

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**в.о. завідувача кафедри ЕІ**

доц. Руднев Є. С.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2024 року

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

Литвинову Іллі Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

електричної мережі сумарною активною потужністю 188 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 " 13 " 05 2024 року

№ 191/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 10.06.2024

**3. Вихідні данні до проекту.**

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

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	82	153	76	189	129	168	131	269	125	224

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

### 3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (МВт) та $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$
	$T_M$	57	0,798	48	0,840	38	0,981	45	0,919

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	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		
7	ОХОРОНА ПРАЦІ		
8	Графічна частина		
9	Оформлення проекту		
10	Захист проекту		

**Студент**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**Литвинов І.О.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

**Керівник проекту**

\_\_\_\_\_ ( підпис )

**РоманченкоЮ.А.**

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 114 стор., 36 рис., 22 табл., 12 бібл. найм.

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

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

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	81
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	102
ВИСНОВКИ.....	113
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	114
ДОДАТОК А.....	116

## 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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 57 / 0,798 = 71,4. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (71,4^2 - 57^2)^{0,5} = 43,0. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	57	+j	43,0	Машинобудування	10	II
2	48	+j	31,0	Легка промисловість	6	I
3	38	+j	7,5	Машинобудування	10	I
4	45	+j	19,3	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 57 + 48 + 38 + 45 = 188,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 43,0 + 31,0 + 7,5 + 19,3 = 100,80. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (188,00^2 + 100,80^2)^{0,5} = 213,32. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 188,00 + 0,02 \cdot 213,32 = 9,91. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 100,80 + 0,1 \cdot 213,32 = 26,37. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 188,00 + 9,91 = 188,51. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 100,80 + 26,37 = 122,13. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (188,51^2 + 122,13^2)^{0,5} = 224,61. \quad (1.10)$$

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

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

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

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

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

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

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

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	57	76	4332	189	10773	41	2337
2	48	129	6192	168	8064	43	2064
3	38	131	4978	269	10222	64	2432
4	45	125	5625	224	10080	21	945
Разом	188,00	-	21127	-	39139	-	7778

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 21127/188,00 = 112 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 39139/188,00 = 208 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	82	153
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	76	189
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	129	168
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	131	269
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	125	224
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	112	208

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.

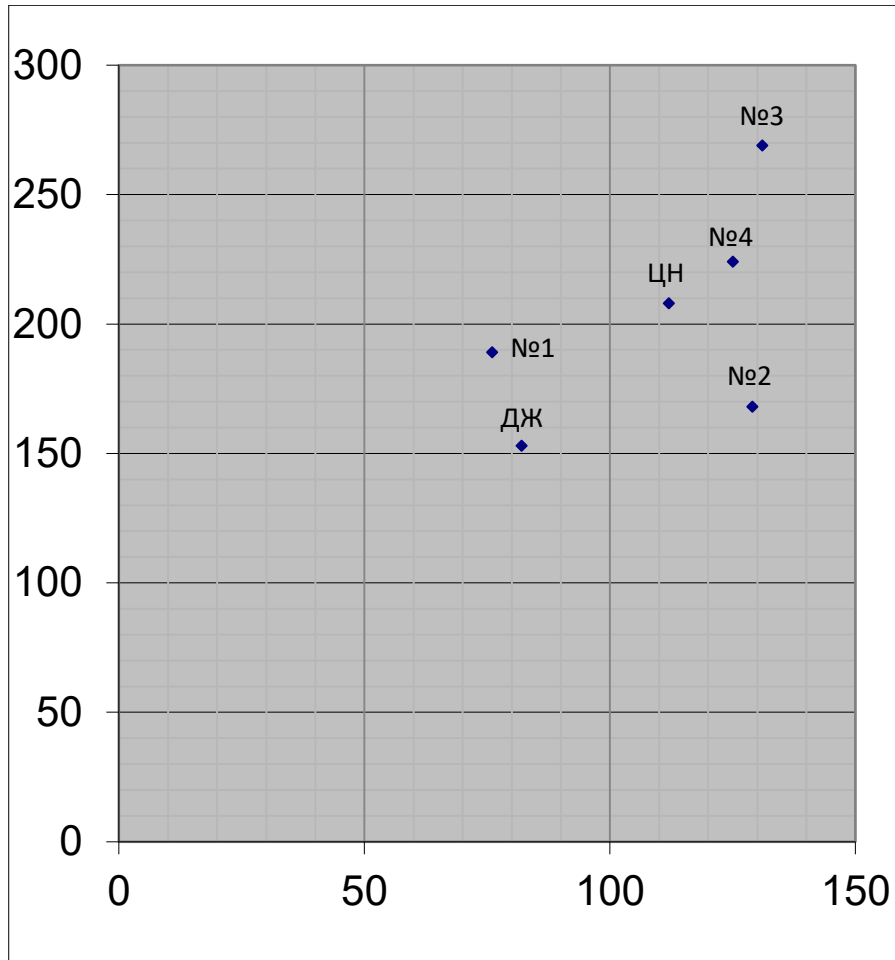


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((82-112)^2 + (153-208)^2)^{0.5} = 63. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((76-112)^2 + (189-208)^2)^{0.5} = 41. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7778/188,00 = 41. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 63/41 = 1,54, \quad (1.18)$$

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.

Розраховуємо 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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(82-76)^2 + (153-189)^2]^{0,5} \cdot 1 = 36 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
36	49	126	83	57	97	60	101	56	45



## **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 безперервне 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.

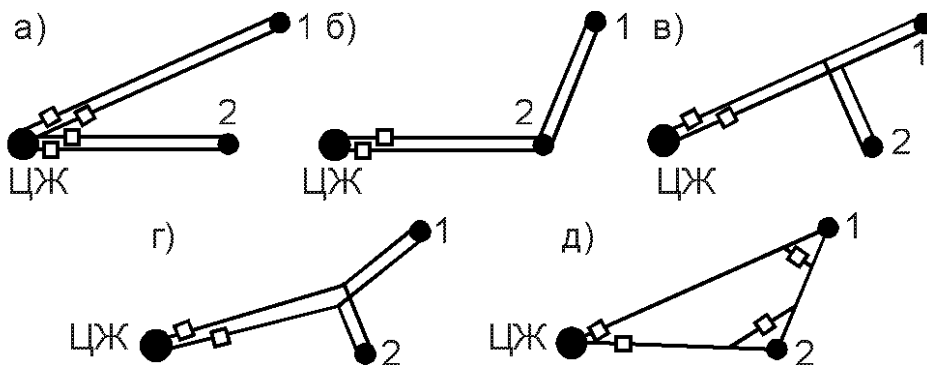


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 36 = 39,6.$$

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

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

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

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

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

де  $n_B$  – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

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

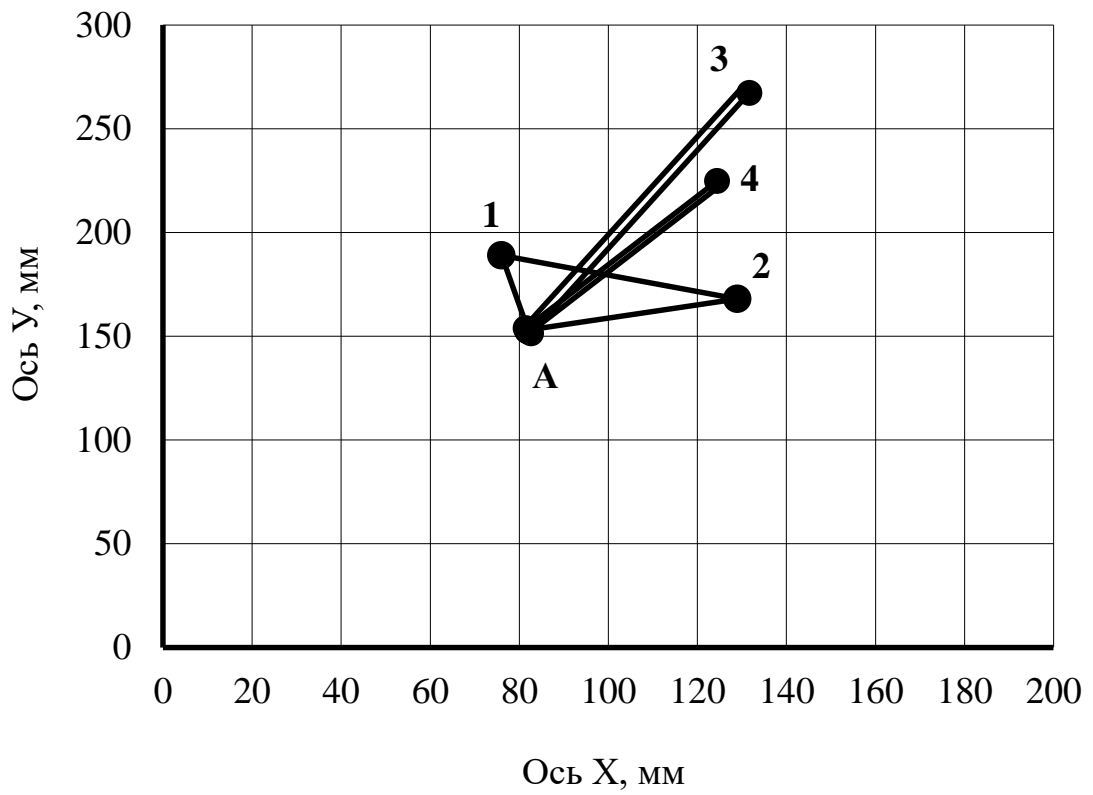


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

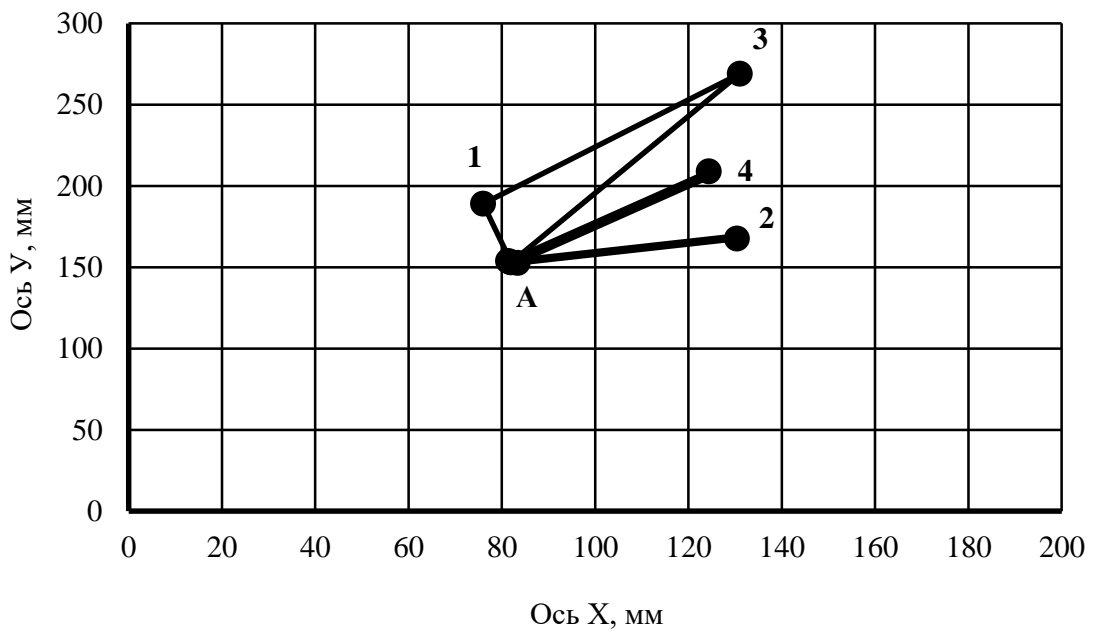


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

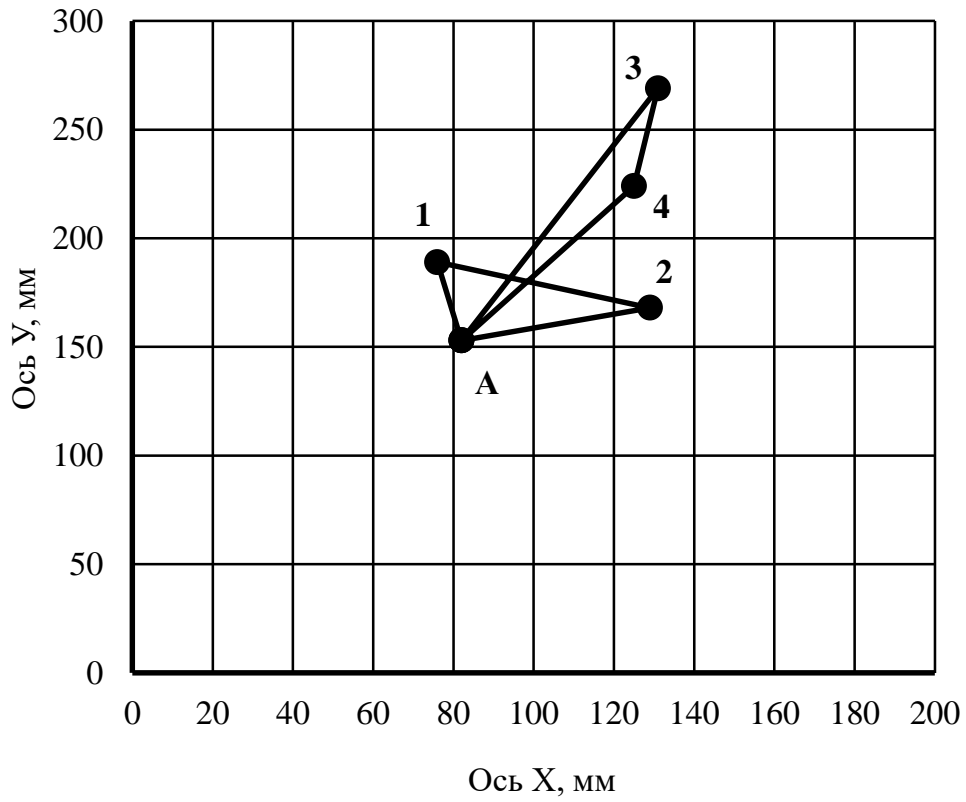


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

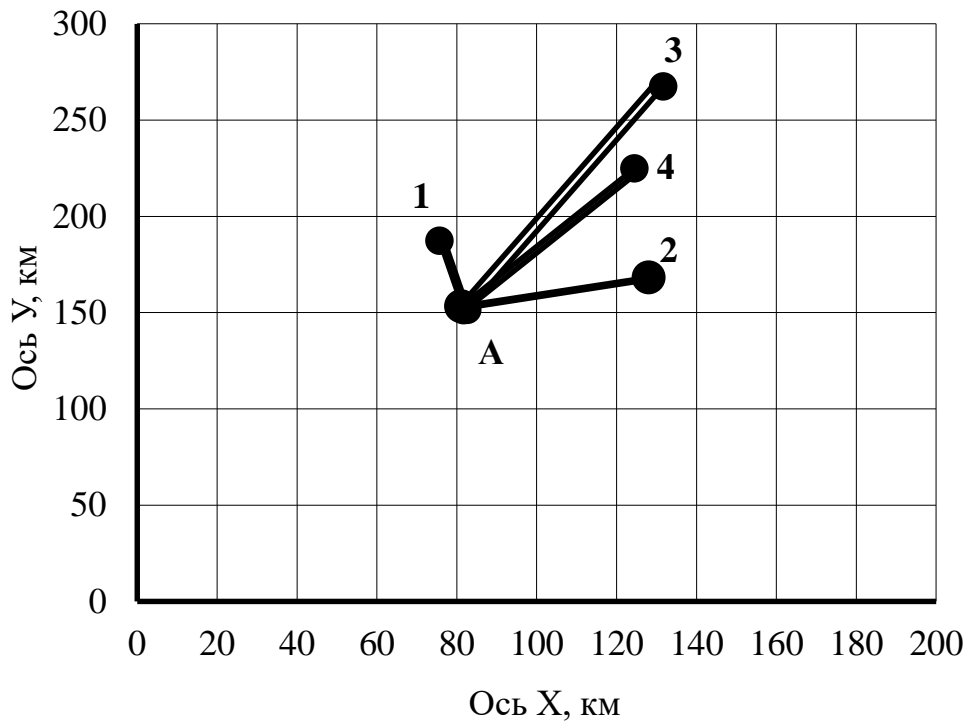


Рисунок 1. – Варіант “Г”

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	36	39,6	39,6	524,1	16	572,1
	1-2	1	57	62,7	62,7			
	A-2	1	49	53,9	53,9			
	A-3	1,6	126	138,6	221,8			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			
“б”	A-1	1	36	39,6	39,6	517,2	16	565,2
	A-3	1	126	138,6	138,6			
	1-3	1	97	106,7	106,7			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			
	A-2	1,6	49	53,9	86,2			
“в”	A-1	1	36	39,6	39,6	435,6	16	483,6
	1-2	1	57	62,7	62,7			
	A-2	1	49	53,9	53,9			
	A-3	1	126	138,6	138,6			
	3-4	1	45	49,5	49,5			
	A-4	1	83	91,3	91,3			
“г”	A-1	1,6	36	39,6	63,4	517,5	16	565,5
	A-2	1,6	49	53,9	86,2			
	A-3	1,6	126	138,6	221,8			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			

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

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

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

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

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

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

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

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

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



Для розімкненої 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 замкненої 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.

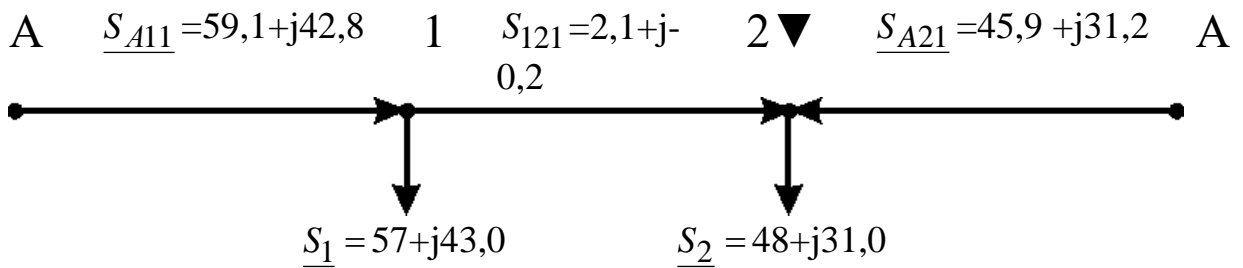


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (57 \cdot (62,7 + 53,9) + 48 \cdot 53,9) / \\ &/(39,6 + 62,7 + 53,9) = 59,1 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + Q_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \frac{(43,0 \cdot (62,7 + 53,9) + 31,0 \cdot 53,9)}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 42,8. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (59,1 + j42,8). \quad (2.6)$$

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

$$\begin{aligned} S_{A21} &= \frac{S_1 \cdot l_{\text{дiл}A1} + S_2 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\text{дiл}A1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\text{дiл}A1} + P_2 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\text{дiл}A1} + Q_2 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\text{дiл}A1} + P_2 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \frac{(57 \cdot 39,6 + 48 \cdot (62,7 + 39,6))}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 45,9, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\text{дiл}A1} + Q_2 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A1})}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \frac{(43,0 \cdot 39,6 + 31,0 \cdot (62,7 + 39,6))}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 31,2, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (45,9 + j31,2) \quad (2.10)$$

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,

$$P_{A11} + P_{A21} = 59,1 + 45,9 = 105,0. \quad P_1 + P_2 = 57 + 48 = 105,0.$$

(2.15)

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 42,8 + 31,2 = 74,0. \quad Q_1 + Q_2 = 43,0 + 31,0 = 74,0 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 59,1 - 57 = 2,1. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 42,8 - 43,0 = -0,2. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (2,1 + j-0,2). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 38 + j7,5$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 45 + j19,3,$$

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

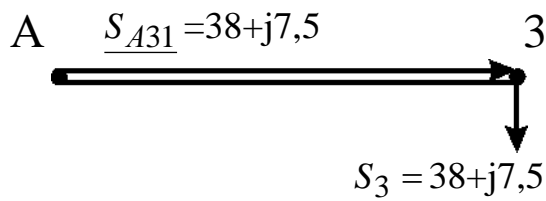


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

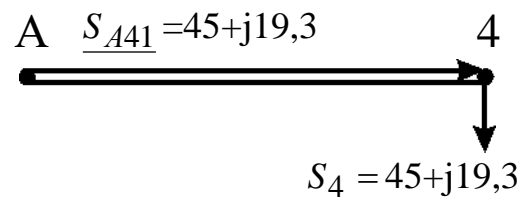


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 57 + j43,0;$$

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

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

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 48 + j31,0;$$

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

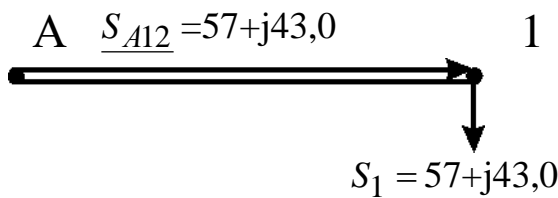


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1(варіант мережі 2)

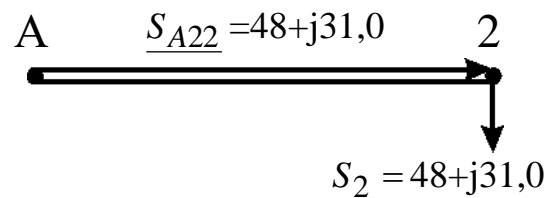


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

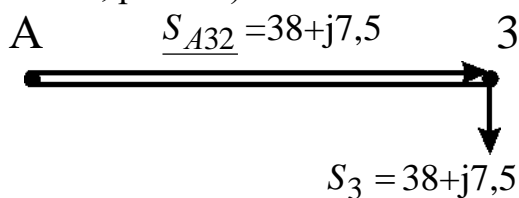


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

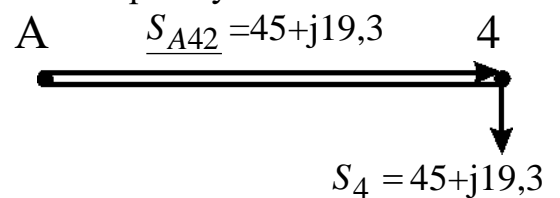


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{dil}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ndil}$ кВ
1	A-1	39,6	59,1	1	136	110
	A-2	53,9	45,9	1	122	110
	1-2	62,7	2,1	1	43	110
	A-3	138,6	38	2	39	110
	A-4	91,3	45	2	91	110
2	A-1	39,6	57	2	92	110
	A-2	53,9	48	2	97	110
	A-3	138,6	38	2	91	110
	A-4	91,3	45	2	91	110

## 2.2. Розрахунок перерізів проводів

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

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

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

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

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

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

$U_n$  - номінальна напруга на ділянці, кВ;

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

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (59,1^2 + 42,8^2)^{1/2} = 73,0$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 73,0 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 383,6;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 8280$  год/рік (вихідні данні проекту)

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

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



$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 383,6/1 = 384$$

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	59,1	42,8	73,0	110	1	383,6	384	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	45,9	31,2	55,5	110	1	291,6	292	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	1-2	2,1	-0,2	2,1	110	1	11,0	11	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	38	7,5	38,7	110	2	101,7	102	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	45	19,3	49,0	110	2	128,7	129	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	57	43,0	71,4	110	2	187,6	188	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	48	31,0	57,1	110	2	150,0	150	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	A-3	38	7,5	38,7	110	2	101,7	102	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	45	19,3	49,0	110	2	128,7	129	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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 57 + 48 = 105,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 43,0 + 31,0 = 74,0.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (105,0^2 + 74,0^2)^{0,5} = 128,5.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 128,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 675 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 675 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	105,0	74,0	128,5	110	1	675	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	605
	1-2	48	31,0	57,1	110	1	300	265
	А-3	38	7,5	38,7	110	2	102	390
	А-4	45	19,3	49,0	110	2	129	450
2	А-1	57	43,0	71,4	110	2	188	605
	А-2	48	31,0	57,1	110	2	150	510
	А-3	38	7,5	38,7	110	2	102	390
	А-4	45	19,3	49,0	110	2	129	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  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

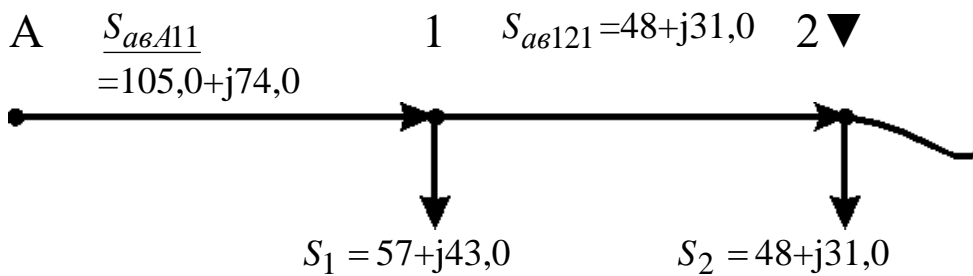


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

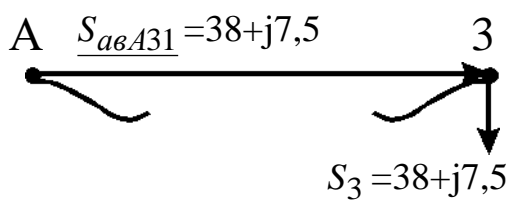


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

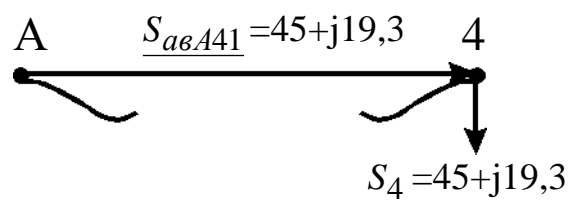


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

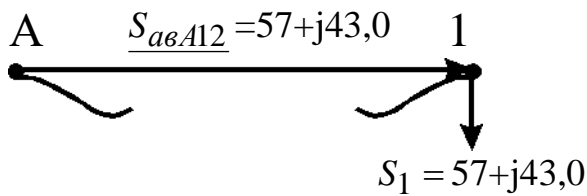


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

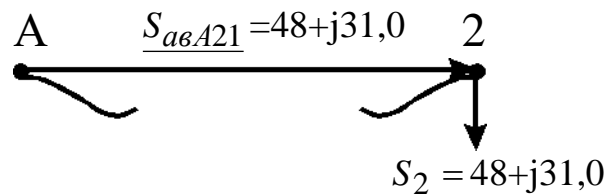


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

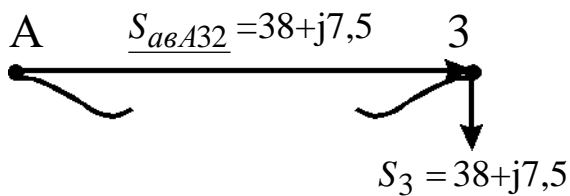


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

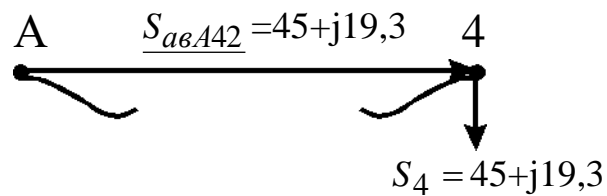


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 39,6 = 4,8. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 39,6 = 16,0. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 39,6 \cdot 1 = 1,35, \quad (2.28)$$

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, $Q_{вi}$ , МВАр
1	А-1	1	0,120	0,405	39,6	4,8	16,0	2,81	1,35
	А-2	1	0,120	0,405	53,9	6,5	21,8	2,81	1,83
	1-2	1	0,428	0,444	138,6	59,3	61,5	2,55	4,28
	А-3	2	0,249	0,427	91,3	22,7	39,0	2,66	5,88
	А-4	2	0,198	0,420	39,6	7,8	16,6	2,70	2,59
2	А-1	2	0,120	0,405	39,6	4,8	16,0	2,81	2,69
	А-2	2	0,162	0,413	53,9	8,7	22,3	2,75	3,59
	А-3	2	0,249	0,427	91,3	22,7	39,0	2,66	5,88
	А-4	2	0,198	0,420	39,6	7,8	16,6	2,70	2,59

## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 16,0/1 = 16,0.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (105,0 \cdot 4,8 + 74,0 \cdot 16,0) / 110 = 15,3.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 59,3/1 = 59,3.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 16,0/1 = 16,0.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (48 \cdot 59,3 + 31,0 \cdot 16,0) / 110 = 43,2.$$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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



$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 15,3 \cdot 100 / 110 = 13,9.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 43,2 \cdot 100 / 110 = 39,3.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 13,9 + 39,3 = 53,2\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)	
1	A-1	АС-185/29	0,120	0,405	39,6	4,8	16,0	105,0	74,0	15,3	13,9	
	A-2	АС-150/24	0,120	0,405	53,9	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	138,6	59,3	61,5	48	31,0	43,2	39,3	
	A-3	АС-95/16	0,249	0,427	91,3	22,7	39,0	38	7,5	10,5	9,5	
	A-4	АС-95/16	0,198	0,420	39,6	7,8	16,6	45	19,3	6,1	5,5	
2	A-1	АС-70/11	0,120	0,405	53,9	6,5	21,8	57	43,0	11,9	10,8	
	A-2	АС-240/32	0,162	0,413	138,6	22,5	57,2	48	31,0	25,9	23,5	
	A-3	АС-95/16	0,249	0,427	91,3	22,7	39,0	38	7,5	10,5	9,5	
	A-4	АС-95/16	0,198	0,420	39,6	7,8	16,6	45	19,3	6,1	5,5	

## 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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 57 / 0,798 = 71,4.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 71,4 = 50,0.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДЦН-63000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 63 \text{ МВА.}$$

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (71,4 - 63) \cdot 100 / 63 = 13,3 \% \leq 40\%.$$

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	57	43,0	71,4	50,0	110	10
2	48	31,0	57,1	40,0	110	6
3	38	7,5	38,7	27,1	110	10
4	45	19,3	49,0	34,3	110	10

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, $S_n$ , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання $U_k$ , %	Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт	Втрати холостого ходу, $P_x$ , кВт	Струм холостого ходу, $I_x$ , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом	Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі, $\Delta S_T$ , %
1	ТРДЦН-63000/110	63	115/6,3	10,5	260	59	0,6	680	0,87	22	378	$\pm 9 \times$	1,78	%	13,3
2	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	42,8
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-3,2
4	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	22,5

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (59,1^2 + 42,8^2)^{0,5} = 73,0.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (73,0/110)^2 \cdot 4,8/1 = 0,72,$$

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,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8280/10000)^2 \cdot 8760 = 7939. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,72 \cdot 7939 = 16783 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 59,0 \cdot 10^{-3} = 0,118. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{\kappa 1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 260,0 \cdot 10^{-3} \cdot (71,4/63,0)^2 = 0,167 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де  $P_{\kappa 1}$  - 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	59,1	42,8	73,0	110	1	4,8	2,114	5,97	16783	47396
	A-2	45,9	31,2	55,5	110	1	6,5	1,655		13139	
	1-2	2,1	-0,2	2,1	110	1	59,3	0,022		175	
	A-3	38	7,5	38,7	110	2	22,7	1,405		11154	
	A-4	45	19,3	49,0	110	2	7,8	0,774		6145	
2	A-1	57	43,0	71,4	110	2	4,8	1,011	4,36	8026	34630
	A-2	48	31,0	57,1	110	2	8,7	1,172		9305	
	A-3	38	7,5	38,7	110	2	22,7	1,405		11154	
	A-4	45	19,3	49,0	110	2	7,8	0,774		6145	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,118 + 0,167 = 0,285. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8280/10000)^2 \cdot 8760 = 7939, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 8280 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,118 \cdot 8760 + 0,167 \cdot 7939 = 2359,5.$$

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	71,4	63,0	59,0	260,0	0,118	0,167	0,285	0,886	2359,5	7308,2
2	57,1	40,0	36,0	172,0	0,072	0,175	0,247		2020,0	
3	38,7	40,0	36,0	172,0	0,072	0,081	0,153		1273,8	
4	49,0	40,0	36,0	172,0	0,072	0,129	0,201		1654,9	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дільмер1} + \Delta P_{тр1} = 5,97 + 0,886 = 6,86. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дільмер4} + \Delta P_{тр4} = 4,36 + 0,886 = 5,25. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дільмер1} + \Delta W_{тр1} = 47396,00 + 7308,2 = 54704. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дільмер4} + \Delta W_{тр4} = 34630,00 + 7308,2 = 41938. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1. Вибір компенсаційних пристроїв

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

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

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

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

Для мережі  $U_H = 110$  кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,28$$

Для отримання економічного значення  $tg\varphi_{ек}$  в мережі, що проектується, треба установити компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів

(на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожен секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двообмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах,

встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 57 \cdot 0,28 = 16,0 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 43,0 - 16,0 = 27,0 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 1,8 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТРДЦН-63000/110](#) двох обмоточного з розщепленням вторинної обмотки (буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 4 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 16 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 16 \cdot 1,8 = 28,8 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((27,0 - 28,8) / 28,8) \cdot 100\% = -6,3\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 43,0 - 28,8 = 16,0 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$ , МВА
1	57	43,0	0,28	16,0	27,0	57 +j 16,0
2	48	31,0		13,4	17,6	48 +j 13,4
3	38	7,5		10,6	-3,1	38 +j 10,6
4	45	19,3		12,6	6,7	45 +j 12,6



## 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.

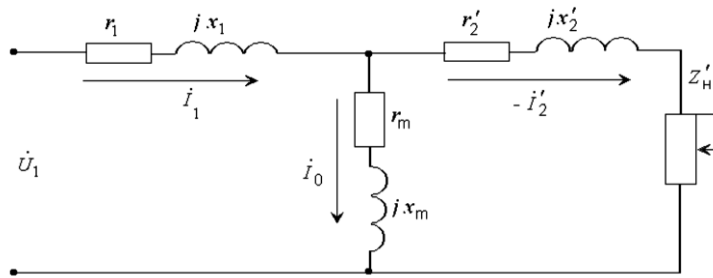


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

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

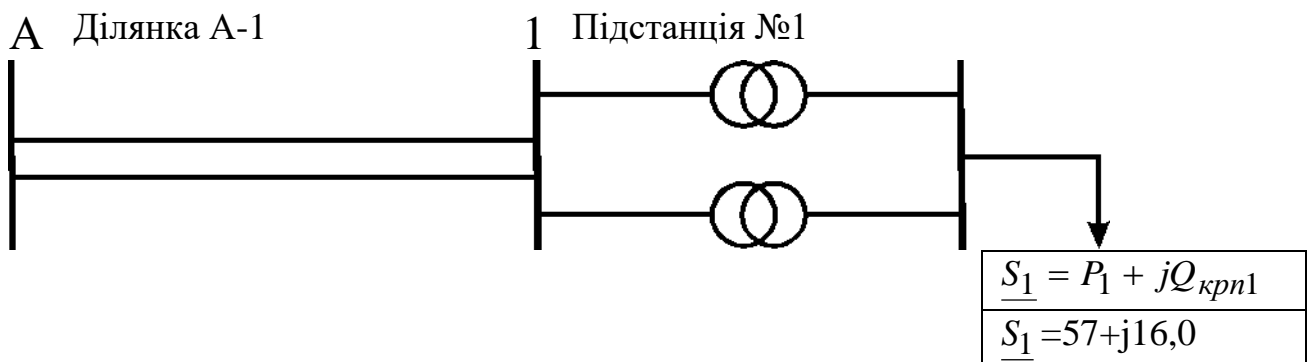


Рисунок 4.1a – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

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

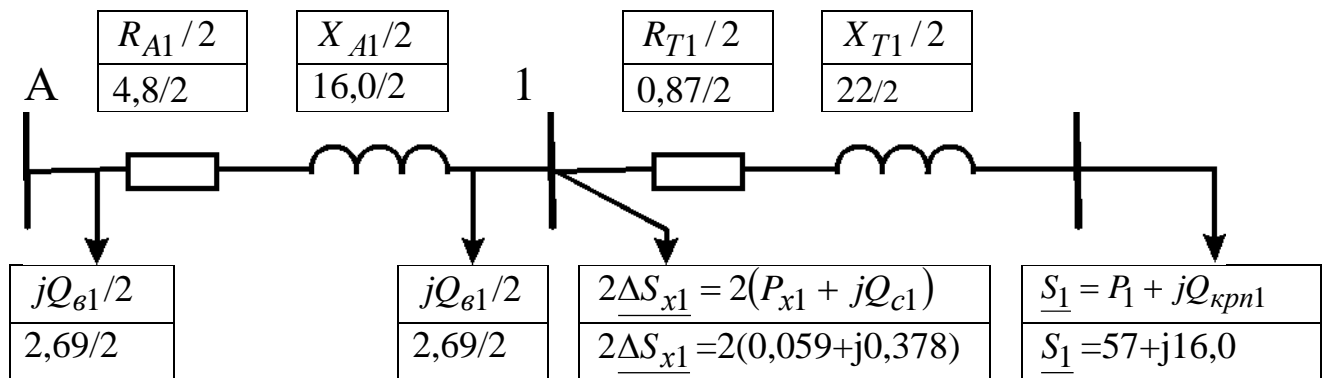


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

$$\Delta P_{T1} = ((57^2 + 16,0^2) / 110^2) \cdot 0,87 / 2 = 0,13 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((57^2 + 16,0^2) / 110^2) \cdot 22 / 2 = 3,19.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 57 + 0,13 = 57,25.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 16,0 + 3,19 = 19,19.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (57,25 + j19,19).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 57,25 + 2 \cdot 59,0 \cdot 10^{-3} = 57,37.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 19,19 + 2 \cdot 378,0 \cdot 10^{-3} = 19,95.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (57,37 + j19,95).$$

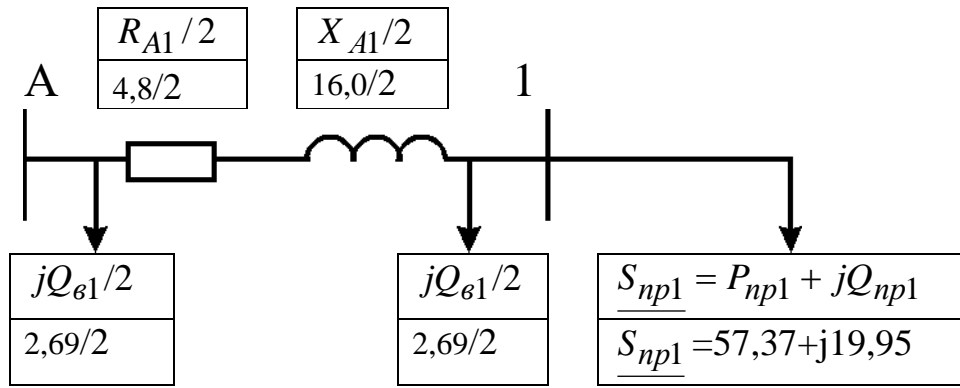


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

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

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{\epsilon 1} / 2 = 19,95 - 2,59 / 2 = 18,61.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (57,37 + j18,61).$$

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

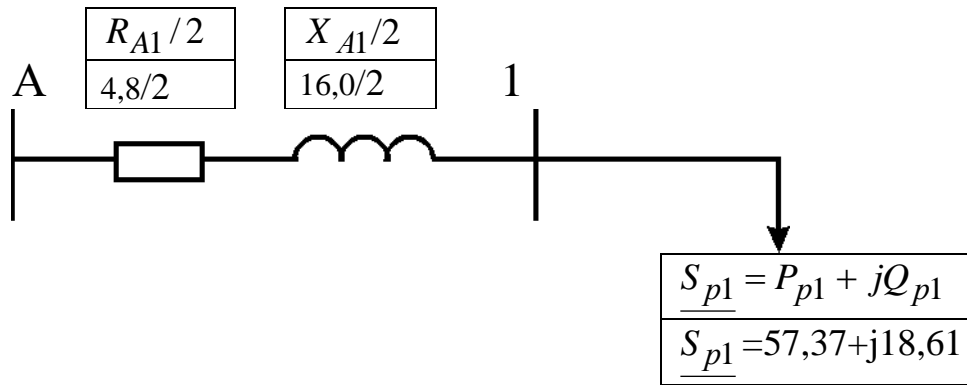


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 57,37 + j18,61 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

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

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

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

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

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

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

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((57,37^2 + 18,61^2) / 110^2) \cdot (4,8/2) = 0,72, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((57,37^2 + 18,61^2) / 110^2) \cdot (16,0 / 2) = 0,72, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 57,37 + j0,72 = 58,09 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 18,61 + j0,72 = 21,02 \quad (4.25)$$

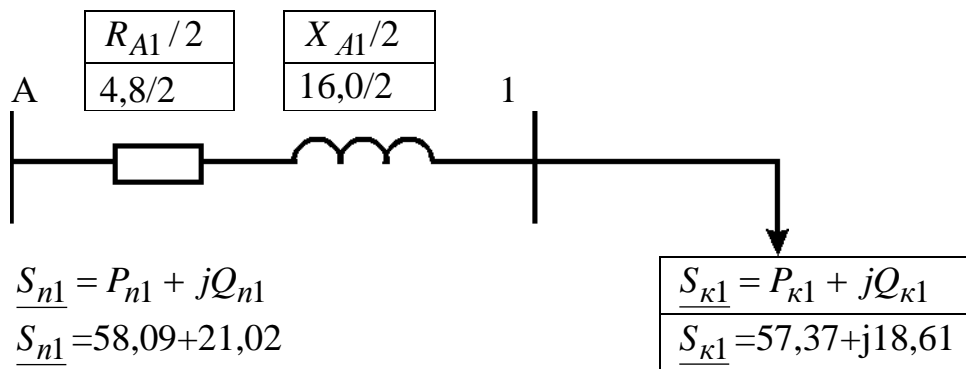


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

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)	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	22	35	35	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,059	0,036	0,036	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,378	0,260	0,260	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	57	48	38	45
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	16,0	13,4	10,6	12,6
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,25	0,29	0,18	0,26
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	3,19	3,59	2,25	3,16
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{vx}$ , МВт, (5.4)	57,25	48,29	38,18	45,26
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{vx}$ , МВАр, (5.5)	19,19	16,99	12,85	15,76
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	57,37	48,36	38,25	45,33
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	19,95	17,51	13,37	16,28
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	2,69	3,59	5,88	2,59
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	57,37	48,36	38,25	45,33
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	18,61	15,72	10,43	14,99

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
A-1	57,37	18,61	2	4,8	16,0	0,72	2,41	58,09	21,02
A-2	48,36	15,72	2	8,7	22,3	0,93	2,38	49,29	18,10
A-3	38,25	10,43	2	22,7	39,0	1,47	2,53	39,72	12,96
A-4	45,33	14,99	2	7,8	16,6	0,73	1,56	46,06	16,55

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

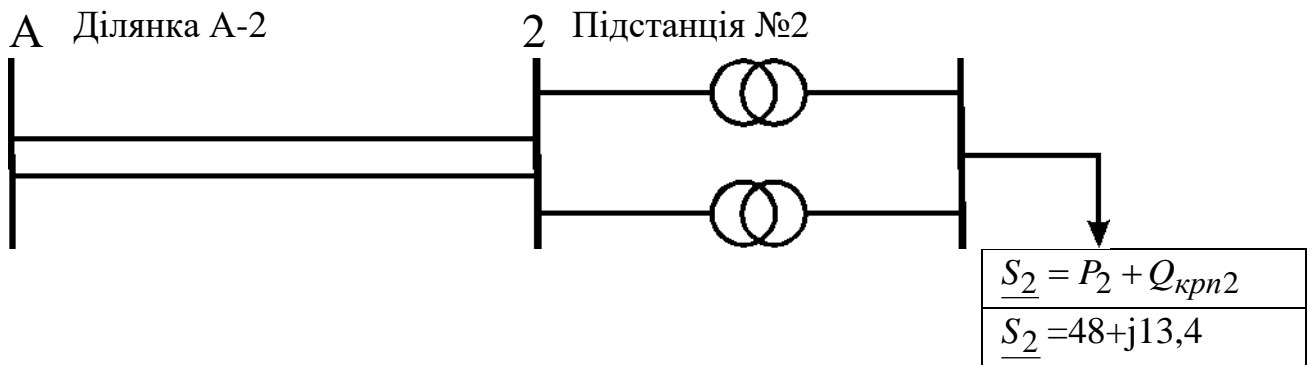


Рисунок 4.3а – Схема ділянки A-2 електричної мережі

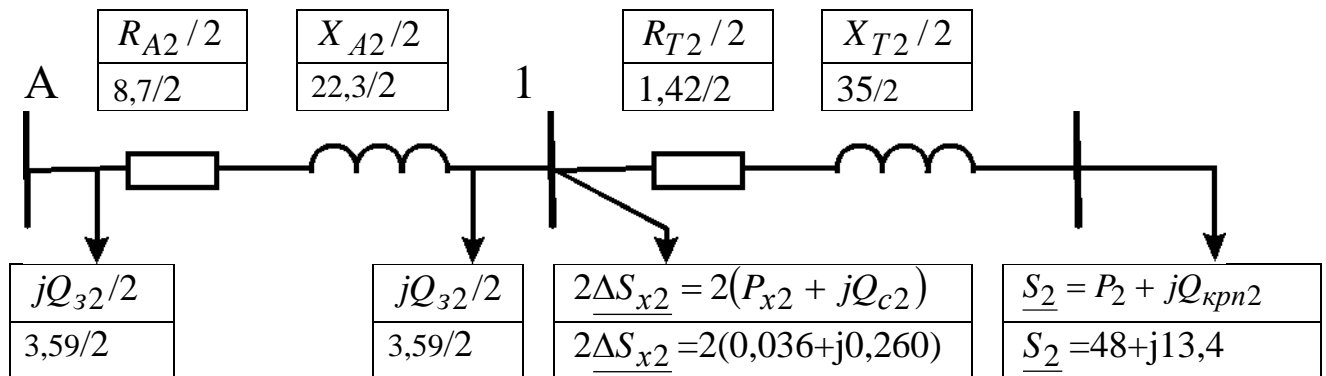


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

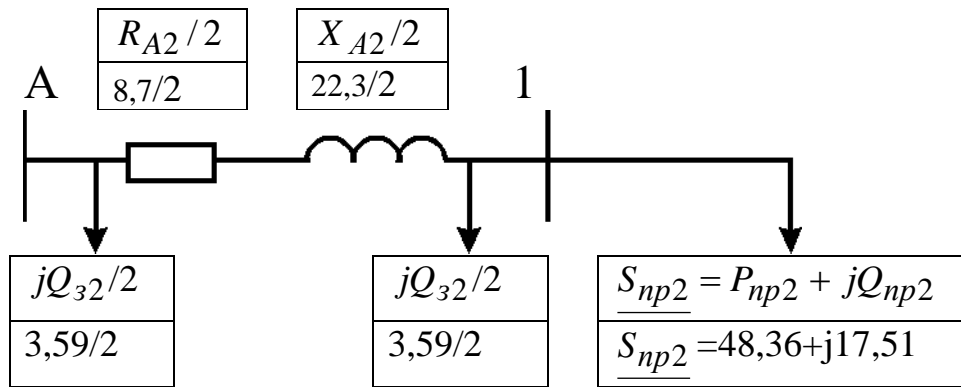


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

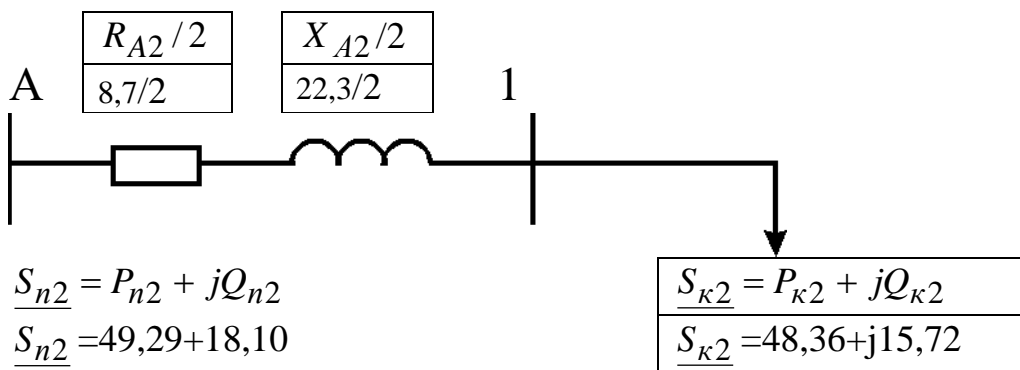


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

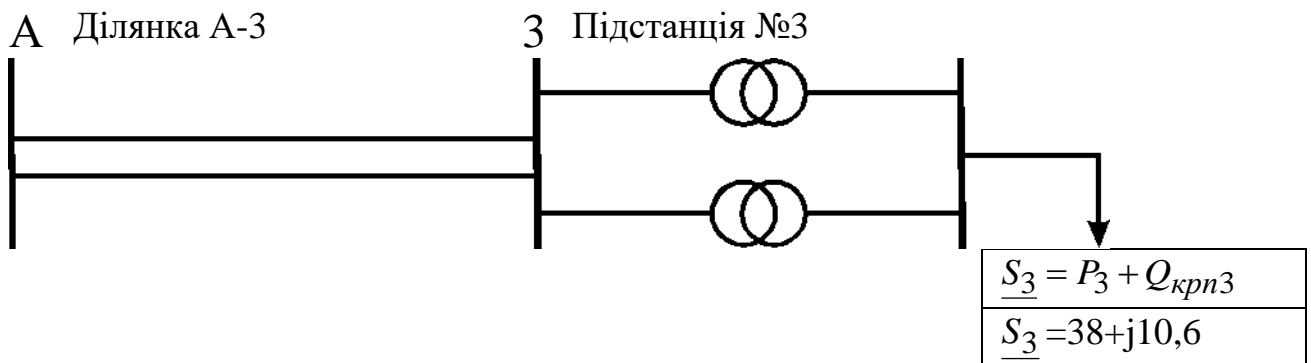


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

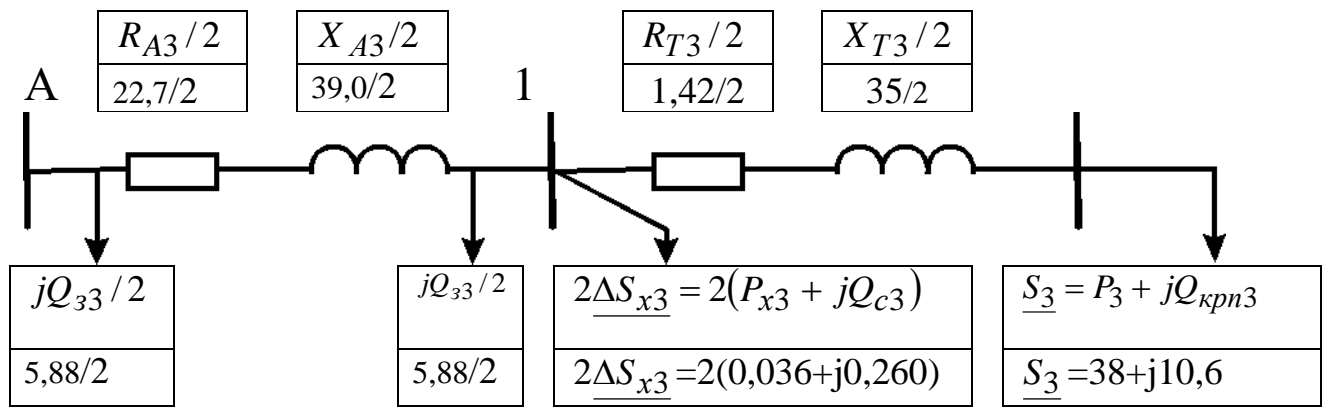


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

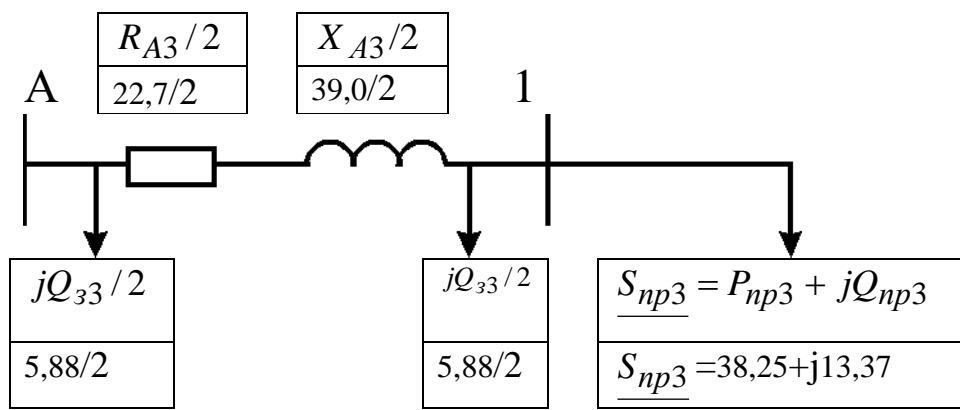


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

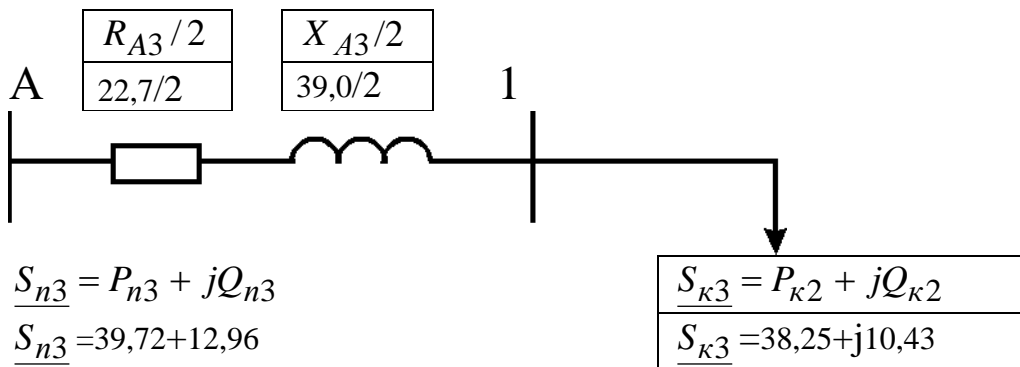


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

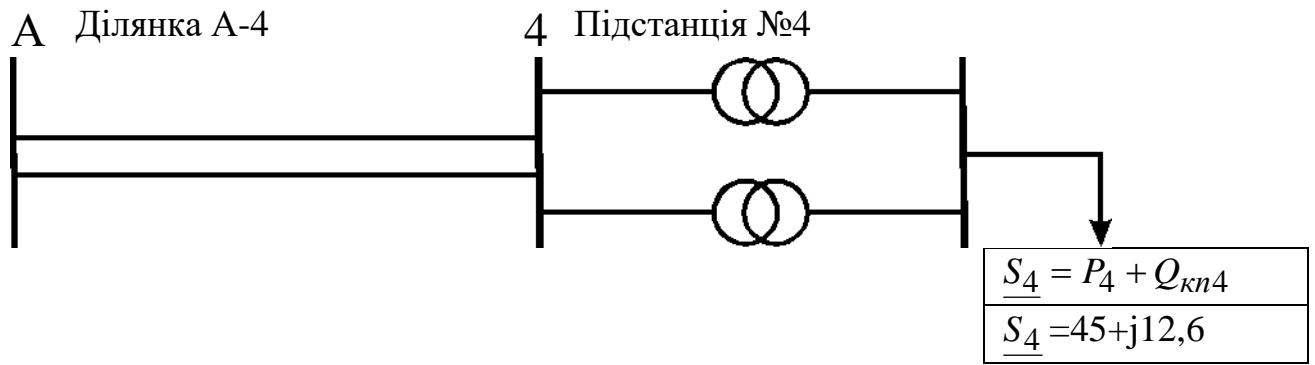


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

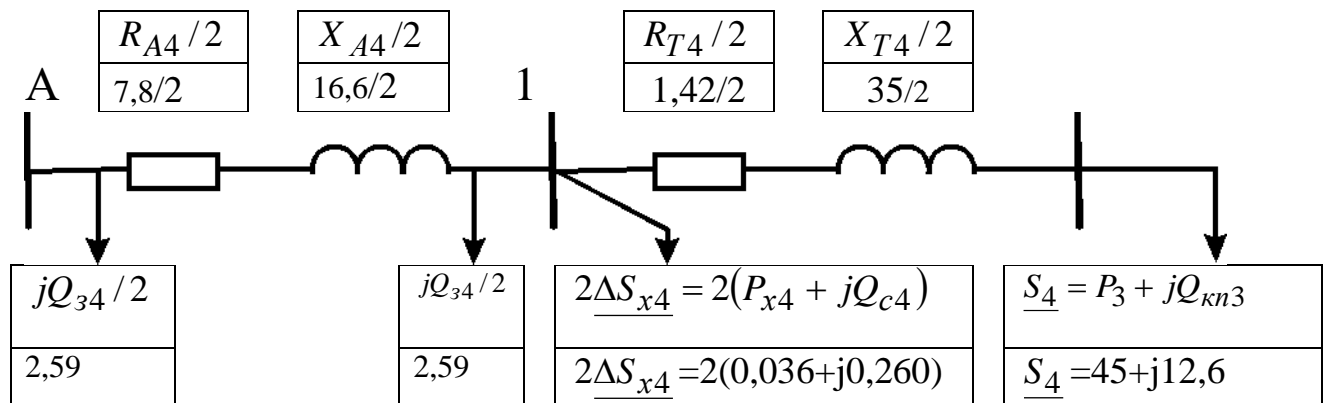


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

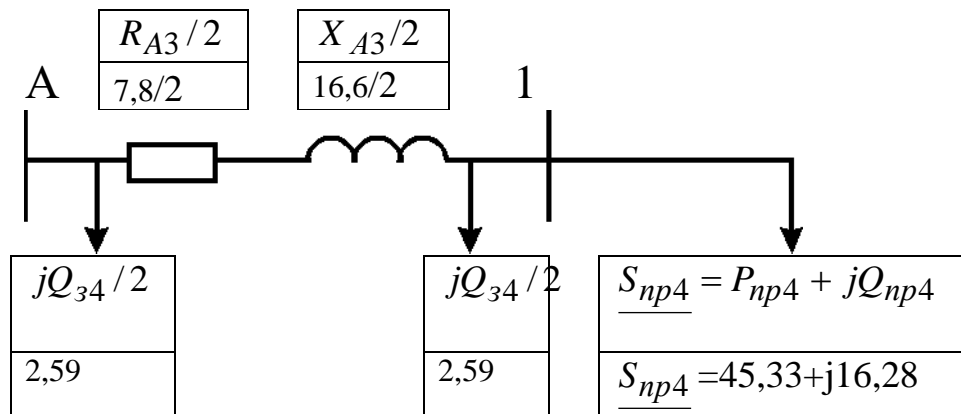


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

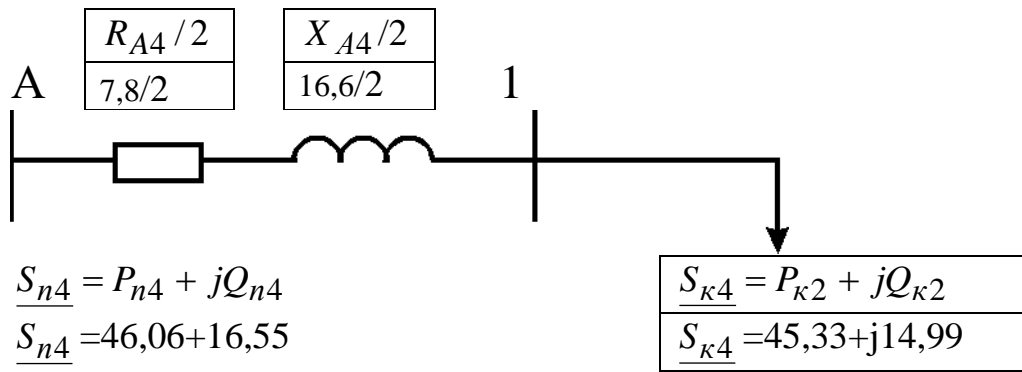


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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  $U_n = 35$  кВ  $U_{дж}$  приймається 38,5 кВ; для мережі з  $U_n = 110$  кВ  $U_A = 115$  кВ.

Приймаємо  $U_A = 115$  кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(58,09 \cdot 4,8/2 + 21,02 \cdot 16,0/2)}{115} = 2,67 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 2,67 = 112,3. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей  $P_{ex} + jQ_{ex}$ , які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним значенням двох опорів трансформаторів  $R_{T_{екв}} = \frac{R_T}{2}$  і  $X_{T_{екв}} = \frac{X_T}{2}$ . 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.

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{ex} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{ex} \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 57,25 \cdot 0,87/2 + 19,19 \cdot 22/2 / 115 = 2,15. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 112,3 - 2,15 = 110,20.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_L$ , МВт, (з табл. 4.2)	58,09	49,29	39,72	46,06
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	21,02	18,10	12,96	16,55
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	4,8	8,7	22,7	7,8
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,0	22,3	39,0	16,6
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	2,67	3,62	6,12	2,76
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	112,3	111,4	108,9	112,2
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	57,25	48,29	38,18а	45,26
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	19,19	16,99	12,85	15,76
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	22	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	2,15	3,01	2,29	2,80
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	110,2	108,4	106,6	109,4



## 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 57,37 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 2,69/2 = 1,35. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 19,95 - 1,35/2 = 19,30 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{рав1} = P_{рав1} + jQ_{рав1} = (57,37 + j19,30). \quad (4.32)$$

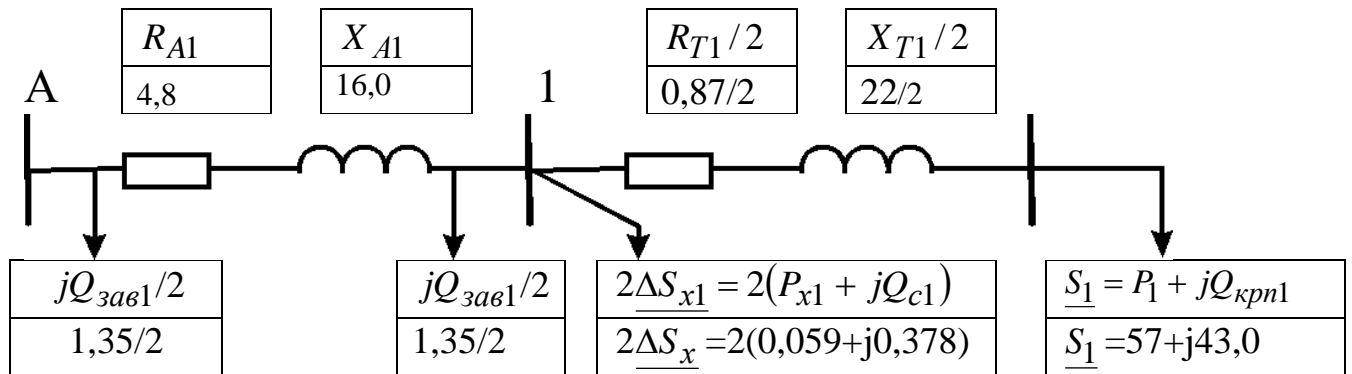


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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 $P_{авк} = P_{авр}$	57,37	48,36	38,25	45,33
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	19,95	17,51	13,37	16,28
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	1,35	1,80	2,94	1,30
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	19,3	16,6	11,9	15,6
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	4,8	8,7	22,7	7,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,0	22,3	39,0	16,6
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)	1,45	1,88	3,01	1,48
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	4,84	4,82	5,17	3,15
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	58,82	50,24	41,26	46,81
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	24,14	21,42	17,07	18,75

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	58,82	50,24	41,26	46,81
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	24,14	21,42	17,07	18,75
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	4,8	8,7	22,7	7,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	16,0	22,3	39,0	16,6
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	5,81	7,95	13,93	5,88
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$ , кВ, з форм. (4.22)	109,2	107,1	101,1	109,1
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	57,25	48,29	38,18	45,26
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	19,19	16,99	12,85	15,76
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	22	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	2,15	3,01	2,29	2,80
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$ , кВ	107,1	104,1	98,8	106,3

## 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

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

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 110,20/11,00 = 10,02 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (10,02 - 10,50) \cdot 100/10 = -4,8 \quad (5.5)$$

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

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

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

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -4,8/1,78 = -2,70 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -3.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 10,02 / ((1 + (-3) \cdot 1,78) / 100) = 10,59. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,59 - 10,50) / 10,50 = 0,86 \%. \quad (5.8)$$

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{cni}$ , кВ, (табл. 5.3)	110,20	108,40	106,60	109,40
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (5.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$ , кВ, (5.4)	10,02	5,91	9,69	9,95
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i$ %, (6.5)	-4,8	-6,5	-8,1	-5,5
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	-2,70	-3,65	-4,55	-3,09
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-3	-4	-5	-3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,59	6,36	10,64	10,51
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	0,86	0,95	1,33	0,10
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

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

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ, (табл. 5.5)	107,10	104,10	98,80	106,30
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$ , кВ, (6.4)	9,74	5,68	8,98	9,66
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$ , (6.5)	-7,6	-10,3	-15,2	-8,4
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$ , (6.6)	-4,27	-5,79	-8,54	-4,72
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-4	-6	-9	-5
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$ , кВ, (6.7)	10,49	6,36	10,69	10,60
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$ , %	-0,10	0,95	1,81	0,95
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$ , %				



## РОЗДІЛ 6

### СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

#### 6.1 Класифікація електричних машин

У різних генераторах енергосистеми для перетворення енергії пара, газу, води, що рухається тощо в електричну енергію використовуються різні електричні машини. Також електричні машини використовуються в роботі різних споживачів для виконання різних технологічних операцій і процесів. Використання електричних машин в якості генераторів і двигунів є їх головним призначенням, так як пов'язано виключно з метою взаємного перетворення електричної і механічної енергій.

Однак застосування електричних машин в різних галузях техніки може мати і інші цілі. Так, споживання електроенергії часто пов'язано з перетворенням змінного струму в постійний або ж з перетворенням струму промислової частоти в струм більш високої частоти. Для цих цілей застосовують електромашинні перетворювачі.

Електричні машини використовують також для посилення потужності електричних сигналів. Такі електричні машини називають *електромашинними підсилювачами*. Електричні машини, використовувані для підвищення коефіцієнта потужності споживачів електроенергії, називають *синхронними компенсаторами*. Електричні машини, що служать для регулювання напруги змінного струму, називають *індукційними регуляторами*.

Дуже різноманітно застосування мікромашин в пристроях автоматики. Тут електричні машини використовують не тільки в якості двигунів, але і в якості тахогенераторів (для перетворення частоти обертання в електричний сигнал), сельсинів, обертових трансформаторів (для отримання електричних сигналів, пропорційних куту повороту вала) тощо. З наведених прикладів видно, наскільки різноманітні електричні машини за призначенням.

Розглянемо класифікацію електричних машин за принципом дії, згідно з якою всі електричні машини підрозділяють на безколекторні і колекторні, що розрізняються як принципом дії, так і конструкцією.

*Безколекторні машини* – це машини змінного струму. Їх ділять на асинхронні і синхронні. Асинхронні машини застосовують переважно в якості двигунів, а синхронні – як в якості двигунів, так і в якості генераторів. Колекторні машини використовують головним чином для роботи на постійному струмі в якості генераторів або двигунів. Лише колекторні машини невеликої потужності роблять універсальними двигунами, здатними працювати як від мережі постійного, так і від мережі змінного струму.

Електричні машини одного принципу дії можуть відрізнятися схемами включення або іншими ознаками, що впливають на експлуатаційні властивості цих машин. Наприклад, асинхронні і синхронні машини можуть бути трифазними (що включаються в трифазну мережу) або однофазними. Асинхронні машини в залежності від конструкції обмотки ротора поділяють на машини з короткозамкненим ротором і з фазним ротором. Синхронні та колекторні машини постійного струму в залежності від способу створення в них магнітного поля збудження поділяють на машини з обмоткою збудження і машини з постійними магнітами. На рис. 9.1 представлена діаграма класифікації електричних машин, що містить основні їх види, які отримали найбільше застосування в сучасному електроприводі.

Електричні машини і трансформатори – основні елементи будь-якої енергетичної системи або установки, тому для фахівців, що працюють в сфері виробництва або експлуатації електричних машин, необхідні знання

теорії і розуміння фізичної сутності електромагнітних, механічних і теплових процесів, що протікають в електричних машинах і трансформаторах при їх роботі.



Рисунок 6.1 – Класифікація електричних машин

## 6.2 Асинхронні машини

*Асинхронні машини* відносяться до класу електромеханічних перетворювачів, тобто перетворювачів електричної енергії в механічну або механічної в електричну. У першому випадку вони називаються двигунами, а в другому – генераторами. Всі електричні машини мають властивість

оборотності і можуть здійснювати перетворення енергії в обох напрямках, тому при вивченні процесів в машинах користуються поняттями рухового і генераторного режимів. Однак при розробці та виготовленні машини оптимізуються для умов роботи в одному з режимів і використовуються відповідно до призначення. Асинхронні машини не є винятком з цього правила, але асинхронні генератори значно поступаються синхронним за багатьма параметрами і рідко використовуються на практиці, в той час як асинхронні двигуни є найпоширенішими електромеханічними перетворювачами. Сумарна потужність асинхронних двигунів становить більше 90% загальної потужності всіх існуючих двигунів.

Асинхронні двигуни відносяться до безколекторних машин змінного струму або машин з обертовим магнітним полем. Назва асинхронні (несинхронні) пояснюється тим, що в статичному режимі роботи швидкість обертання ротора (частина, що обертається) двигуна відрізняється від швидкості обертання магнітного поля, тобто ротор і поле обертаються несинхронно.

Причиною широкого поширення асинхронних двигунів є їх простота, надійність і економічність. Останнім часом у зв'язку з появою напівпровідникових перетворювачів частоти для живлення асинхронних двигунів область їх застосування істотно розширилася. Вони стали широко застосовуватися в високоточних приладових приводах там, де раніше використовувалися в основному двигуни постійного струму.

Основними частинами машини є статор і ротор (рис. 6.2). Їх осердя збираються з листів електротехнічної сталі, які до збірки зазвичай покриваються з обох сторін спеціальним лаком. Це запобігає утворенню великих вихрових струмів в сталі осердь.

Обмотки і осердя статора і ротора є основними частинами електричної машини. Вони і створюють в ній умови для електромагнітних процесів, що протікають при перетворенні електричної енергії в механічну або при зворотному перетворенні.

Статор (нерухома частина машини) асинхронного двигуна складається з корпусу, осердя і обмоток. Обмотки складаються з витків, закладених в пази осердя статора і з'єднаних між собою за особливими правилами.

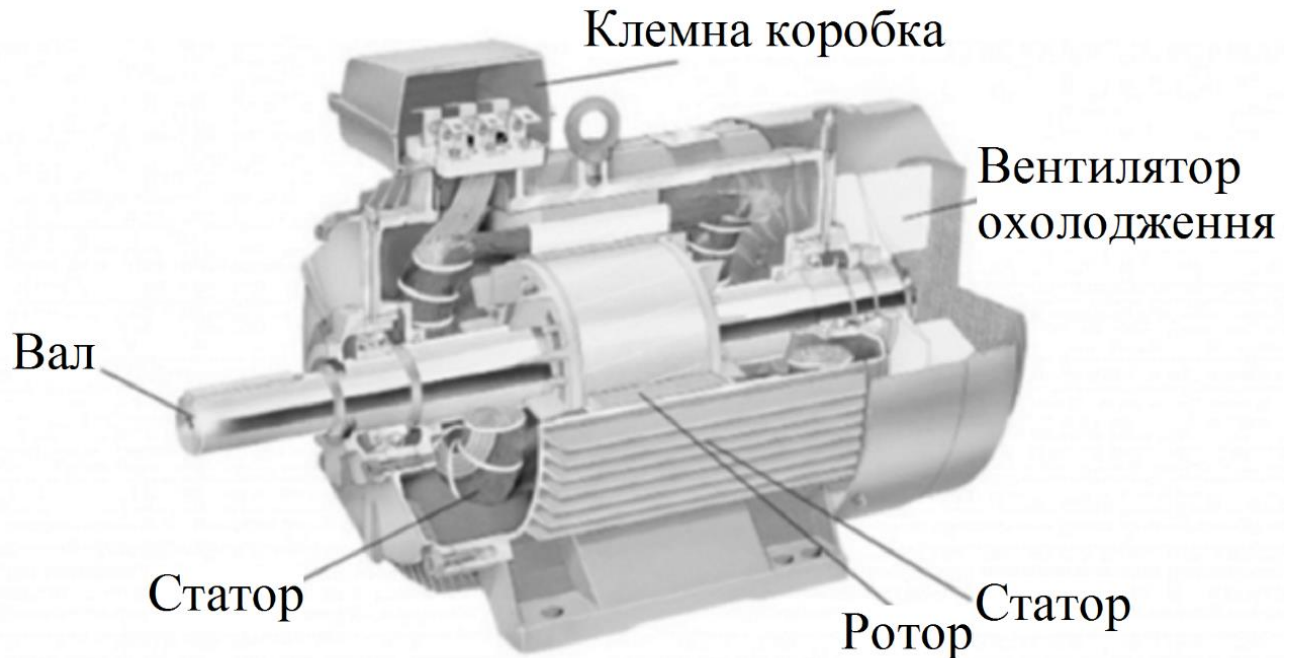


Рисунок 6.2 – Пристрій асинхронної машини

Ротор асинхронної машини виготовляється з листів електротехнічної сталі, збирається в пакет і напресовується на вал. У листах осердя вирубані отвори, що утворюють при складанні пакету поздовжні канали, які заповнюються розплавленим алюмінієм або міддю. В результаті створюється обмотка ротора типу «біляча клітина». Ротор такої конструкції називається *короткозамкненим* і використовується в переважній більшості асинхронних двигунів. Швидкість обертання короткозамкнутого ротора обмежується тільки умовами механічної міцності його конструкції і опор, тому асинхронні двигуни використовуються в приводах зі швидкостями обертання до 300 000 об/хв.

Більш складну конструкцію має *фазний* ротор. У пази пакета осердя цього ротора укладені три фазні обмотки, аналогічні обмоткам статора. Вони

з'єднані зіркою, а початки обмоток виведені через контактні кільця і щітки і підключені до регулювальних реостатів. Асинхронні двигуни з фазним ротором використовуються в основному в регульованому приводі підйомно-транспортних механізмів, але останнім часом їх витісняють з цієї області двигуни з короткозамкненим ротором з живленням від перетворювачів частоти.

### **6.3 Синхронні машини**

*Синхронними* називаються безколекторні електричні машини змінного струму, у яких швидкість обертання ротора дорівнює швидкості обертання магнітного поля, тобто поле і ротор обертаються синхронно. Синхронні машини, на відміну від асинхронних, переважно представлені в класі генераторів. Практично вся електрична енергія промисловим способом виробляється за допомогою синхронних генераторів. Вони також дуже часто використовуються в автономних джерелах змінного струму. Синхронні двигуни використовуються там, де потрібно строго постійна швидкість обертання. Як правило, це потужні приводи в металургійній і гірничодобувній промисловості, приводи насосів і компресорів магістральних нафто- і газопроводів. Однак останнім часом в поєднанні з напівпровідниковими перетворювачами частоти вони успішно застосовуються в високоякісних приладових приводах малої і середньої потужності з широким діапазоном регулювання швидкості обертання.

Дуже важливою властивістю синхронних машин є їх здатність працювати при струмі, випереджаючому по фазі напругу, тобто генерувати реактивну потужність, компенсуючи її споживання іншими машинами та установками, що живляться від тієї ж мережі.

Синхронна машина в звичайному виконанні складається з нерухомої частини – статора, в пазах якого міститься трифазна обмотка, і обертової частини – ротора з електромагнітами, до обмотки яких підводиться постійний струм за допомогою контактних кілець і накладених на них щіток (рис. 6.3).

Статор синхронної машини нічим не відрізняється від статора асинхронної машини. Ротор її виконується або явнополюсним (з виступаючими полюсами), або неявнополюсним (циліндричний ротор).



Рисунок 6.3 – Синхронний електродвигун із вбудованими постійними магнітами

Залежно від роду первинного двигуна, яким приводиться в обертання синхронний генератор, застосовуються назви:

– паротурбінний генератор або скорочено турбогенератор (первинний двигун – парова турбіна),

– гідротурбіни генератор або скорочено гідрогенератор (первинний двигун – гідравлічна турбіна),

– дизель-генератор (первинний двигун – дизель).

*Турбогенератори* – швидкохідні неявнополюсні машини, що виконуються в даний час, як правило, з двома полюсами. Турбогенератор разом з паровою турбіною, з якою він механічно з'єднується називається турбоагрегатом. *Гідрогенератори* – в звичайних випадках тихохідні явнополюсні машини, що виконуються з великою кількістю полюсів і з вертикальним валом.

#### **6.4 Двигуни постійного струму**

Двигуни постійного струму історично були першими пристроями, що перетворюють електричну енергію в механічну. Пізніше вони поступилися своїми позиціями безколекторним двигунам, але в регульованому приводі і в системах автоматики до теперішнього часу досить часто застосовуються. Це пояснюється широким діапазоном і плавністю регулювання швидкості обертання, а також більш простими методами і пристроями управління.

Пристрій двигуна постійного струму детально розкрито на рис. 6.4.



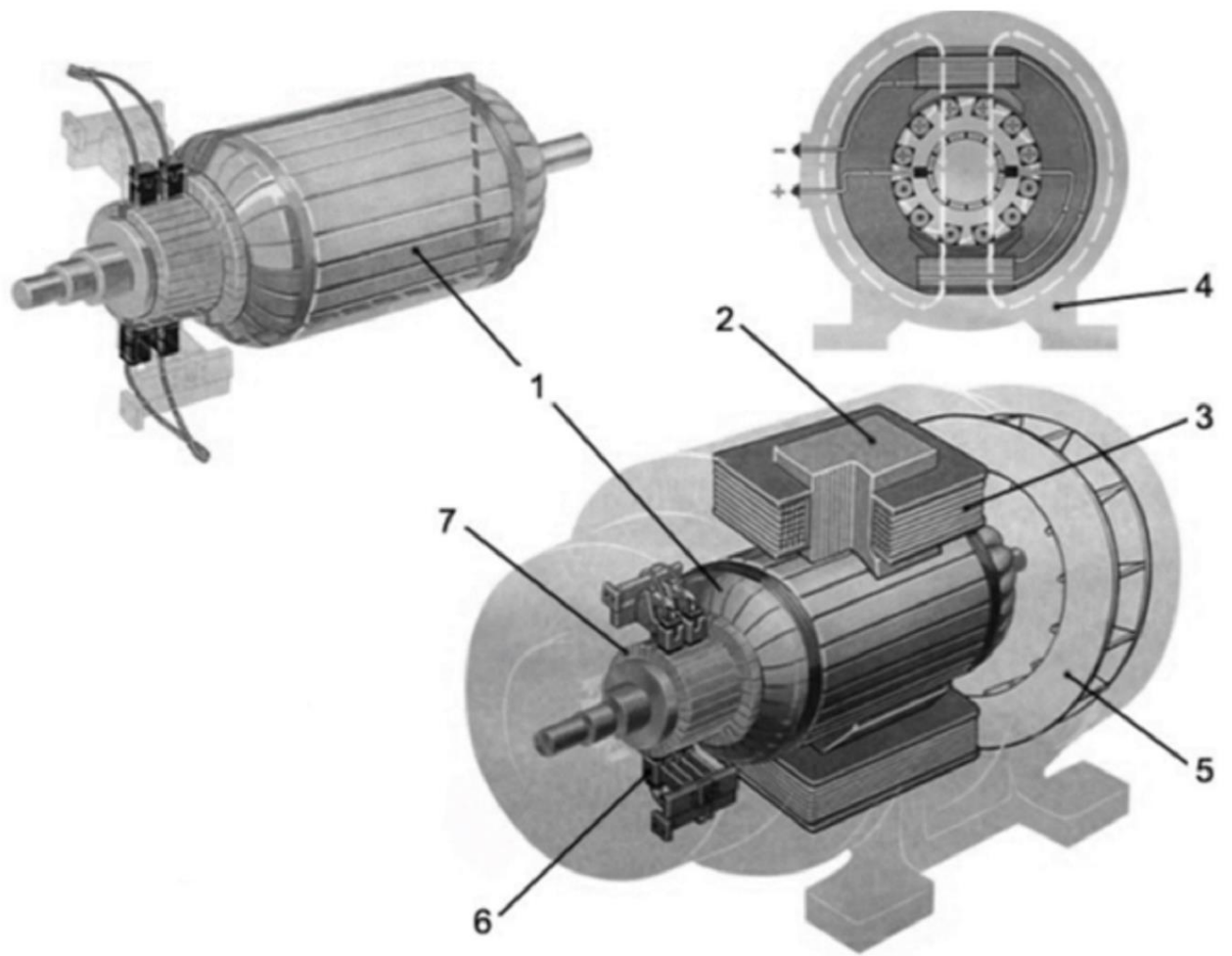


Рисунок 6.4 – Пристрій двигуна постійного струму:

1 – якір, 2 – осердя полюса, 3 – обмотка полюса, 4 – статор, 5 – вентилятор,  
6 – щітки, 7 – колектор

Окрім двигунів широко поширені також генератори постійного струму. Однак область їхнього застосування скорочується в зв'язку з розвитком перетворювальної техніки і вибір генератора постійного струму в якості джерела живлення здійснюється зазвичай з урахуванням безлічі факторів, що виключають інше рішення.

## 6.5 Питання вібрації і вибору електричних машин

В даний час в електромеханіці все актуальнішими стають питання забезпечення необхідних рівнів шуму і вібрацій електроприводу. Вимоги, що пред'являються до вібрацій приводів, постійно посилюються, рівень шуму поряд з електроенергетичними і механічними параметрами є одним з ключових показників якості електричної машини. За довгі роки дослідження шумів і вібрацій в електричних машинах були розроблені науково обґрунтовані методи проектування електричних машин, які відповідають найжорстокішим вимогам за вольтамперними характеристиками (ВАХ). Вібрації в електричній машині можна розділити на вібрації електромагнітного і механічного походження. Для мінімізації рівнів електромагнітних вібрацій машини на стадії проектування проводиться моделювання магнітного поля в повітряному зазорі електричної машини і виділення його гармонійних складових. При аналізі гармонійних складових виділяються пари гармонік, які мають досить велику амплітуду і взаємодія яких породжує просторові форми коливань з порядком  $r \leq 4$ . Далі проводиться розрахунок обурюючих радіальних зусиль як від самих гармонійних складових, так і від взаємодіючих пар гармонійних складових. Обурюючі зусилля дозволяють розрахувати рівні вібрації електричної машини, обумовлені електромагнітними полями. Зниження рівня електромагнітних обурюючих зусиль досягається за рахунок зниження амплітуди гармонійних складових магнітного поля в зазорі електричної машини.

Тому одним з найважливіших аспектів при підході до проектування електродвигунів є вибір типу електричної машини. У загальному випадку вибір електричної машини визначається конкретними вимогами до характеристик машини. Однак з точки зору забезпечення мінімальних рівнів ВАХ найоптимальнішим вибором є машини, які живляться синусоїдальним струмом і мають магнітне поле в зазорі найбільш наближене до синусоїди і,

отже, містять мінімум гармонійних складових (наприклад, асинхронні і синхронні).

Останнім часом набули розвитку електричні машини, що мають імпульсне живлення. До таких типів електричних машин відноситься *вентильно-індукторний двигун*, який, крім імпульсного живлення, має яскраво виражену зубчатість на поверхні статора і ротора, що неминуче призводить до високих рівнів гармонійних складових магнітного поля в повітряному зазорі і, отже, підвищеним магнітним вібраціям. На практиці найбільше використання отримав асинхронний двигун, який володіє простотою виготовлення, розподілом магнітного поля в зазорі близьким до синусоїди, має високу надійність і здатність працювати безпосередньо від мережі і/або від перетворювача частоти.

## **6.6 Трансформаторне обладнання**

*Трансформатор* – статичний електромагнітний пристрій, що має дві або більше індуктивно зв'язані обмотки і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї або кількох систем (напруг) змінного струму в одну або декілька інших систем (напруг) змінного струму без зміни частоти системи (напруги) змінного струму.

Трансформатори широко застосовуються в лініях електропередач, в розподільних та побутових пристроях. При високій напрузі й малій силі струму передача електроенергії відбувається з меншими втратами. Тому, зазвичай лінії електропередач є високовольтними. Водночас побутові й промислові машини вимагають великої сили струму й малої напруги, тому перед споживанням електроенергії перетворюється в низьковольтну. Трансформатори знайшли застосування також у різних випрямних, підсилювальних, сигналізаційних та інших пристроях.

## 6.7 Трансформатори напруги. Конструкція і принцип дії

Трансформатором називається електромагнітний статичний пристрій, призначений для перетворення параметрів електричної енергії в ланцюгах змінного струму. За допомогою трансформаторів можна змінити величину напруги, струму, початкові фази і частоти, тобто будь-який з параметрів, що визначають напругу або струм в ланцюзі.

Для посилення магнітного зв'язку між обмотками вони поміщаються на сталевому осерді (рис. 6.5). Трансформатори, що не мають сталевого осердя, називаються повітряними. Вони застосовуються в спеціальних випадках при перетворенні змінних струмів високої частоти (від 10000-20000 Гц і вище).

Основними частинами трансформатора є його осердя і обмотки. Осердя для зменшення втрат від вихрових струмів збирається з листів спеціальної електротехнічної сталі з відносним вмістом кремнію до 4-5%. Товщина сталі береться 0,5 або 0,35 мм (ще більш тонкі листи застосовуються при підвищеній частоті струму). Листи перед складанням осердя покриваються з обох сторін лаком, що дає більш міцну і тонку ізоляцію між листами, ніж папір, яким іноді обклеюються листи до нарізки їх на смуги.

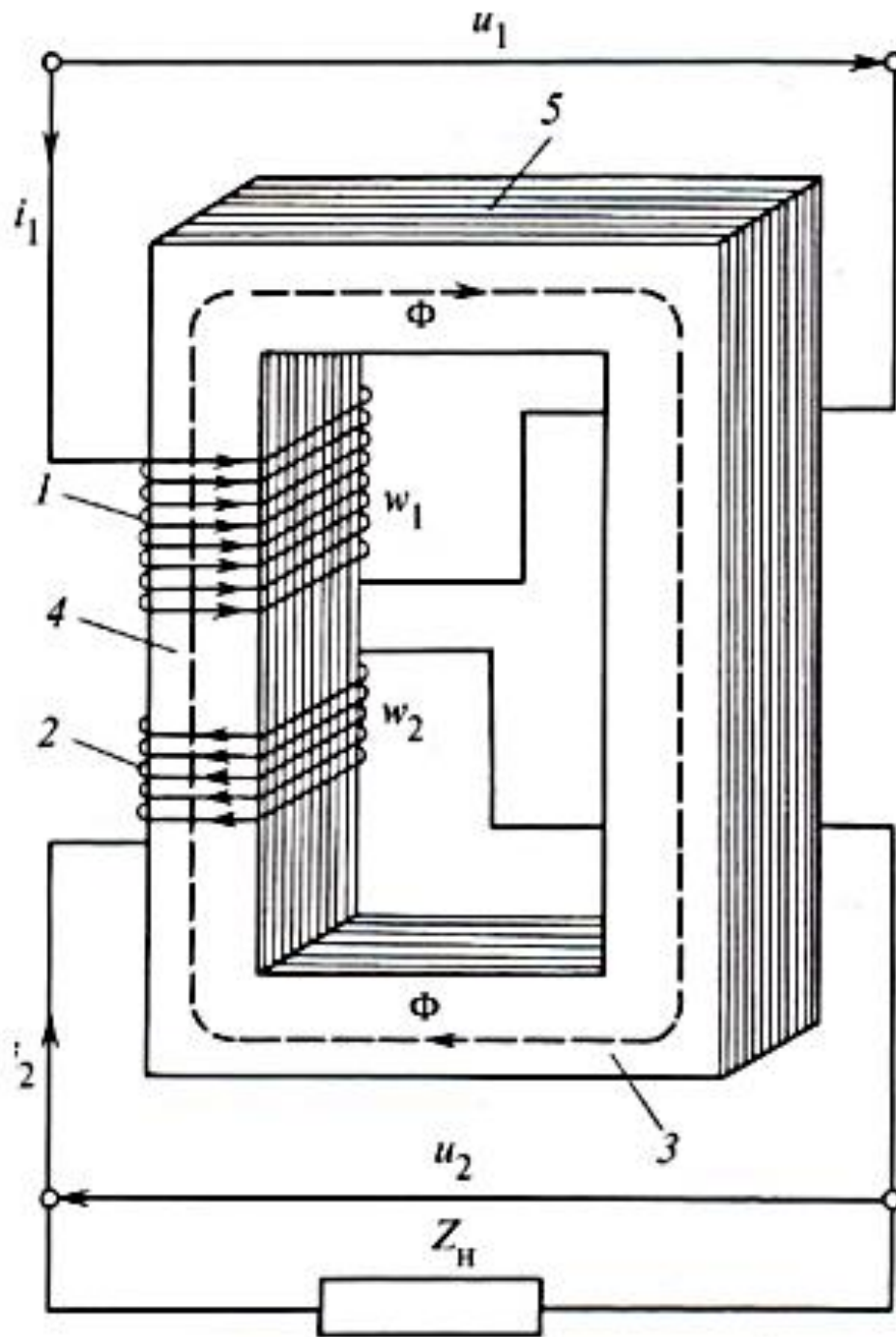


Рисунок 6.5 – Електромагнітна система однофазного двох обмотувального трансформатора: 1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка;  
 3, 4, 5 – магнітопровід: 4 – стрижень магнітопровода;  
 3,5 – ярма магнітопровода

В основі роботи трансформатора лежить явище електромагнітної індукції, відповідно до якого значення електрорушійної сили ЕРС, наведеної в контурі, пропорційно швидкості зміни потоку  $\Phi$ , що пронизує цей контур. Якщо в контурі є кілька послідовно з'єднаних витків  $w$ , то наведена в котушці ЕРС буде в  $w$  разів більше:

$$e = w \frac{d\Phi}{dt}$$

Принцип роботи трансформатора розглянемо на прикладі найпростішого однофазного двохобмотувального трансформатора, електромагнітна система якого представлена на рис. 6.5.

Трансформатор складається з замкненого магнітопровода 3 і двох обмоток з числом витків  $w_1$  і  $w_2$ . Обмотки трансформатора служать для створення магнітного поля, за допомогою якого здійснюється передача електричної енергії і забезпечується наведення в обмотках ЕРС, необхідної за умовами експлуатації. Обмотки виконують з мідних або алюмінієвих ізольованих проводів круглого або прямокутного перерізу.

Обмотку  $w_1$  трансформатора, до якої підводиться електрична енергія (напруга  $u_1$ ), називають *первинною*, а обмотку  $w_2$ , від якої енергія відводиться (напруга  $u_2$ ), – *вторинною*.

Магнітопровод трансформатора служить для посилення магнітного зв'язку між обмотками і є конструктивною основою (остовом) для установки і кріплення обмоток, відводів та інших деталей трансформатора.

Частина магнітопроводу, на якій розташовується обмотка, називають *стрижнем*, а частина магнітопроводу, що замикає стрижні, на яких не розташовуються обмотки, називається *ярмом*.

Якщо первинну обмотку трансформатора при розімкнутій вторинній включити в мережу змінного струму з напругою  $u_1$ , то по ній потече струм  $i_0$ , званий струмом холостого ходу. Обумовлена струмом магнито­рушійна сила (МРС) первинної обмотки  $i_0 w_1$  створює в магнітопроводі трансформатора змінний магнітний потік  $\Phi$ , який повністю, за винятком потоку розсіювання,

зчеплений з усіма котушками первинної і вторинної обмоток. Магнітний потік  $\Phi$  у відповідності до закону електромагнітної індукції наведе в первинній обмотці ЕРС самоіндукції  $e_1$ , значення якої пропорційно числу витків  $w_1$ , а у вторинній обмотці – ЕРС  $e_2$ , пропорційну числу витків  $w_2$ .

## 6.8 Автотрансформатори

Для передачі електричної енергії з незначною зміною напруги і струму застосовуються *автотрансформатори*, у яких, на відміну від звичайного трансформатора, обмотки мають не тільки магнітні, але і електричні зв'язки. Автотрансформатор, як і трансформатор, може бути знижувальним або підвищуючим (рис. 6.6). Електромагнітна (розрахункова) потужність автотрансформатора менше розрахункової потужності двохобмотувального трансформатора внаслідок того, що частина потужності передається у вторинну мережу за рахунок безпосереднього електричного зв'язку обмоток.

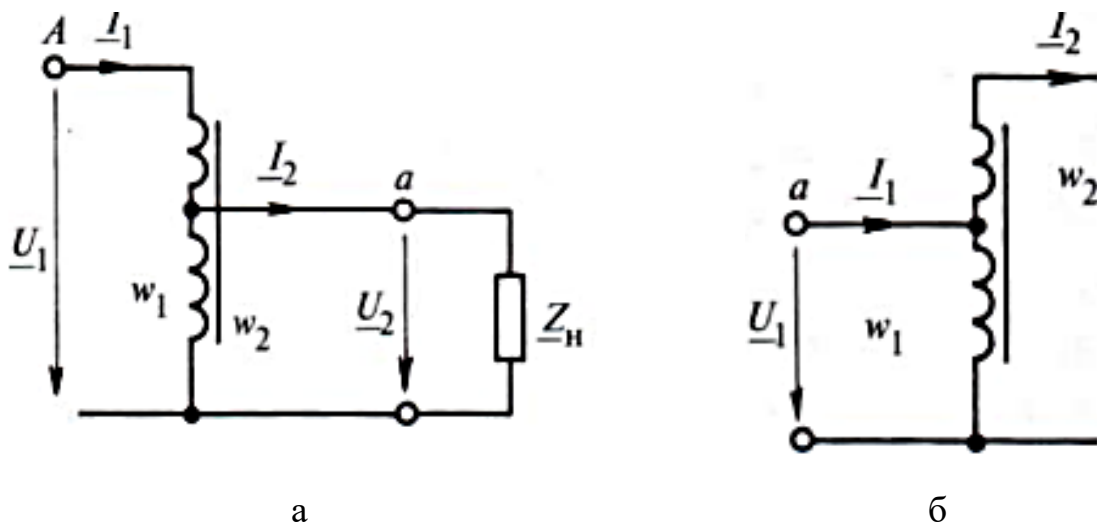


Рисунок 6.6 – Однофазний знижувальний (а) і підвищуючий (б) автотрансформатори

За рахунок зменшення маси металу обмоток і сталі магнітопроводу ККД автотрансформатора вище в порівнянні з трансформатором такої ж номінальної потужності.

До числа *недоліків* автотрансформаторів, що обмежують їх застосування, відноситься ускладнення їх релейного захисту та регулювання напруги, а також підвищена небезпека атмосферних перенапруг через електричний зв'язок обмоток. Автотрансформатор має, крім того, підвищені струми короткого замикання.

Автотрансформатори використовуються для з'єднання електричних мереж високої напруги, пуску двигунів змінного струму великої потужності та ін.

## **6.9 Трансформатори спеціального призначення**

### *1. Вимірювальні трансформатори:*

а) *Трансформатори напруги* (ТН на рис. 6.7,а) служать для зниження напруги (зазвичай до 100-150 В), так як вольтметри і котушки напруги ватметрів і лічильників (або реле) не можуть бути включені безпосередньо на високу напругу через недостатню ізоляції вимірювальних приладів і необхідності забезпечити безпеку обслуговуючого персоналу. Вони виконуються як двохобмотувальні трансформатори і електрично відокремлюють ланцюг приладів від ланцюга високої напруги; їх вторинне коло надійно заземлюється.

б) *Трансформатори струму* (ТС на рис. 6.7,б) також виконуються у вигляді двообмотувальних трансформаторів. Їх первинна обмотка включається в ланцюг послідовно зі споживачами, струм яких треба перевірити; у вторинну обмотку включаються амперметр, реле, а при



вимірюванні потужності і енергії – струмові котушки ваттметра і лічильника. Всі прилади у вторинному ланцюзі з'єднуються послідовно.

Вимірювальні трансформатори напруги і струму застосовуються:

– для відділення ланцюгів вимірювальних приладів і захисної апаратури від ланцюгів з високою напругою з метою забезпечення безпеки обслуговування і зниження вимог до ізоляції приладів;

– для перетворення напруги і струму до величин, доступних виміру стандартними приладами.

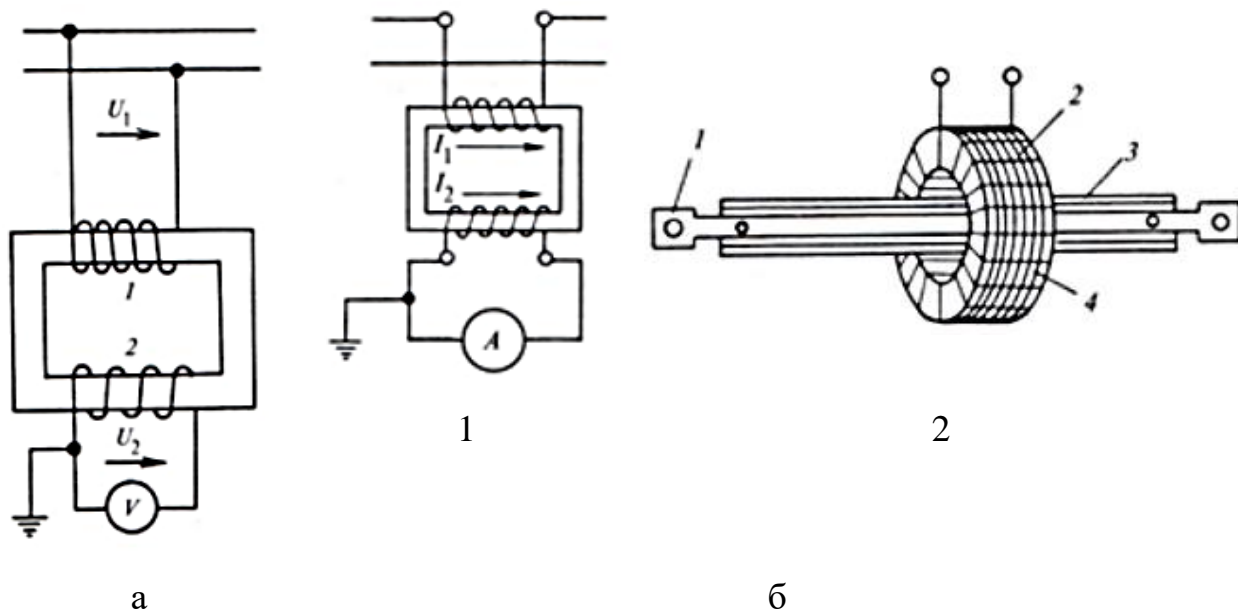


Рисунок 6.7 – а) Схема включення трансформатора напруги:

1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка,

б) Схема включення трансформатора струму (1) і загальний вид прохідного

трансформатора струму (2): 1 – мідний стержень (первинна обмотка);

2 – вторинна обмотка; 3 – ізоляція; 4 – магнітопровід

## *2. Зварювальні трансформатори*

Для дугового електрозварювання застосовуються трансформатори з підвищеним розсіюванням або трансформатори при послідовному включенні з дугою регульованої реактивної котушки.

Підвищення розсіювання в трансформаторі досягається розміщенням первинної і вторинної обмоток на різних стрижнях і застосуванням магнітного шунта між стрижнями.

## *3. Регульовальні трансформатори*

Регульовальними трансформаторами зазвичай називаються трансформатори, що дозволяють регулювати вторинну напругу під навантаженням. Для цього використовується перемикач, при якому здійснюється зміна числа витків обмотки без розриву ланцюга. Найбільш часто застосовується перемикач з струмообмежувальним реактором.

## *4. Трансформатори для радіоелектроніки*

Широке застосування в різних схемах радіоелектроніки знаходять трансформатори малої потужності (від декількох ВА до тисячних часток ВА). До таких трансформаторів пред'являються собливі вимоги, які можуть бути задоволені тільки при застосуванні спеціальних феромагнітних матеріалів і спеціальної конструкції їх обмоток і осердя.

В сучасній електронній апаратурі, що застосовується в різноманітних галузях техніки, використовуються трансформатори, що перетворюють струм або напругу електричних сигналів в широкому спектрі звукових і надзвукових частот. Вони, як і підсилювачі, розраховані на цей діапазон частот, умовно називаються трансформаторами і підсилювачами низьких частот.

Також широко застосовуються «імпульсні трансформатори», що перетворюють короткочасні імпульсні струми, тривалість яких вимірюється мікросекундами при числі імпульсів в секунду до 1 000.

В електронній техніці знаходять собі також застосування трансформатори, які на виході дають напруга, що періодично змінюється, різко загостреної (шпилястої) форми. Вони отримали назву *пиктрансформаторов*. Застосовуються вони, наприклад, при регулюванні сітчастої напруги тиратронів.

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### **7.1 Міжнародні норми та державні законодавчі та нормативно-правові акти з охорони праці в енергетиці**

Участь України в діяльності міжнародних органів та організацій вимагає від неї вивчення закордонного досвіду охорони праці. З іншого боку така робота без сумніву сприяє підвищенню рівня виробничої безпеки на підприємствах різних галузей промисловості, зменшенню рівня нещасних випадків та професійних захворювань, поліпшенню ефективності управлінської та контрольної-наглядової діяльності в галузі охорони праці.

Переважає більшість міжнародних договорів та угод, в яких бере участь Україна, і які певною мірою стосуються охорони праці, – це такі чотири групи документів:

1. Конвенції та Рекомендації International Labour Organization (ILO);
2. Директиви;
3. Договір про асоціацію з країнами Європейського Союзу;
4. Двосторонні договори та угоди.

Суттєве місце серед міжнародних договорів, якими регулюються трудові відносини, займають Міжнародні Конвенції ILO. ILO створена 1919 року, до складу якої Україна приєдналася 1954 року. Нині в Україні ратифіковано більшість конвенцій, які стосуються поліпшення умов праці. Всі положення таких конвенцій є обов'язковими до виконання в Україні.

Директиви, що приймаються в Європейського Союзу і є законом для всіх його країн, відповідають конвенціям ІЛО. З іншого боку, у розробці нових конвенцій, рекомендацій та інших документів ІЛО враховують новітній досвід країн-членів Європейського Союзу. Україна, яка підписала Договір про асоціацію з країнами Європейського Союзу, здійснює впровадження суттєвих змін в царині охорони праці.

Однією з умов прийняття нових країн до Європейського Союзу є відповідність їхнього законодавства і стандартів законодавству Європейського Союзу, тому в нашій країні ведеться активна робота з узгодження вимог законів та нормативно-правових актів директивам Європейського Союзу.

*Нормативно-правовий акт* – це офіційний документ компетентного органу державної влади, яким встановлюються загальнообов'язкові правила (норми).

Законом України —Про охорону праці<sup>11</sup> визначено, що нормативно-правові акти з охорони праці (НПАОП) – це правила, норми, регламенти, положення, стандарти, інструкції та інші документи, обов'язкові для виконання. НПАОП переглядають під час впровадження досягнень науки і техніки, що сприяють поліпшенню безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, але не рідше одного разу на десять років.

#### *Методи аналізу виробничого травматизму*

Виробничий травматизм в енергетиці зумовлюють технічні, організаційні, санітарно-гігієнічні та психофізіологічні причини.

*Технічні причини:* невідповідність вимогам безпеки або несправність виробничого устаткування, механізмів, інструменту; недосконалість технологічних процесів; конструктивні недоліки устаткування, недосконалість або відсутність захисних загороджень, запобіжних пристроїв, засобів сигналізації та блокування.

*Організаційні причини:* неякісне проведення навчання з питань охорони праці; відсутність контролю; порушення вимог інструкцій, правил, норм,

стандартів; невиконання заходів щодо охорони праці; порушення технологічних регламентів, правил експлуатації устаткування, транспортних засобів, інструменту; порушення норм і правил планово-попереджувального ремонту устаткування; недостатній технічний нагляд за небезпечними роботами; використання устаткування, механізмів та інструменту не за призначенням.

*Санітарно-гігієнічні причини:* небезпечний рівень напруги та струму; підвищений вміст в повітрі робочих зон шкідливих речовин; недостатнє освітлення робочого місця; підвищені рівні шуму, вібрації, інфра- та ультразвуку; незадовільні мікрокліматичні умови; наявність різноманітних випромінювань вище допустимих значень; порушення правил особистої гігієни тощо.

*Психофізіологічні причини:* помилкові дії внаслідок втоми працівника через надмірну важкість і напруженість роботи; монотонність праці; хворобливий стан працівника; необережність; невідповідність психофізіологічних чи антропометричних даних працівника використовуваній техніці чи виконуваній роботі.

Аналіз причин електротравматизму показує, що до 78 % травм виникає через психофізіологічні причини, до 15 % - через технічні причини, до 10 % - через санітарно-гігієнічні причини, до 5 % - через незастосування відповідних засобів індивідуального захисту. Щорічно в енергетиці фіксують виробничий травматизм. Електротравми виникають у випадку потрапляння людини під напругу, тобто у випадку дотику чи наближення до точки, потенціал якої відрізняється від потенціалу землі, або до двох точок ЕУ з різними потенціалами (табл.7.1).

Таблиця 7.1 – Статистична інформація по причини ураження працівників

Причини поразки працівників електрострумом	Відсоток від загального числа електротравм
Дотик до відкритих струмовідних частин, які знаходяться під напругою	56
Дотик до струмопровідних частин устаткування, які виявилися під напругою у результаті ушкодження ізоляції	23
Зіткнення з підлогами, стінами, елементами конструкцій, ґрунтом, які що виявився під напругою внаслідок аварійного замикання на землю	20
Поразка через електричну дугу	1

Для аналізу виробничого травматизму застосовують багато методів, які можна поділити на такі групи: статистичні, топографічні, монографічні, економічні, анкетування, ергономічні, психофізіологічні, експертних оцінок.

*Статистичні методи* оснований на аналізі статистичного матеріалу щодо травматизму, який накопичений на підприємстві або в галузі за кілька років. Відповідні дані для цього аналізу містяться в актах за формою Н-1 і в звітах за формою 1-ПВ. Статистичний метод дає можливість усі нещасні випадки і причини травматизму групувати за статтю, віком, професіями, стажем роботи потерпілих, часом, місцем, типом нещасних випадків, характером одержаних травм, видом обладнання. Такий підхід дає змогу встановити по окремих підприємствах найпоширеніші види травм, визначити причини, які спричиняють найбільшу кількість нещасних випадків, виявити небезпечні місця, розробити і впровадити необхідні організаційно-технічні заходи.

*Топографічні методи* ґрунтуються на тому, що на плані цеху (підприємства) виокремлюють місця, де сталися нещасні випадки. За такого методу визначають додаткові коефіцієнти, які характеризують певні особливості виробничої діяльності енергопідприємства: електротравматизм на 106 кіловат-часів виробленої електроенергії; на 1000 одиниць устаткування, яке експлуатують.

Для оцінки важкості електротравм використовують схеми, яка характеризують окремі ділянки тіла людини, позначають травмовані органи, тканини чи ділянки тіла. Це дає можливість наочно бачити місця з підвищеною небезпекою або ж найбільш травмовані органи та прогнозувати можливу тяжкість травми.

*Монографічний метод* полягає в аналізі небезпечних та шкідливих виробничих чинників, притаманних лише тій чи іншій (моно) дільниці виробництва, обладнанню, технологічному процесу.

*Економічні методи* полягають у визначенні економічної шкоди, спричиненої травмами та захворюваннями, – з одного боку та економічної ефективності від витрат на розробку та впровадження заходів на охорону праці – з другого. Ці методи лають можливість знайти оптимальне рішення, яке забезпечить потрібний рівень безпеки, однак вони не дають змоги вивчити причини травматизму та захворювань.

*Методи анкетування* передбачають анкетування працівників щодо інформації про потенційні небезпеки трудових процесів та умови праці. Питання та чинники визначають залежно від особливостей устаткування та загальних і локальних показників умов праці. На підставі анкетних даних розробляють профілактичні заходи щодо попередження нещасних випадків.

*Ергономічні методи* ґрунтуються на комплексному вивченні системи —виробниче середовище – процес і результат діяльності – самопочуття та здоров'я працівника. Відомо, що кожний вид трудової діяльності висуває вимоги до наявності певних антропометричних та психофізіологічних показників працівника. За комплексної відповідності показників працівника і



трудової діяльності, яку він виконує, можлива ефективна і безпечна робота. Порушення відповідності веде до нещасного випадку. Проаналізувати і встановити аналітичні залежності між окремими параметрами і процесами з урахуванням взаємозв'язків у такій моделі реально досягається тільки методами математичного моделювання.

*Психофізіологічні методи* аналізу травматизму враховують, що здоров'я і працездатність працівника залежать від зовнішніх чинників (біологічні ритми функціонування організму, іонізації атмосфери, магнітного і гравітаційного поля Землі, активності Сонця, гравітації Місяця тощо) та внутрішніх чинників, яку зумовлено рівнем кваліфікації, станом здоров'я, віком тощо. Ці явища викликають відповідні зміни в організмі людини, змінюють її стан і впливають на поведінку. Це призводить до неадекватного сприйняття дійсності і може спричинити нещасні випадки.

*Метод експертних оцінок* базується на експертних оцінках фахівців щодо умов праці, відповідності технологічного обладнання, пристроїв, інструментів, технологічних процесів вимогам стандартів та ергономічним вимогам. Виявлення думки експертів може бути очним і заочним (за допомогою анкет). Результати обробки експертних висновків дає можливість виявити причини нещасних випадків, що вже сталися, а також визначити ризик таких випадків у майбутньому. Експертні оцінки в енергетиці дали змогу визначити основні події, під час яких сталися нещасні випадки: зіткнення; падіння потерпілого; падіння предметів, матеріалів; дія предметів та деталей, що рухаються, розлітаються, обертаються; ураження електричним струмом; дія високих температур. Аналіз ризику виконується на підставі суб'єктивних рішень експертів і відбувається у такій послідовності:

- визначення оціночних критеріїв та їх ранжування з урахуванням конкретної ситуації;
- визначення вагових характеристик оціночних критеріїв для кожного з можливих факторів впливу;

- комплексний аналіз факторів впливу, з урахуванням рангів і ваги оціночних критеріїв та прийняття рішень.

Нині в Україні виокремлено 86 видів діяльності з високим рівнем ризику. Експлуатація енергоустановок розподіляються в межах перших 20 галузей з найбільшими ризиками травмування, серед яких: генерація та розподілення електроенергії; експлуатація пасажирського залізничного транспорту; виробництво електроенергії тепловими електростанціями; ремонт, технічне обслуговування та монтаж підйимально-транспортного устаткування.

## **7.2 Державний нагляд, відомчий і громадський контроль за охороною праці в енергетиці**

*Державний нагляд* за додержанням законів та інших НПАОП відповідно до Закону «Про охорону праці» здійснюють: – спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з нагляду за охороною праці. Діяльність органів державного нагляду за охороною праці регулюється законами України «Про охорону праці», «Про використання ядерної енергії і радіаційну безпеку», «Про пожежну безпеку», «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення», іншими нормативно-правовими актами та положеннями про ці органи, що затверджуються Президентом України або Кабінетом Міністрів України.

Інспектори Держгірпромнагляду мають право:

- безперешкодно відвідувати підконтрольні підприємства (об'єкти), виробництва, та здійснювати в присутності роботодавця або його представника перевірку додержання законодавства з охорони праці;

- одержувати пояснення, висновки обстежень, аудитів, звіти про рівень і стан профілактичної роботи, причини порушень законодавства та вжиті заходи щодо їх усунення;

– видавати обов'язкові для виконання приписи (розпорядження) про усунення порушень і недоліків в галузі охорони праці;

– забороняти, зупиняти, припиняти, обмежувати експлуатацію виробництв, робочих місць, будівель, устаткування, виконання певних робіт, застосування нових небезпечних речовин, реалізацію продукції, а також скасовувати або припиняти дію виданих ними дозволів і ліцензій до усунення порушень, які створюють загрозу життю працюючих;

– притягати до адміністративної відповідальності працівників, винних у порушенні законодавства про охорону праці;

– надсилати роботодавцям подання про невідповідність окремих осіб займаній посаді, передавати матеріали органам прокуратури для притягнення цих осіб до відповідальності згідно із законом.

*Відомчий контроль* покладається на адміністрацію підприємства та на господарські організації вищого рівня. Цей контроль здійснюють служби охорони праці.

*Громадський контроль* за дотриманням законодавства про охорону праці, створенням безпечних і нешкідливих умов праці, належних виробничих та санітарно-побутових умов, забезпеченням працівників засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) та колективного захисту здійснюють професійні спілки в особі своїх виборних органів і представників (уповноважених осіб). У разі загрози життю або здоров'ю працівників професійні спілки мають право вимагати від роботодавця негайного припинення робіт на період, необхідний для усунення загрози життю або здоров'ю працівників.

Професійні спілки також мають право на проведення незалежної експертизи умов праці, а також об'єктів виробничого призначення, що проектуються, будуються чи експлуатуються, на відповідність їх НПАОП, брати участь у розслідуванні причин нещасних випадків і професійних захворювань та надавати свої висновки про них, вносити роботодавцям,

державним органам управління і нагляду подання з питань охорони праці та одержувати від них аргументовану відповідь.

### *Актуальність проблеми електробезпеки*

Актуальність проблем електробезпеки у наш час характеризується такими чинниками:

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

З кінця ХІХ століття електрична енергія стала найбільш розповсюдженим видом енергії. Це пов'язано з перевагами, притаманними цій енергії: відносна легкість отримання у достатньо великих кількостях, простота передачі на далекі відстані і дроблення на будь які частини, легкість безпосереднього перетворення в інші потрібні види енергії.

В енергетиці електротравматизм першочергово зумовлено експлуатацією зовнішніх електроустановок. До яких належать трансформаторні підстанції високої напруги, повітряні лінії електропередач, конденсаторні та перетворювальні установки. Домінуюче значення такого чинника випливає з аналізу причин травматизму за місцем їх виникнення: 47% електротравм отримано в приміщеннях; 53% - під час експлуатації зовнішніх електроустановок.

Відомо, що експлуатація устаткування з межах гарантованого виробником терміном, дає можливість суттєво знизити показники електротравматизму. Нині на електричних станціях усіх видів, підстанціях та електричних мережах продовжують експлуатацію зношене (до 30 %) устаткування та існує низькі темпи оновлення основних виробничих фондів. Наприклад, критичний рівень зношеності фондів спостерігається зокрема на першому і другому блоках Рівненської АЕС і першому блоці Південноукраїнської АЕС.

### 7.3 Особливості електротравматизму

Електротравматизм порівняно з травматизмом від інших небезпечних чинників притаманні такі особливості:

*1 – несподіваність отримання електротравми* – пов'язана з тим, що людина не має датчиків (рецепторів), за допомогою яких вона могла би дистанційно визначити наявність небезпеки (електричної напруги) на елементах обладнання (як, наприклад, інші небезпечні фактори – частини обладнання, що рухаються, нагріті деталі та інші). Не знаючи про небезпеку, людина сміливо доторкується до частини обладнання під напругою. Захисна реакція у цьому випадку виникає лише після включення людини під напругу, тобто після того, як через неї починає протікати електричний струм. Наслідки такого включення визначаються співвідношенням двох швидкостей: швидкості гальмівної дії електричного струму і швидкості захисної реакції організму. Якщо більше швидкість захисної реакції, людина самостійно відключається з ЕУ, а якщо більшою є швидкість гальмівної дії електричного струму, людина на певний час залишається включеною в електричне коло.

*2 – можливість дистанційного отримання електротравм без безпосереднього контакту з установкою під напругою* – це може бути ураження через електричну дугу, якщо людина наблизилася на критичну відстань до ЕУ напругою понад 1 кВ, або ураження напругою кроку, якщо людина знаходиться у зоні локальної землі у випадку замикання на землю в ЕУ.

*3 – можлива рефлекторність дії електричного струму* – електричний струм, що протікає через тіло людини під час ураження, діє не тільки у місцях контактів (точка входу і точка виходу), але ще спричиняє й рефлекторну дію, порушуючи роботу центрів, які координують роботу життєво важливих органів, найчастіше серцево-судинної системи та дихання.

4 – невідомість, прихованість більшості електротравм – розслідуванню, обліку та аналізу доступні лише електротравми з тяжкими та смертельними наслідками, а усі інші випадки включення людини в електричне коло залишаються невідомими, хоча причини цих електротравм, як правило, однакові; такий стан негативно впливає на профілактику електротравм.

Статистичні дані показують, що у загальному виробничому травматизмі електротравми становлять до 2% (в Україні до 3 %), тобто посідають останнє місце, а у травматизмі зі смертельним наслідком – висувуються на одне з перших місць, становлячи до 20 % (в Україні до 30 %). Особливо високий в Україні рівень побутового електротравматизму.

## ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту був проведений розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 188 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 знаходилось на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
6. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.
8. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.
9. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.



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

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

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

Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

