характер дії біострумів на тканини і органи людини, подавити біоструми і тим самим спричинити специфічні розлади в організмі.

## **6.4 Системи засобів і заходів щодо електробезпеки**

Виділяють три системи засобів і заходів забезпечення електробезпеки:

- система технічних засобів і заходів;
- система електрозахисних засобів;
- система організаційно-технічних заходів і засобів.

6.4.1 Система технічних засобів і заходів електробезпеки. Технічні засоби і заходи з електробезпеки реалізуються в конструкції електроустановок при їх розробці, виготовленні і монтажі відповідно до чинних нормативів. За своїми функціями технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки поділяються на дві групи:

- технічні заходи і засоби забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок;
- технічні заходи і засоби забезпечення електробезпеки при аварійних режимах роботи електроустановок.

Основні технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок включають:

- ізоляцію струмовідних частин;
- недоступність струмовідних частин;
- блокування безпеки;
- засоби орієнтації в електроустановках;

- виконання електроустановок, ізольованих від землі;
- захисне розділення електричних мереж;
- компенсацію ємнісних струмів замикання на землю;
- вирівнювання потенціалів.

Із метою підвищення рівня безпеки, залежно від призначення, умов експлуатації і конструкції, в електроустановках застосовується одночасно більшість з перерахованих технічних засобів і заходів.

Ізоляція струмовідних частин. Забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшує вірогідність потраплянь людини під напругу, замикань на землю і на корпус електроустановок, зменшує струм через людину при доторканні до неізольованих струмо-відних частин в електроустановках, що живляться від ізольованої від землі мережі за умови відсутності фаз із пошкодженою ізоляцією. ГОСТ 12.1.009-76 розрізняє ізоляцію:

- робочу – забезпечує нормальну роботу електроустановок і захист від ураження електричним струмом;
- додаткову – забезпечує захист від ураження електричним струмом на випадок пошкодження робочої ізоляції;
- подвійну – складається з робочої і додаткової;
- підсилену – поліпшена робоча ізоляція, яка забезпечує такий рівень захисту як і подвійна.

При розробці електроустановок опір ізоляції приймається в межах 1 кОм/В, якщо технічними умовами не передбачені більш жорсткі вимоги відповідно до чинних актів. З метою забезпечення працездатності електроустановок і безпечної їх експлуатації проводиться контроль стану ізоляції, який характеризується електричною міцністю ізоляції, її електричним опором і діелектричними втратами. В установках, напругою більше 1000 В, проводять всі види випробування ізоляції, а при напрузі до 1000 В – контролюється тільки електричний опір і електрична міцність. Виділяють приймально-здавальні випробування, післяремонтні

(реконструкція і капітальний ремонт) і міжремонтні в терміни, встановлені чинними нормативами залежно від типу електроустановки і умов її експлуатації. Так, опір переносних світильників, що живляться від електромережі, електрифікованого ручного інструменту, контролюється кожні 6 місяців, зварювального обладнання -кожні 12 місяців. При цьому опір ізоляції має бути не менше 0,5 МОм, а для електрифікованого інструменту – 1 МОм.

Забезпечення недоступності струмовідних частин. Статистичні дані щодо електротравматизму свідчать, що більшість електротравм пов'язані з дотиком до струмовідних частин електроустановок (близько 55%). Якщо в установках до 1000 В небезпека електротравм пов'язана, переважно, з дотиком до неізольованих струмовідних елементів електроустановок, то за напруги більше 1000 В електро-травми можливі і при дотику до ізольованих струмовідних частин. Основними заходами забезпечення недоступності струмовідних частин є застосування захисних огорожень, закритих комутаційних апаратів (пакетних вимикачів, комплектних пускових пристроїв, дистанційних електромагнітних приладів управління споживачами електроенергії тощо), розміщення неізольованих струмовідних частин на недосяжній для ненавмисного доторкання до них інструментом висоті, різного роду пристосуваннями тощо, обмеження доступу сторонніх осіб в електротехнічні приміщення.

Застосування блоків безпеки. Блоківки безпеки застосовуються в електроустановках, експлуатація яких пов'язана з періодичним доступом до огорожених струмовідних частин (випробувальні і дослідні стенди, установки для випробування ізоляції підвищеною напругою), в комутаційних апаратах, помилки в оперативних переключеннях яких можуть призвести до аварії і нещасних випадків, в рубильниках, пусковій апаратурі, автоматичних вимикачах, які працюють в умовах підвищеної небезпеки (електроустановки на плавзасобах, в гірничодобувній промисловості).



Призначення блоків безпеки: унеможливити доступ до неізольованих струмовідних частин без попереднього зняття з них напруги, попередити помилкові оперативні та керуючі дії персоналу при експлуатації електроустановок, не допустити порушення рівня електробезпеки та вибухозахисту електрообладнання без попереднього відключення його від джерела живлення. Основними видами блоків безпеки є механічні, електричні і електромагнітні.

Механічні блоківки безпеки виконуються, переважно, у вигляді механічних конструкцій (стопори, замки, пружинно-стержневі і гвинтові конструкції тощо), які не дозволяють знімати захисні огороження електроустановок, відкривати комутаційні апарати без попереднього зняття з них напруги.

Електричні блоківки забезпечують розрив мережі живлення спеціальними контактами, змонтованими на дверях огороження, розподільчих щитів і шаф, кришках і дверцятах кожухів електрообладнання. При дистанційному управлінні електроустановкою ці контакти доцільно включати в мережу управління пускового апарата послідовно з органами пуску. В такому разі подача напруги на установку органами пуску буде неможливою до замикання контактів електричних блоківок.

До одного з варіантів електричних блоківок можна віднести поблокове виконання електричних апаратів, щитів і пультів управління з застосуванням закритих штепсельних рознімів. При видаленні такого блоку з загального корпусу пульта (стійки) штепсельні розніми розмикаються, і напруга з блоку знімається автоматично.

Електромагнітні блоківки безпеки вимикачів, роз'єднувачів, заземлюючих ножів використовуються на відкритих і закритих розподільних пристроях з метою забезпечення необхідної послідовності вмикання і вимикання обладнання. Вони виконуються, переважно, у вигляді стержневих електромагнітів. Стержень електромагніта при знеструмленні його обмотки під дією пружини заходить у гніздо корпусу органа управління

електроустановки, що не дозволяє маніпулювати цим органом. При подачі напруги на обмотку електромагніта осердя останнього втягується в котушку електромагніта, що забезпечує розблокування органа управління електроустановкою і можливість необхідних маніпулювань цим органом.

Засоби орієнтації в електроустановках дають можливість персоналу чітко орієнтуватись при монтажі, виконанні ремонтних робіт і запобігають помилковим діям. До засобів орієнтації в електроустановках належать: маркування частин електрообладнання, проводів і струмопроводів (шин), бирки на проводах, кольорові рішення неізолюваних струмовідних частин, ізоляції, внутрішніх поверхонь електричних шаф і щитів керування, попереджувальні сигнали, написи, таблички, комутаційні схеми, знаки високої електричної напруги, знаки постійно попереджувальні тощо.

Попереджувальні сигнали використовують з метою забезпечення надійної інформації про перебування електрообладнання під напругою, про стан ізоляції та пристроїв захисту, про небезпечні відхилення режимів роботи від номінальних тощо. Світловою сигналізацією обладнуються в електроустановках напругою понад 1000 В комірки роз'єднувачів, масляних вимикачів, трансформаторів. У ввідних шафах комплектних трансформаторних підстанцій, незалежно від величини напруги, передбачається попереджувальна сигналізація станів "Увімкнено" і "Вимкнено".

Виконання електричних мереж, ізолюваних від землі. В мережах, ізолюваних від землі, при однофазному включенні людини під напругу і відсутності пошкодження ізоляції інших фаз, величина струму через людину визначається опором ізоляції фаз відносно землі, який, щонайменше, становить 1 Ом. Таким чином, виконання мереж, ізолюваних від землі, обмежує величину струму через людину за рахунок опору ізоляції фаз відносно землі при умові забезпечення необхідного стану ізоляції. За наявності фаз з пошкодженою ізоляцією і доторканні людини до фазного проводу з непошкодженою ізоляцією сила струму через людину значно

зростає. Тому застосування мереж, ізолюваних від землі, вимагає обов'язкового контролю опору ізоляції.

В особливо небезпечних умовах такий контроль щодо електро-травм повинен бути постійним, з автоматичним відключенням електроустановок з пошкодженою ізоляцією. Відповідно до чинних нормативів, наприклад у гірничодобувній промисловості і на торфорозробках, виконання електромереж, ізолюваних від землі з постійним на відключення контролем опору ізоляції, є обов'язковим. На промислових підприємствах, підприємствах невиробничої сфери, у сільськогосподарському виробництві, побуті застосовуються, зазвичай, мережі з глухозаземленою нейтраллю.

Захисне розділення електричних мереж. Загальний опір ізоляції проводів електричної мережі відносно землі і ємкісна складова струму замикання на землю залежать від протяжності мережі і її розгалуженості. Зі збільшенням протяжності і розгалуженості мережі ПІЗ зменшується паралельна робота ізоляторів (накопичення дефектів) і збільшується ємкість. Розділення такої протяжної мережі на окремі, електрично не зв'язані між собою частини за допомогою трансформаторів з коефіцієнтом трансформації, рівним одиниці, сприяє підвищенню опору ізоляції та зменшенню ємкості, і, як результат, призводить до підвищення рівня безпеки.

Захисне розділення електричних мереж може реалізовуватись як у межах електричних систем, так і в межах окремих підприємств. Зокрема, воно може реалізовуватись при використанні розділювальних трансформаторів як засобу підвищення електробезпеки.

Застосування малих напруг. До малих напруг належать напруги 42 В і менше змінного струму частотою 50 Гц і 110 В і менше постійного струму.

Чинні нормативні документи виділяють два діапазони малих напруг змінного струму: 12 В і 42 В. Напруга до 42 В змінного і до 110 В постійного струму застосовується в приміщеннях з підвищеною небезпекою електротравм, особливо небезпечних і поза приміщеннями для живлення ручного електрифікованого інструменту, ручних переносних ламп,

світильників місцевого освітлення з лампами розжарювання, в яких конструктивно не виключена можливість контакту сторонніх осіб зі струмовідними частинами, світильників загального освітлення з лампами розжарювання при висоті підвісу світильників меншій 2,5 м.

Напруга до 12 В змінного струму повинна застосовуватись для живлення від мережі переносних світильників в особливо небезпечних умовах щодо електротравматизму: металеві, бетонні, залізобетонні та інші ємкості, кабельні та інші енергетичні підземні комунікації, оглядові ями, вентиляційні камери, тепlopункти тощо. Для живлення таких світильників перевагу слід віддавати стаціонарним електричним мережам напругою 12 В. Розетки для підключення світильників у таких мережах конструктивно мають відрізнитися від розеток на більші діапазони напруги. За недоцільності виконання стаціонарних мереж напругою 12 В допускається застосування понижувальних трансформаторів.

Із метою забезпечення надійного захисту понижувальні трансформатори як засоби захисту повинні мати електрично не зв'язані обмотки високої і низької сторін (не типу автотрансформаторів з однією обмоткою), розділені екраном. Для захисту від переходу високої напруги на сторону низької один із виводів вторинної обмотки заземлюється через пробивний запобіжник.

Технічні заходи попередження електротравм при переході напруги на неструмовідні частини електроустановок. Поява напруги на неструмовідних частинах електроустановок пов'язана з пошкодженням ізоляції і замиканням на корпус. Основними технічними заходами щодо попередження електротравм при замиканнях на корпус є захисне заземлення, занулення, захисне відключення.

Захисне заземлення. Відповідно до ГОСТ 12.1.009-76, захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металевих неструмовідних частин електроустановок, які можуть опинитись під напругою.

Захисному заземленню підлягають:

- електроустановки напругою 380 В і більше змінного струму і 440 В і більше постійного струму незалежно від категорії приміщень (умов) щодо небезпеки електротравм;

- електроустановки напругою більше 42 В змінного струму і більше 110 В постійного струму в приміщеннях з підвищеною і особливою небезпекою електротравм, а також електроустановки поза приміщеннями;

- всі електроустановки, що експлуатуються у вибухонебезпечних зонах (з метою попередження вибухів).

Відповідно до зазначеного заземлюються:

- неструмовідні частини електричних машин, апаратів, трансформаторів;

- каркаси розподільчих щитів, шаф, щитів управління, а також їх знімні частини і частини, що відкриваються, якщо на них встановлено електрообладнання напругою більше 42 В змінного і більше 110 В постійного струму.

- металеві конструкції розподільчих пристроїв, металеві кабельні коробки й інші кабельні конструкції, металеві кабельні муфти, металеві гнучкі рукави і труби електропроводки, електричні світильники;

- металоконструкції виробничого обладнання, на якому є споживачі електроенергії;

- опори повітряних ліній електропередач тощо.

Не заземлюються неструмовідні частини електроустановок, розміщених на заземлених металоконструкціях, за умови надійного контакту між ними, за винятком електроустановок, що експлуатуються у вибухонебезпечних зонах.

Ефективність захисного заземлення залежить від опору заземлюючого пристрою проходженню струму замикання на землю.

Відповідно до чинних нормативів величина опору заземлюючого пристрою в установках напругою до 1000 В не повинна перевищувати:

- 10 Ом за сумарної потужності генераторів (трансформаторів) 100 кВА і менше;

- 4 Ом за сумарної потужності генераторів (трансформаторів) більше 100 кВА.

Опір заземлюючого пристрою електроустановок, що живляться від мережі напругою більше 1000 В, повинен бути:

- не більше 0,5 Ом в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;

- в мережах, ізольованих від землі, не більше визначеного з виразу 125113.3. і приймається розрахунковим, але не більше 10 Ом.

Занулення. Відповідно до ГОСТ 12.1.009-76, занулення в загальному розумінні – це навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих неструмовідних частин, які можуть опинитись під напругою в результаті пошкодження ізоляції.

Занулення в електроустановках – це навмисне з'єднання елементів електроустановки, які не знаходяться під напругою, з глухо-заземленою нейтраллю генератора чи трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленим вводом джерела однофазного струму, з глухозаземленою середньою точкою джерела в мережах постійного струму.

## РОЗДІЛ 7

### СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

#### 7.1 Дугогасні системи комутаційних апаратів

При замиканні та при розмиканні контактів електричного апарата між ними виникає електрична дуга ((electric) arc), якщо існують відповідні умови. Такими умовами є певні рівні напруги джерела живлення (не менші за 20 ... 30 В) та струму у колі (не менше 1 А), у якому здійснюється комутація. Дуга має дуже високу температуру й здатна розтопити частини апарата, яких вона торкається.

При замиканні контактів електрична дуга виникає за рахунок автоелектронної емісії (при зближенні контактів у міжконтактному проміжку збільшується напруженість електричного поля і, коли ця напруженість перевищує електричну міцність проміжку, виникає його електричний пробій, за яким й настає дугова стадія). В електричній дузі замикання, враховуючи її малу довжину, виникає дуже великий тиск (порядку одиниць й навіть десятків атмосфер), що може привести до уповільнення руху контактів до їх замикання. Деяка частка контактного матеріалу електродів під дією дуги розтоплюється, а після замикання контактів і припинення дії дуги, розтоплений матеріал частково розбризкується, а частково твердіє і контакти зварюються. Сила зварювання, тобто сила, яка необхідна для розриву контактів, що зварилися, залежить від багатьох факторів, найсуттєвішими з

яких є значення струму дуги замикання, та властивості контактного матеріалу.

Дуга, що виникає при розмиканні контактів, є стійкою й сама не згасає, отже для забезпечення її гасіння треба створювати певні умови, застосовуючи спеціальні дугогасні пристрої (arc control devices).

Дугогасні пристрої, окрім основного призначення, а саме забезпечення розмикання електричного кола, повинні зменшувати згубну дію електричної дуги (у першу чергу, термічну, бо температура електричної дуги у деяких випадках сягає значень порядку 10 000оС), як стосовно самого апарату, так і стосовно пристроїв, розташованих поблизу цього апарату. Фото, що наведені на рис. 7.1, на якому зафіксована електрична дуга на роз'єднувачі під час аварійної ситуації в розподільному пристрої високовольтної підстанції, дозволяють скласти уявлення про масштаби згубної дії електричної дуги.

Але й надмірна потужність дугогасних пристроїв може призвести до не менш згубних наслідків, адже при великій швидкості зменшення струму  $di/dt$  падіння напруги в індуктивності кола  $L \cdot di/dt$  може перевищити припустиме значення і призвести до пробоя ізоляції обладнання. Треба зазначити, що саме наявність електричної дуги не дозволяє струму зменшуватися надмірно швидко і в цьому смислі дуга відіграє певну позитивну роль. Ще одна позитивна риса електричної дуги полягає в тому, що, в деяких умовах, особливо в мережах низької напруги, де захист мереж здійснюється швидкодіючими апаратами, час спрацьовування яких вимірюється мілісекундами, дуга, завдяки її електричному опору, може ефективно обмежувати струм короткого замикання, а відтак й обмежувати згубну дію (термічну, електродинамічну) цього струму на обладнання.





Рисунок 7.1 – Електрична дуга, яка виникла на полюсі роз'єднувача під час аварійної ситуації в розподільному пристрої високовольтної підстанції (а), згодом набуває загрозливих розмірів (б)

Результати експериментальних досліджень дозволяють стверджувати про те, що струм у дузі підтримується завдяки руху електронів від катоду до аноду, а також про існування трьох ділянок електричної дуги – двох приелектродних зон (прикатодної та прианодної), а також стовпа дуги.

Приелектродні зони мають незначну протяжність – порядку  $10^{-6}$  м, але на цій незначній відстані потенціал у залежності від матеріалу контактних електродів зростає приблизно на 10 ... 15 В (на електродах з міді значення прикатодного падіння  $U_k$  становить приблизно 13 В, а на срібних електродах – приблизно 12,5 В й практично не залежить від струму та інших факторів). Наявність прикатодного падіння пояснюють виникненням поблизу катоду об'ємного позитивного заряду внаслідок швидкої евакуації легких електронів з прикатодної області у бік аноду та малої рухливості відносно важких позитивно заряджених іонів. Прикатодна зона є визначальною для існування електричної дуги, тому що вона забезпечує емісію електронів з катоду завдяки великій концентрації енергії. Наприклад, при струмі 100 А, у

прикатодній зоні виділяється енергія з потужністю  $(10 \dots 15) \text{ В} \cdot 100 \text{ А} = (1,0 \dots 1,5) \text{ кВт}$ . Така потужність призводить до розігріву катода до температури, яка є достатньою для забезпечення термоелектронної емісії.

Наявність прианодної зони та відповідного падіння напруги  $U_a$  пояснюють виникненням об'ємного від'ємного заряду поблизу аноду внаслідок вторинної електронної емісії.

Стовп дуги становить найбільшу за розмірами частину дуги – довжина стовпа майже дорівнює довжині всієї дуги. Процеси у стовпі характеризуються динамічною рівновагою між процесами іонізації (переважно термічної) і деіонізації (рекомбінації – захоплення електрона позитивним іоном та утворення нейтрального атому). Збільшення струму призводить до збільшення діаметру стовпа дуги, тобто діаметру, у межах якого тече струм. Цей діаметр відповідає температурі приблизно  $4000^\circ\text{C}$ . Слід зазначити, що видимий діаметр дуги, який відповідає температурі приблизно  $2000^\circ\text{C}$ , є дещо більшим. Падіння напруги на стовпі  $U_c$  залежить від багатьох факторів і, в тому числі, від довжини дуги  $l_a$ . Розподіл потенціалів вздовж стовпа дуги характеризується майже постійним градієнтом  $E_c$ , значення якого залежить від багатьох факторів і, в тому числі, від умов охолодження стовпа. Градієнт стовпа дуги, яка вільно горить в атмосферному повітрі, за даними різних дослідників становить  $10 \dots 20 \text{ В/см}$ . При підвищенні тиску та при інтенсивному охолодженні дуги градієнт стовпа суттєво збільшується – до  $100 \dots 200 \text{ В/см}$  й більше.

Електричні дуги умовно поділяють на довгі та короткі. Довгі дуги мають всі належні компоненти: прикатодну та прианодну зони, стовп дуги.

Довгі дуги використовують, наприклад, у контакторах, що працюють у важких режимах комутацій. В цих апаратах дуга забезпечує відносно повільне перетворення енергії, що накопичується перед відмиканням у навантазі індуктивного характеру (електричні двигуни), на теплову енергію, завдяки чому перенапруги, що виникають при відмиканні подібних індуктивних навантаж, не перевищують безпечних для обладнання значень.

Короткі дуги (довжиною у декілька міліметрів) складаються лише з приелектродних зон та нерозвиненого стовпа довжиною декілька міліметрів. Коротка дуга не має струмообмежувальних властивостей, бо падіння напруги на такій дузі є набагато меншим за напругу мережі, але якщо використати послідовне з'єднання багатьох коротких дуг, то таке з'єднання може бути дуже ефективним засобом обмеження струму короткого замикання.

У будь-якому випадку, для усталеного горіння дуги потрібне певне значення напруги. Наприклад, якщо розтягнути дугу на 15 см, то напруга, яка буде необхідна для її підтримки, складатиметься з суми приелектродних падінь (приблизно 25 В) та падіння у стовпі ( $20 \text{ В/см} \times 15 \text{ см} \approx 300 \text{ В}$ ), що у підсумку дасть приблизно 320 В. Якщо напруга мережі буде меншою за це значення, то дуга не зможе горіти усталено й згасне. Ще один приклад. Для того, щоб дуга згасла при послідовному з'єднанні коротких дуг, при напрузі мережі  $U$  кількість послідовних дуг має перевищувати  $U / 25$  (якщо прийняти, що сума приелектродних падінь становить приблизно 25 В). Зокрема, при  $U = 220 \text{ В}$  для забезпечення надійного розмикання електричного кола кількість послідовних дуг має бути більше десяти).

Підсумовуючи наведені вище дані, можна сформулювати основні правила побудови контактних систем та дугогасних пристроїв, слідування яким забезпечує ефективне гасіння електричної дуги:

- 1) швидке розмикання контактів та подвійне розривання кола у полюсі, що забезпечує розтягування дуги та вихід її з міжконтактного проміжку;

- 2) створення умов для швидкого переміщення опорних точок дуги по поверхнях контактів, що зменшує термоелектронну емісію, завдяки якій підтримується струм у дузі;

- 3) інтенсивне охолодження стовпа дуги, що підсилює процеси деіонізації й зменшує кількість електронів у стовпі, підвищує опір дуги та сприяє її згасанню.

Вказані правила в електричних апаратах реалізують дугогасні пристрої різних конструкцій. Мабуть, першими дугогасними пристроями були так звані дугогасні роги (рис. 7.2).

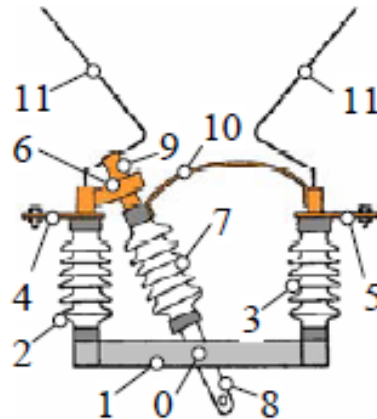


Рисунок 7.2 – Один з перших відмикачів з дугогасними рогами  
(Фойт і Гефнер, 1902 р.):

1 – металева рама; 2, 3 – нерухомі ізолятори; 4, 5 – термінали;  
6 – нерухомий контакт, з'єднаний з виводом 4; 7 – рухомий ізолятор;  
8 – важіль, що обертається навкруги вісі 0; 9 – контактний ніж; 10 – гнучке  
контактне з'єднання; 11 – дугогасні роги.

При обертанні важеля за годинниковою стрілкою контакти 9 і 6 розмикаються, між ними виникає електрична дуга, яка під дією електродинамічних сил перекидається на дугогасні роги 11, де розтягується, охолоджується й згасає.

Дугогасні роги як самостійні дугогасні пристрої застосовувалися впродовж майже трьох десятиліть на початку ХХ століття, і хоча вони дуже широко зустрічаються в сучасних апаратах, але лише у поєднанні з іншими більш ефективними засобами – решітчастими та щілинними дугогасними камерами (arc shute) – як засіб, що організує рух дуги до дугогасної камери.

Принцип побудови контактної-дугогасної системи, у якій реалізується спосіб гасіння дуги за допомогою решітчастої камери, ілюструє ескіз (за патентом М.О. Доліво-Добровольського, 1912 р.), показаний на рис. 7.3.

Цей спосіб й дотепер широко застосовується в комутаційних апаратах.

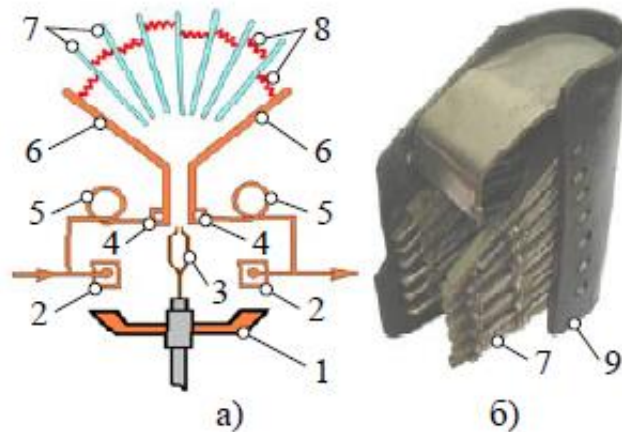


Рисунок 7.3 – Дугогасні решітки в електричних апаратах: а – відмикач М.О.

Доліво-Добровольського (1 – рухомий головний контакт; 2 – нерухомі головні контакти; 3 – рухомий дугогасний контакт; 4 – нерухомі дугогасні контакти; 5 – дугогасні котушки; 6 – роги; 7 – пластини дугогасної решітки; 8 – короткі дуги); б – решітчаста камера сучасного автоматичного відмикача (9 – газогенерувальна обойма)

В сучасних відмикачах для спрямування дуги у камеру, крім дугогасних рогів, застосовують також електродинамічні петлі різних конструкцій (рис. 7.4), які, завдяки створюваним ними електродинамічним силам, суттєво прискорюють рух дуги, завдяки чому дуга розтягується, охолоджується й швидше потрапляє у камеру.

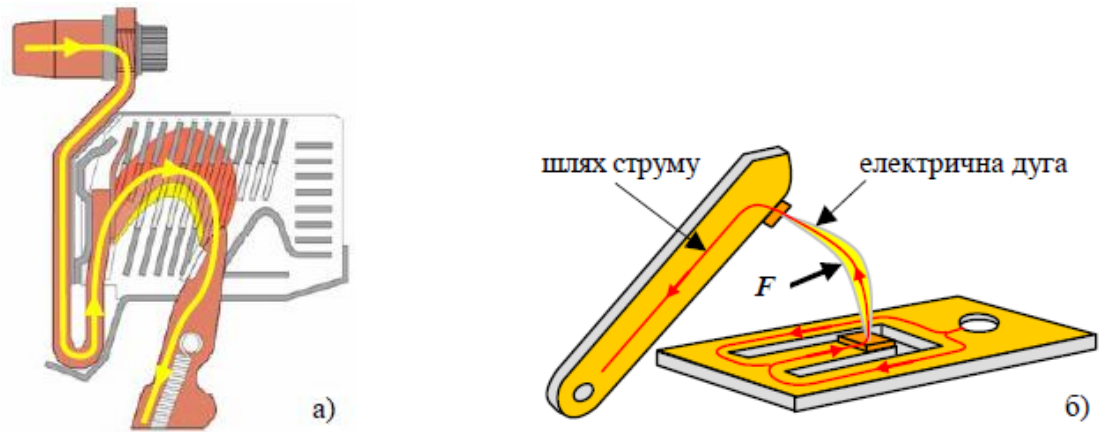


Рисунок 7.4 – Електродинамічні петлі як засіб прискорення руху дуги у камеру: а – просторова петля; б – пласка петля

Прискорення руху дуги у камеру може бути здійснено за рахунок електродинамічних сил, якщо у міжконтактному проміжку створити магнітне поле, спрямоване впоперек електричної дуги. Сукупність пристроїв, які створюють магнітне поле, завдяки якому дуга нібито видувається у камеру, називають системами магнітного дуття.

Системи магнітного дуття, які застосовують в електричних апаратах (переважно у контакторах), поділяють на системи послідовного, паралельного та незалежного дуття. Магнітне поле з індукцією  $B$  в системах послідовного (рис. 7.5-а) та паралельного (рис. 7.5-б) дуття створюється дугогасними котушками відповідно LB1 та LB2, а у системі незалежного дуття (рис. 7.5-в) – постійним магнітом А.

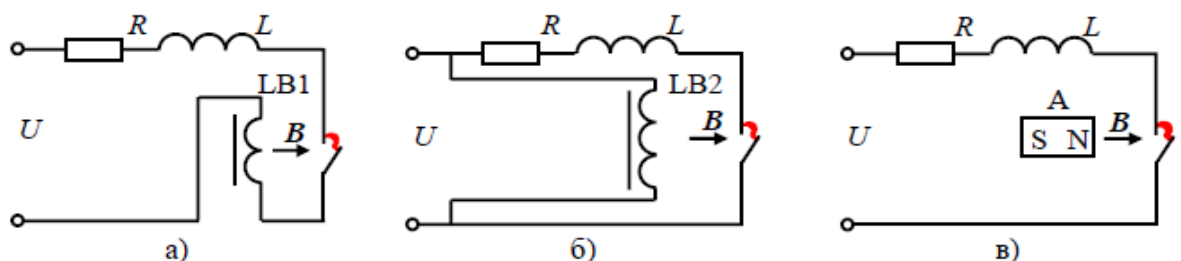


Рисунок 7.5 – Електричні схеми систем магнітного дуття:  
а – послідовне дуття; б – паралельне дуття; в – незалежне дуття

У системі послідовного дуття магнітне поле створюється котушкою LB1, яка включена послідовно з контактами та навантагою, резистивна та індуктивна складові якої мають відповідно опір  $R$  та індуктивність  $L$  (рис. 7.5-а). Магнітопровід системи магнітного дуття зазвичай є ненасиченим при струмах до робочого значення, при цьому магнітна індукція поля, створюваного дугогасною котушкою, пропорційна струму, тому сила, що діє на дугу, пропорційна квадрату значення струму. При більших значеннях струму магнітопровід системи дуття насичується, магнітна індукція перестає збільшуватися і електродинамічна сила стає пропорційною значенню струму. Таким чином, система послідовного дуття дуже ефективна в зоні робочого струму та при більших струмах  $i$ , навпаки, є вкрай неефективною при малих струмах, тому що при зменшенні струму, наприклад, у 10 разів, сила, що вивуає дугу в камеру, зменшується у 100 разів. Системи паралельного та незалежного дуття у порівнянні з системами послідовного дуття більш ефективні при малих струмах, тому що електродинамічна сила у таких системах лишається пропорційною до струму на всьому діапазоні струмів.

На рис. 7.6 показані графіки залежності часу та горіння електричної дуги у полюсі контактора постійного струму (номінальний струм – 100 А) з послідовною та паралельною системою магнітного дуття. Як бачимо, при відносно великих значеннях струму час горіння дуги майже не залежить від значення струму (при збільшенні струму дуга швидше входить у камеру, але довше згасає), а при струмах, менших за номінативне значення, час горіння дуги зростає, причому критичне значення струму (при якому час горіння дуги є найбільшим) є набагато меншим за номінативне значення і становить 10 ... 15 А.

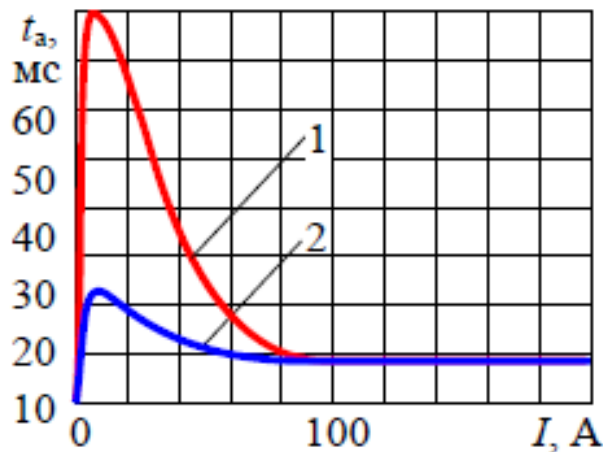


Рисунок 7.6 – Залежність від струму  $I$  часу  $t_a$  горіння електричної дуги у контакторі постійного струму з послідовною (1) та паралельною (2) системами магнітного дуття

Найбільш розповсюдженою є система послідовного дуття, конструкція якої зображена на рис. 7.7-а. Дугогасна котушка 1 або як її називають інакше – котушка магнітного дуття (blow-out coil) призначена для створення магнітного поля, яке організує рух дуги до дугогасної камери. Ця котушка (рис. 7.7-б) має невелику кількість витків (наприклад, у контактора з номінальним струмом 250 А дугогасна котушка має чотири витки), вона підключена до нерухомого контакту 2, з'єданого з дугогасним рогом (на рисунку не показаний), який потрібний не тільки для розтягування дуги, але й для захисту від неї котушки та інших частин апарата.

До системи магнітного дуття входить також магнітопровід, який складається з двох феромагнітних пластин 3 та 4, а також феромагнітного сердечника 5, на якому встановлюється дугогасна котушка. Між нерухомим та рухомим 6 контактами при їх розмиканні виникає електрична дуга 7, яка може розглядатися як провідник зі струмом  $I$ . Струм, що тече через котушку 1, створює в сердечнику 5 магнітний потік, напрям якого показано стрілкою, причому цей потік замикається через зазор між пластинами 3 та 4, створюючи в зазорі між пластинами (у зоні дуги) магнітне поле з індукцією



В. В результаті виникає електродинамічна сила  $F$ , яка розтягує дугу та виштовхує її у дугогасну камеру.

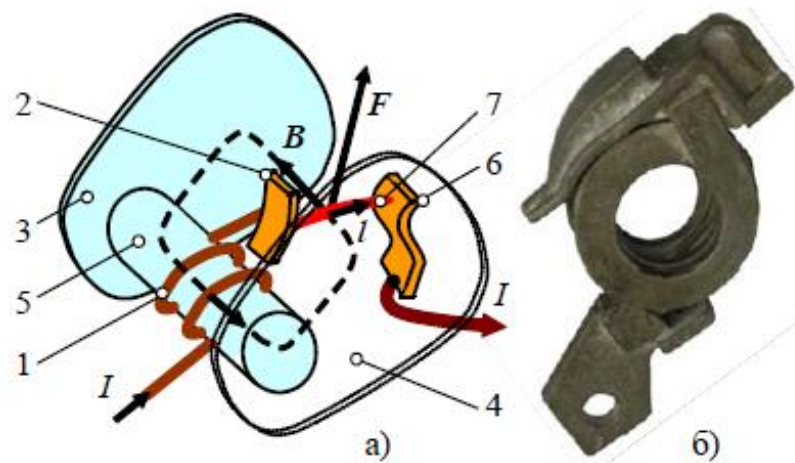


Рисунок 7.7 – Конструкція системи послідовного магнітного дуття (а) та дугогасна котушка контактора з номінальним струмом 250 А (б)

В системі послідовного дуття напрям сили не залежить від напрямку струму, оскільки при зміні напрямку струму змінюється й напрям вектору магнітної індукції, тому системи послідовного дуття можна застосовувати в апаратах як постійного так і змінного струму. Недоліками системи послідовного дуття, окрім низької ефективності при малих струмах, є також досить велика матеріаломісткість, а також втрати енергії у ввімкненому положенні контактора – дугогасна котушка споживає енергію весь час, коли струм тече через струмопровід контактора, хоча магнітне поле потрібно створювати лише при розмиканні його контактів.

Система паралельного дуття, незважаючи на більшу ефективність гасіння малих струмів, зараз майже не застосовується через незручність монтажу таких апаратів (окрім підключення головних контактів треба підключати й дугогасні котушки). Системи незалежного дуття застосовують, коли апарат працює лише при одному напрямі струму (нереверсивно), тому що при зміні напрямку струму буде змінюватися й напрям дії

електродинамічної сили, отже дуга, замість того, щоб видуватися у камеру, буде потрапляти в апарат, руйнуючи його.

Дугогасні камери, що зазвичай застосовуються в контакторах (рис. 7.8-а) називають щілинними. Щілинна камера складається з двох стулок, які виробляють з спеціальних негорючих дугостійких пластмас. Стулки охоплюють міжконтактний проміжок, у якому виникає електрична дуга. Простір між стулками навколо контактів називають порожниною, яка звужується на периферії камери й переходить у найбільш вузьку частину – щілину. Вид дугогасної камери з боку щілини та з боку порожнини показано на рис. 7.8-б та рис. 7.8-в відповідно. Оскільки щілина камери контактора орієнтована паралельно осі електричної дуги, таку камеру називають камерою з подовжньою щілиною. Щілина камери може бути прямолінійною або зигзагоподібною як у даному випадку.

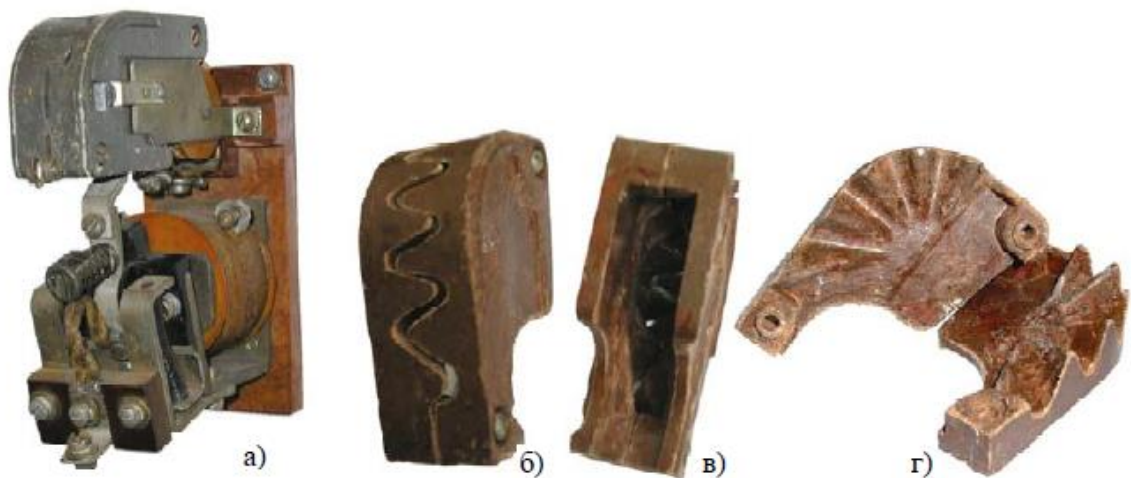


Рисунок 7.8 – Електромагнітний контактор (а) та його дугогасна камера: у зібраному стані – вид з боку щілини (б), вид з боку порожнини (в), в розібраному стані (г)

Процес дугогасіння в камері пов'язаний з охолодженням дуги у щілині. З точки зору гасіння дуги, найбільш ефективними і компактними є камери з зигзагоподібними щілинами. З іншого боку, камери з зигзагоподібними щілинами є найменш зносостійкими, тому їх застосовують

в апаратах з малою частотою комутацій, до яких не висуваються вимоги щодо великого ресурсу роботи (зносостійкості), і навпаки, до яких висуваються жорсткі вимоги щодо габаритів і маси. Тому в контакторах, які застосовують в електротранспорті, використовують камери, щілини яких мають зигзагоподібну форму.

Менш ефективними й компактними, але більш зносостійкими є камери з прямолінійними щілинами, які, у свою чергу, умовно поділяють на камери з вузькими та широкими подовжніми щілинами. Якщо ширина щілини є меншою за діаметр дуги при робочому струмі, таку щілину вважають вузькою, а якщо ширина щілини є більшою за діаметр, її вважають широкою. Камери з широкими щілинами є найбільш зносостійкими, але й найбільш габаритними, тому їх застосовують у тих галузях, де зносостійкість має першочергове значення, а габарити апарата відступають на другий план. Такою галуззю є металургія (прокатне виробництво), де частота комутацій контакторів сягає 1200 на годину, а розміри прокатних цехів дозволяють розміщувати апарати з відносно великими габаритами.

Гасіння електричної дуги постійного та змінного струму здійснюється у принципово різних умовах. У колі постійного струму електрична дуга горить стійко і дугогасні пристрої мають порушити стійкий характер дуги. У колі змінного струму електрична дуга гаситься, власне, кожні півперіоду при переході струму через нуль, а після цього дуга або гасне остаточно, або виникає знов і горить, принаймні, впродовж ще одного півперіоду. В електричних апаратах постійного та змінного струму застосовують подібні дугогасні системи але, враховуючи особливості гасіння дуги змінного струму, відповідні дугогасні системи мають певні особливості. Призначення дугогасних пристроїв змінного струму полягає в тому, щоб сприяти прискоренню поновлення електричної міцності міжконтактного проміжку після переходу струму через нуль, зокрема за рахунок інтенсивного переміщення опорних точок дуги по контактних електродах.

При малих струмах (приблизно до 20 А) та резистивній навантазі достатньо одного розриву кола на відстань до 1 мм, щоб дуга не відновлювалася після переходу струму через нуль. Саме такий спосіб застосовується в електричних реле (рис. 7.9-а, б), причому дуже малі за розмірами реле (рис. 7.9-в) здатні здійснити понад 105 комутацій резистивних кіл при струмі 16 А та напрузі 250 В.

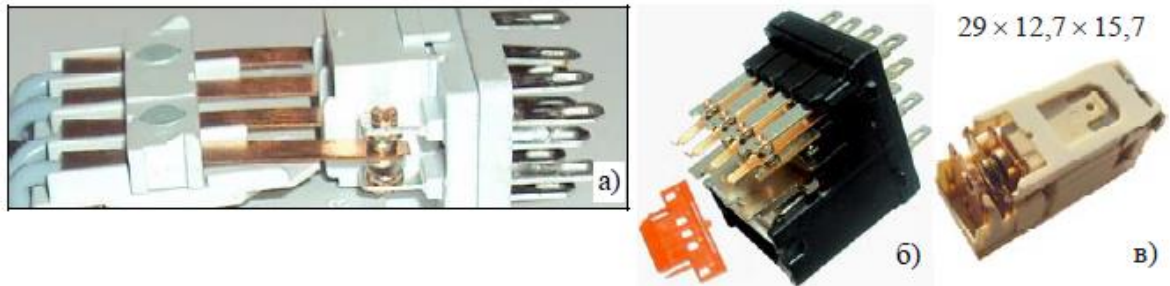


Рисунок 7.9 – Застосування контактних елементів з одним розривом кола у полюсі в реле: а – традиційна конструкція контактного елемента; б – реле у якому застосовано контактні елементи без гнучких з'єднань (8 А, 250 В, АС); в – мініатюрне реле (16 А, 250 В, АС)

Подвійний розрив кола містковим контактним елементом при відносно невеликих струмах (приблизно до 40 А) виявляється достатнім для гасіння електричної дуги без будь-яких додаткових дугогасних пристроїв навіть при комутації кіл із значною індуктивною складовою навантаги, зокрема кіл з асинхронними двигунами.

При комутації струмів понад 40 А лише подвійний розрив не забезпечує надійного дугогасіння, тому в дугогасних системах застосовують й інші пристрої, наприклад, дугогасні камери та решітки. При цьому розміри дугогасних пристроїв змінного струму є набагато меншими за розміри таких самих пристроїв, що застосовуються в апаратах постійного струму. На рис. 7.10-а зображено контактор змінного струму на 400 А, 380 В, категорія застосування АС-3 (прямий пуск асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором та його відмикання, коли він обертається) зі знятою камерою, яка у

перегорнутому стані розташована поруч з контактором. Конструкція нерухомого контакту даного контактора показана на рис. 7.10-б. Його струмопідвід 1 має С-подібну форму, завдяки чому опорні точки дуги, під дією електродинамічної сили, що виникає в струмопроводі, швидко переміщуються з контактних накладок 2 на виступи 3, які виконують роль дугогасних рогів і спрямовують дугу у решітку, змонтовану безпосередньо в камері (на рис. 7.10-а добре видно, що кожна решітка складається лише з чотирьох пластин – цього виявляється цілком достатньо, щоб згасити дугу зі струмом 400 А.

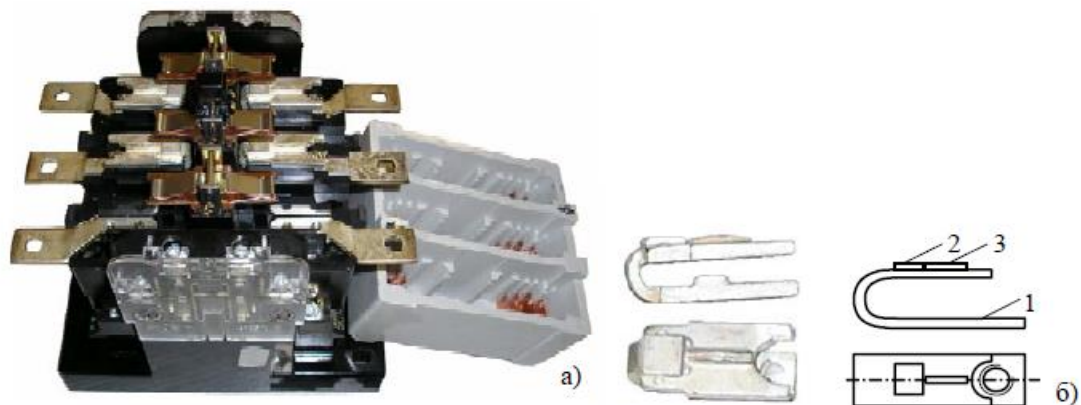


Рисунок 7.10 – Контактор змінного струму з номінальним струмом 400 А:  
а – загальний вигляд зі знятою камерою; б – конструкція контактного вузла нерухомого контакту (фото та ескіз)

Контактор змінного струму на 400 А для більш важкої категорії застосування – АС-4 (прямий пуск асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором та відмикання його у загальмованому стані), має набагато більші розміри, причому для гасіння такої дуги необхідно застосовувати ще й магнітне дуття.

Принцип гасіння дуги у вакуумі виявляється дуже ефективним для комутаційних апаратів змінного струму завдяки тому, що при переході струму через нуль пари металу, які власне й утворюють вакуумну дугу, внаслідок наявності тиску у дузі, швидко розсіюються з міжконтактного

проміжку, електрична міцність якого після цього стрімко зростає, випереджаючи зростання напруги, яка поновлюється на контактах. Відтак, дуга у вакуумі зазвичай згасає при першому ж переході струму через нуль.

Вакуумний переривник (vacuum interrupter), зображений на рис. 7.11, монтується у керамічному кільцеподібному корпусі 7, на торцях якого закріплюються два фланці – упорний 2 та прохідний 11. На упорному фланці закріплено стрижень 4 з нерухомим контактом 5 у нижній частині та виводом 1 для приєднання зовнішнього кола у верхній частині. Рухомий контакт 6 розташований у верхній частині рухомого стрижню 10, який проходить через отвір прохідного фланцю 11 й закінчується виводом 15 з гвинтом 16 для приєднання зовнішнього кола. Для забезпечення переміщення рухомого контакту у напрямній втулці 14 без порушення вакууму у порожнині переривника, де тиск становить  $10^{-5} \dots 10^{-7}$  мм.рт.ст., застосовують металеву гофровану трубку – сільфон 13.

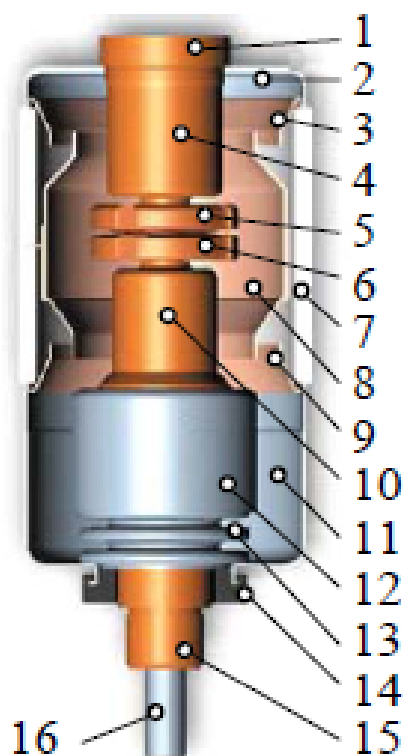


Рисунок 7.11 – Вакуумний переривник

При розмиканні контактів 5 та 6 між ними з'являється електрична дуга, яка утворюється завдяки виділенню парів з контактних електродів.

При переході струму через нуль температура електродів  $i$ , відповідно, приплив парів у міжконтактний проміжок зменшується, пари металів, які були до того у міжконтактному проміжку, розсіюються у радіальному напрямі  $i$ , оскільки швидкість зростання електричної міцності проміжку є дуже великою (порядку  $1 \dots 10$  кВ/мкс), після переходу струму через нуль дуга знов не виникає. Таким чином, при частоті мережі 50 Гц, час горіння вакуумної дуги не перевищує 10 мс.

Для перешкодження осадженню парів металів на поверхні корпусу при розсіюванні парів у радіальному напрямі при згасанні дуги застосовують спеціальний металевий екран 8 й додаткові екрани 3 та 9, розташовані відповідно на упорному та прохідному фланцях. Екран 12 захищає сільфон, перешкоджаючи потраплянню на нього парів металу.

Особливістю вакуумних переривників є те, що у вільному стані контакти в них є замкненими, завдяки різниці тиску всередині та ззовні корпусу. Розімкнений стан контактів у вакуумних апаратах забезпечується дією або повертальних пружин, або бістабільних поляризованих актуаторів.

Суттєвою перевагою вакуумних апаратів є їх дуже висока комутаційна зносостійкість (порядку  $10^6$  циклів), яка забезпечується завдяки тому, що енергія у вакуумній дузі набагато менша за енергію дуги у традиційних апаратах, оскільки час горіння вакуумної дуги не перевищує 10 мс, а напруга на дузі сумірна з приелектродними падіннями і становить  $10 \dots 20$  В (в апаратах середньої напруги – до 100 В, що набагато менше падіння на дузі у відповідних апаратах з елегазовими та масляними камерами). Інші переваги вакуумних апаратів пов'язані з відносно малими габаритами цих апаратів, а також з ізолюванням дуги від навколишнього середовища.

Недоліками вакуумних апаратів є їх відносно велика вартість, а також неспроможність здійснювати комутацію постійного струму. Суттєвим недоліком вакуумних апаратів є наявність ефекту зрізу струму (круте

спадання струму при його підході до нуля), що призводить до виникнення комутаційних перенапруг. Для зменшення значення струму зрізу  $i$ , відповідно, комутаційних перенапруг, застосовують спеціальні контактні матеріали (стопи міді з хромом, металокерамічні композиції тощо), пари яких підтримують горіння дуги майже до природного переходу струму через нуль. У деяких випадках для зменшення перенапруг застосовують варисторні обмежувачі імпульсних виплесків, які підключають у розподільних пристроях безпосередньо між терміналом вакуумного комутаційного апарата, до якого приєднується фідерний кабель, та терміналом уземлення.



## ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту був проведений розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 71 МВт.

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

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

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

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

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

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
- 4.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

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

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

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

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

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



Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

