

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної роботи бакалавра
освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр**

галузі знань 14 електрична інженерія

**зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

**на тему Визначення основних вимог до схеми мережі електропостачання
сільськогосподарського району сумарною потужністю 24 МВт**

Виконав: студент групи ЕСЕ-19дб

Співак А.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

Брожко Р. М.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2023

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц. Руднів Є.С

« ____ » _____ 2023 року

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

Співаку Артему Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Визначення основних вимог до схеми мережі електропостачання сільськогосподарського району сумарною потужністю 24 МВт

Спец. завдання. Регулювання напруги

Керівник проекту Брожко Ростислав Миколайович канд. техн. наук, доцент

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

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

3. Вихідні данні до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35 кВ.

Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів										
Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
X_A	Y_A	X_1	Y_1	X_2	Y_2	X_3	Y_3	X_4	Y_4	
103	167	124	195	157	210	83	177	131	133	

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (МВт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	P_1	$\cos\varphi_1$	P_2	$\cos\varphi_2$	P_3	$\cos\varphi_3$	P_4	$\cos\varphi_4$	
T_m									
5725	5	0,832	3	0,80	12	0,832	4	0,894	

3.3. Тариф на електроенергію (b_c)..... 3,1 грн/кВт

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

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга U_{HH} , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Сільське господарство	6	II	I
2	Сільське господарство	10	II	
3	Сільське господарство	6	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.
- 4.5. Перелік графічного матеріалу – згідно до завдання.

5. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	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	I і II тижні	
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.	II і III тижні	
3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.	IV тиждень	
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.	V тиждень	
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	V тиждень	
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	VI тиждень	
7	Графічна частина	VII тиждень	

Студент Співак А.В.

_____ (підпис)

Керівник проекту Брошко Р.М.

_____ (підпис)

Дата видачі завдання ” 16 ” травня 2023р.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 89 стор., 20 рис., 20 табл.,
17 найм. бібл.посилань

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, СХЕМИ,
ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ, ЕКОНОМІЧНИЙ ВАРІАНТ,
СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Обґрунтована доцільна конфігурація мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проєктованої мережі. Визначена потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

ABSTRACT

Pages – 75; Drawings – 20; Tables – 15; Sources – 17.

Approved The Network configuration. Nominal Voltages, cross-sections of Wires of Power Lines on all sections of the designed Network are selected. The Powers of The Substation Transformers are appointed. Compensating and controlling Appliances and their location are chosen. There are the most advantageous solution for several options of The Power Network after comparative analysis.

KEYWORDS: ELECTRIC NETWORK, ELECTRICAL LOADS CALCULATIONS, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, CROSS-SECTION of WIRES, TYPES OF CONTROL of VOLTAGES

					ДБ 141.19за.011 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	<i>Визначення основних вимог до схеми мережі електропостачання</i>	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Співак						5	
Перевір.	Брошко							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднів					СНУім.В.Даля, каф. ЕІ		

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.....	46
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	52
4.	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	56
4.1.	Режим максимального навантаження.....	56
4.2.	Післяаварійний режим.....	72
5.	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	76
6.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	80
6.1	Роботи з вимірювальними приладами, пристроями реєстрозахисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, з електролічильниками.....	80
6.2	Пожежна безпека у розподільчих пристроях електричних станцій і підстанцій	83
	ВИСНОВКИ.....	86
	СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	87

ВСТУП

Вибір схеми розвитку електричних мереж полягає у визначенні: схем видачі потужності нових (що розширюються та реконструюються) електростанцій; пунктів розміщення нових ПС, зв'язків між ними (граф мережі) і схем приєднання ПС до існуючих і тих, що знову споруджуються мереж; обсягу реконструкції існуючих ліній і ПС, які досягли фізичного або морального зносу; кількості і потужності трансформаторів на ПС; попередніх схем електричних з'єднань електростанцій і ПС; типу, потужності і розміщення компенсуючих і регулюючих пристроїв; перетинів проводів (конструкцій фази) ліній електропередачі; рівнів струмів КЗ і заходів щодо їх обмеження; економічних показників розвитку і функціонування мережі.

На сучасному рівні, при високому ступені охоплення обжитої території країни мережами, мова йде, головним чином, про оптимізацію розвитку існуючої електричної мережі, при якій необхідно виходити із загальних принципів її побудови з урахуванням перспективи.

Вибір схеми електричних мереж виконується, як правило, на наступні перспективні рівні: ЕНЕС - розрахунковий термін 10 років; розподільна мережа – розрахунковий термін 5 років; мережу зовнішнього електропостачання промислових підприємств; електрифікація ділянок залізниць тощо - терміни введення в роботу (освоєння потужності) об'єкта, з яким пов'язано спорудження проектованої мережі.

Топологія електричних мереж розвивається відповідно з географічними умовами, розподілом навантажень і розміщенням енергоджерел. Різноманіття і несхожість цих умов призводять до великої кількості конфігурацій і схем електричної мережі, що мають різні властивості і техніко-економічні показники. Оптимальне рішення може бути знайдено шляхом техніко-

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

економічного порівняння варіантів Складання найбільш доцільних варіантів схеми є досить складним завданням, оскільки при великій кількості пунктів живлення і вузлів навантажень кількість можливих варіантів виходить дуже великим. Використання наявних комп'ютерних програм істотно полегшує вирішення завдання, хоча досвід і мистецтво проектувальника продовжують залишатися вирішальним фактором.

Основні вимоги до схем мережі.

При проектуванні схем електричних мереж повинна забезпечуватися економічність їх розвитку і функціонування з урахуванням раціонального поєднання споруджуються елементів мережі з діючими. В першу чергу необхідно розглядати працездатність діючих мереж при перспективному рівні електричних навантажень з урахуванням фізичного та морального зносу ліній і ПС і їх можливої реконструкції.

Розвиток мережі повинно передбачатися на основі доцільності використання технічно і економічно обґрунтованого мінімуму схемних рішень, що забезпечують побудову мережі з типових уніфікованих елементів відповідно до нормативно-технічною документацією з проектування ПС і ліній.

Схема електричної мережі повинна бути гнучкою і забезпечувати збереження прийнятих рішень щодо її розвитку при можливих невеликих відхиленнях: рівнів електричних навантажень і балансів потужності від планованої; трас ПЛ і майданчиків ПС від намічених; термінів введення в роботу окремих енергооб'єктів.

У сільському господарстві споживачі електроенергії розосереджені на значній території, а потужності їх порівняно невеликі. Це зумовлює деякі особливості електропостачання. Сільські електричні мережі здебільшого протяжні і мають невелику потужність. Навантаження, наприклад, низьковольтних мереж сільських населених пунктів коливається від 3 до 8 кВт/км і становить у середньому 5 кВт/км, що значно менше, ніж навантаження мереж навіть невеликих міст, де воно становить 10–60 кВт/км.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

Тому електро-постачання виробничих підприємств і населених пунктів у сільській місцевості відрізняється від електропостачання промисловості і великих міст. Головним завданням його є подача електроенергії до великої кількості порівняно малопотужних об'єктів, розосереджених на значній території. Як результат протяжність мереж (у розрахунку на одиницю потужності споживача) у багато разів перевищує цю величину в інших галузях народного господарства, а вартість електропостачання у сільському господарстві становить до 75% загальної вартості електроенергії, враховуючи витрати на придбання робочих машин.

На сучасному етапі розвитку електрифікації сільського господарства, особливо під час створення тваринницьких комплексів промислового типу, птахофабрик, тепличних комбінатів тощо всяке вимикання лінії електропередачі, як планове (для ревізії та ремонту), так і непередбачене, аварійне, завдає значних збитків споживачам і самій енергосистемі.

Оскільки будівництво сільських електричних мереж можна вважати практично завершеним, основним завданням тепер є забезпечення якості електроенергії, що подається сільським споживачам, і високої надійності електропостачання.

Нормування якості електричної енергії здійснюється в Україні на основі міждержавного стандарту ГОСТ 13109-97 – Електрична енергія. Сумісність технічних засобів – електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах електропостачання загального призначення.

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання в електричних мережах здійснюється великий комплекс організаційних заходів та впроваджуються новітні техніка і технології: комутаційне обладнання нового покоління – вакуумні і елегазові вимикачі, мікропроцесорні засоби захисту і автоматики, спорудження повітряних ліній на базі самоутримувальних ізолюваних проводів, інформаційні управляючі системи у рамках концепції Smart Grid, тощо.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						9
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 5/0,832 = 6,0. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (6,0^2 - 5^2)^{0,5} = 3,3. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	5	+j	3,3	Сільське господарство	6	II
2	3	+j	2,3	Сільське господарство	10	II
3	12	+j	8,0	Машинобудування	6	I
4	4	+j	2,0	Машинобудування	10	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 5 + 3 + 12 + 4 = 24,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 3,3 + 2,3 + 8,0 + 2,0 = 15,60. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (24,00^2 + 15,60^2)^{0,5} = 28,62. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної ΔP і реактивної ΔQ 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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 24,00 + 0,02 \cdot 28,62 = 1,29. \quad (1.6)$$

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						11
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 15,60 + 0,1 \cdot 28,62 = 3,64. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 24,00 + 1,29 = 24,09. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 15,60 + 3,64 = 18,46. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (24,09^2 + 18,46^2)^{0,5} = 30,35. \quad (1.10)$$

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 :

										Лист
										12
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						13
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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	5	124	620	195	975	23	115
2	3	157	471	210	630	58	174
3	12	83	996	177	2124	26	312
4	4	131	524	133	532	50	200
Разом	24,00	-	2611	-	4261	-	801

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 2611/24,00 = 109 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 4261/24,00 = 178 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	103	167
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	124	195
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	157	210
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	83	177
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	131	133
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	109	178

Географічне розташування джерела живлення (пункт А), вузлів навантаження (пункти 1,2,3,4) і центра електричних навантажень (пункт ЦН) на плані місцевості приведено на рис.1.1. Масштаб - 0 км/мм.

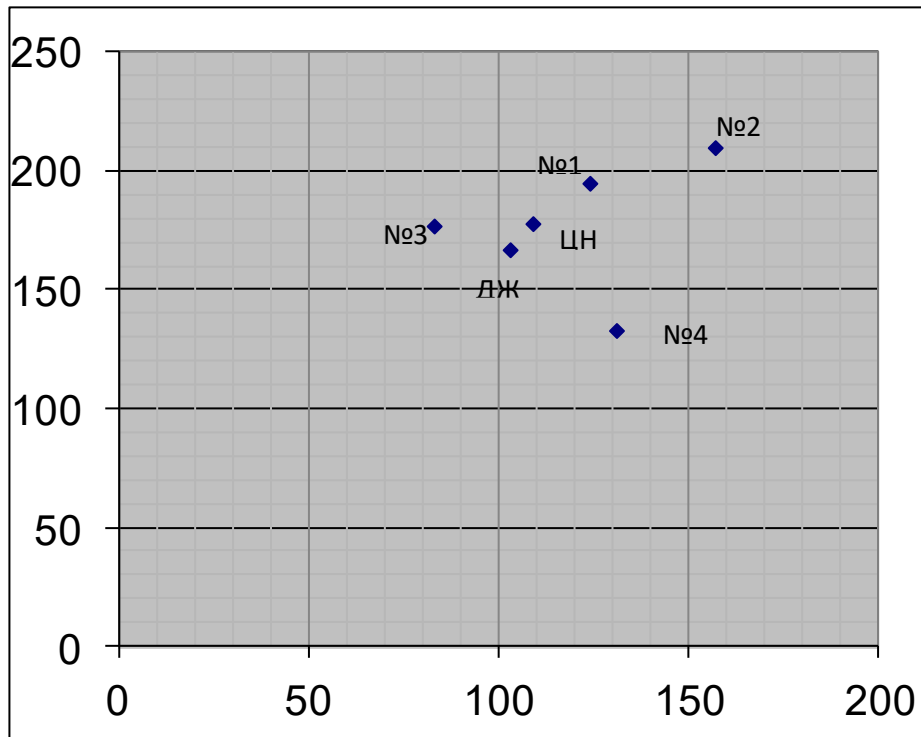


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((103-109)^2 + (167-178)^2)^{0,5} = 13. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((124-109)^2 + (195-178)^2)^{0,5} = 23. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ($L_{нс2-цн}$), №3 ($L_{нс3-цн}$), №4 ($L_{нс4-цн}$) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 801/24,00=33. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 13/33=0,39, \quad (1.18)$$

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 проекті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(103-124)^2 + (167-195)^2]^{0,5} \cdot 0 = 0 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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}
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрически зв'язану мережу допускається 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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

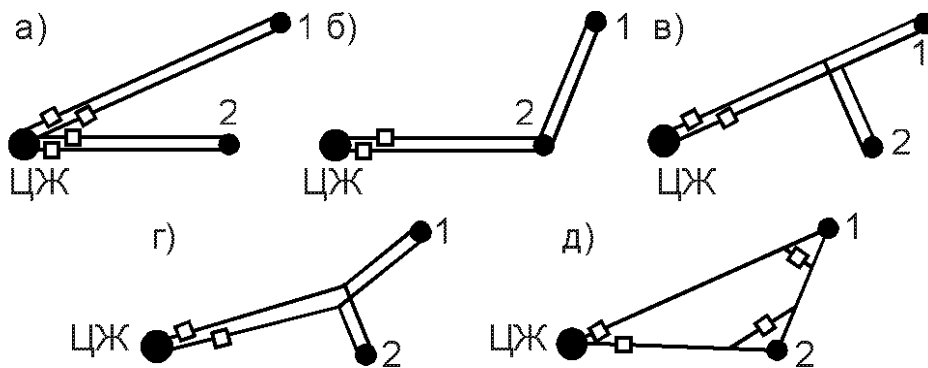


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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 проектувана 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, обмірюваної по прямої лінії на плані району):

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

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,

$$l_{\partial i \partial 1} = 1,1 m l_{\partial 1} = 1,1 \cdot 0 \cdot 0 = 0,0.$$

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

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

де $k_{\partial i \partial i}$ – 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 $k_{\text{дїл}} = 1$. В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ($k_{\text{дїл}} = 1,6$), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ($k_{\text{дїл}} = 2$).

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,

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

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

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		20

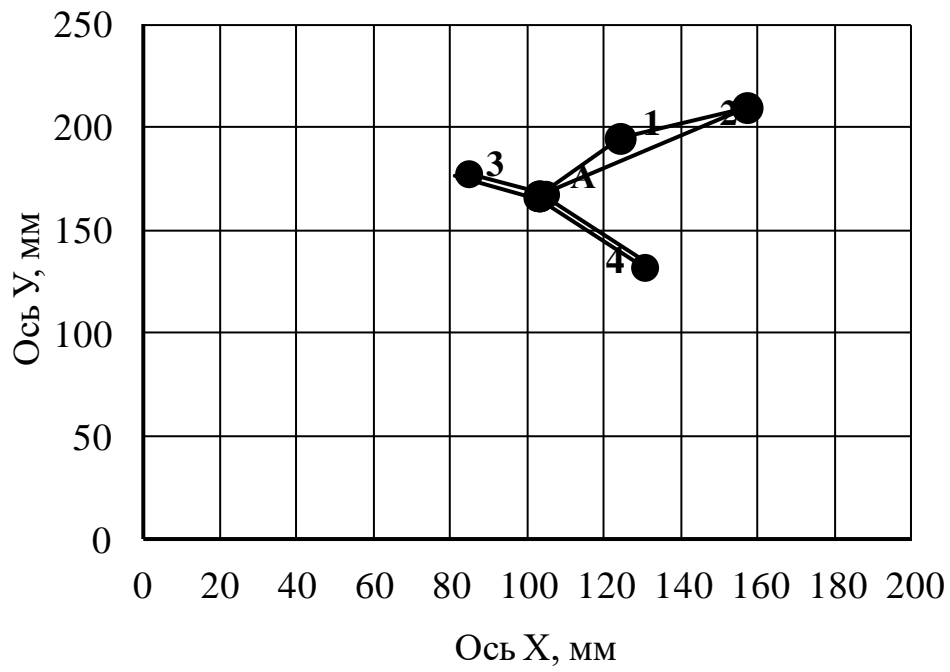


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

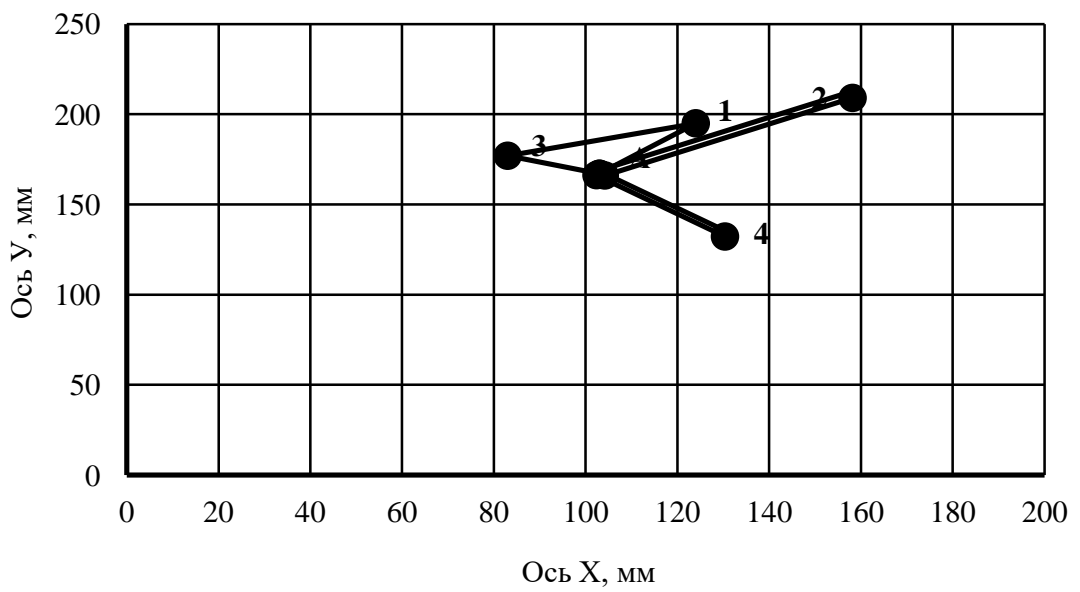


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

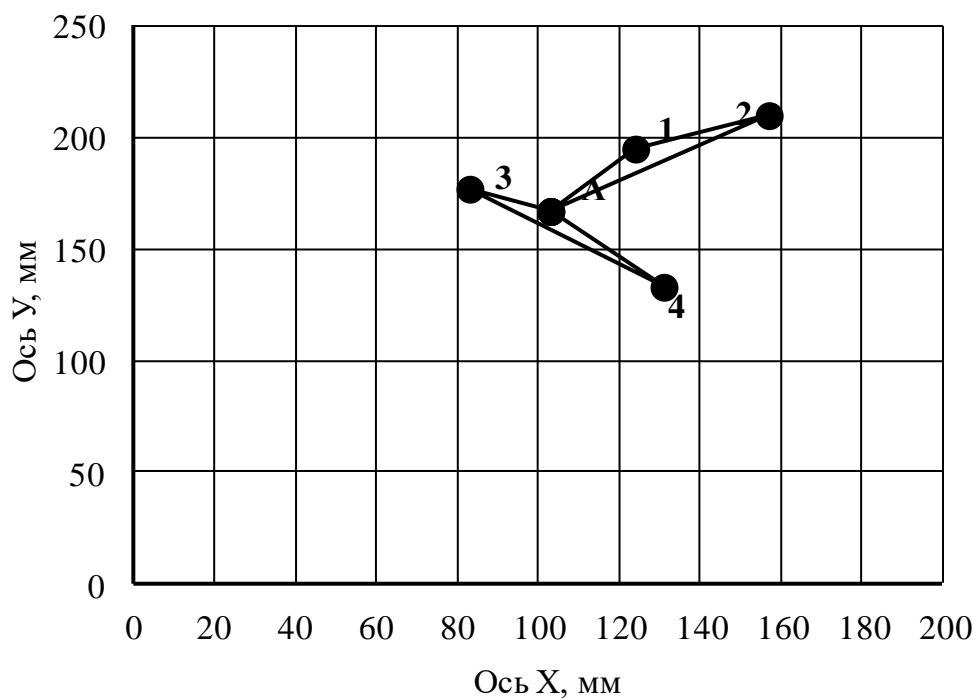


Рисунок 1.5 – Варіант “в”

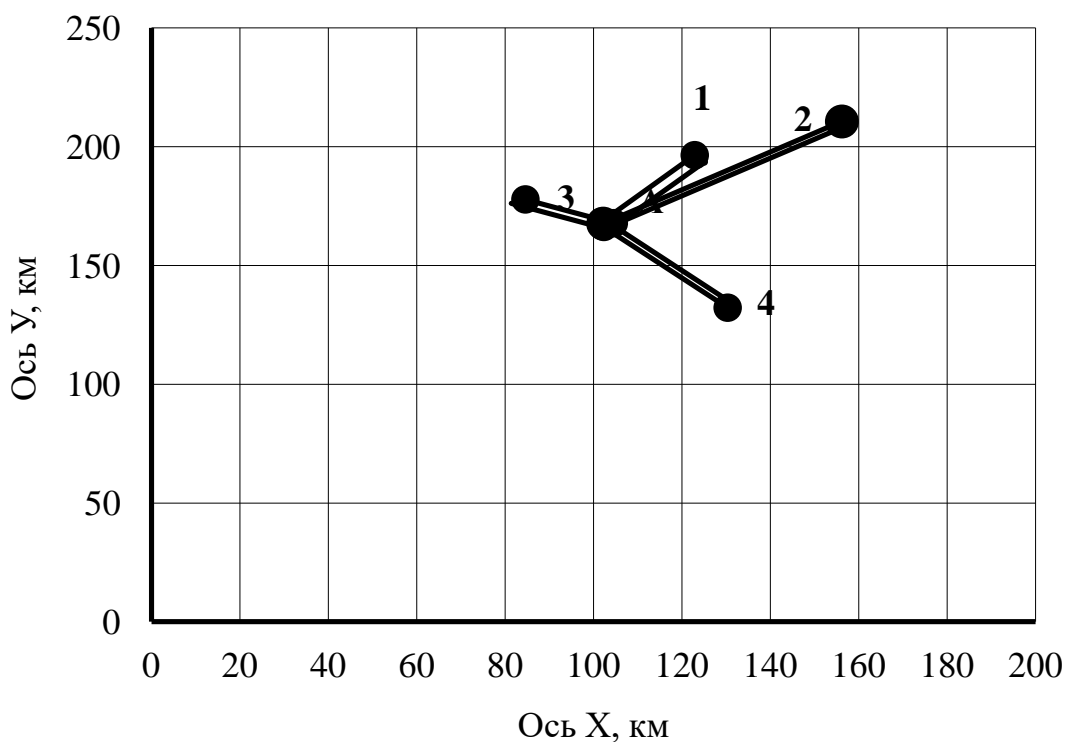


Рисунок 1. – Варіант “г”

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_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	0	0,0	0,0	0,0	9	27
	1-2	1	0	0,0	0,0			
	A-2	1	0	0,0	0,0			
	A-3	1,6	0	0,0	0,0			
	A-4	1,6	0	0,0	0,0			
“б”	A-1	1	0	0,0	0,0	0,0	9	27
	A-3	1	0	0,0	0,0			
	1-3	1	0	0,0	0,0			
	A-4	1,6	0	0,0	0,0			
	A-2	1,6	0	0,0	0,0			
“в”	A-1	1	0	0,0	0,0	0,0	9	27
	1-2	1	0	0,0	0,0			
	A-2	1,6	0	0,0	0,0			
	A-3	1,6	0	0,0	0,0			
	3-4	1	0	0,0	0,0			
	A-4	1	0	0,0	0,0			
“г”	A-1	1,6	0	0,0	0,0	0,0	9	27
	A-2	1,6	0	0,0	0,0			
	A-3	1,6	0	0,0	0,0			
	A-4	1,6	0	0,0	0,0			

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

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						24
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

						ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			25

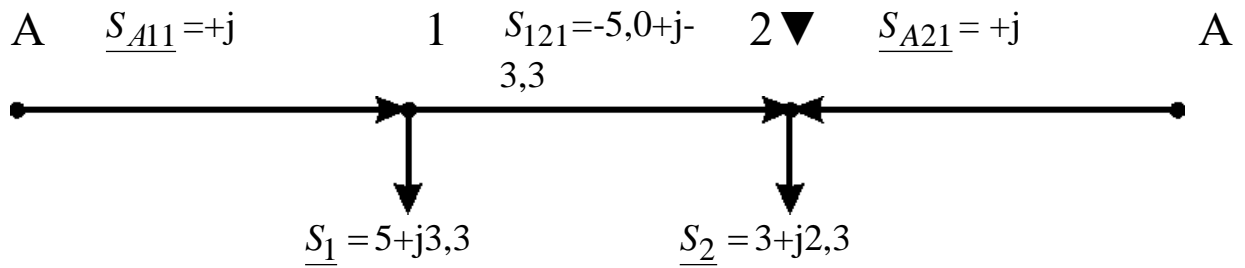


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (5 \cdot (0,0 + 0,0) + 3 \cdot 0,0) / \\ &/(0,0 + 0,0 + 0,0) = \text{МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (3,3 \cdot (0,0+0,0) + 2,3 \cdot 0,0) / (0,0+0,0+0,0) = \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (+j). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (5 \cdot 0,0 + 3 \cdot (0,0+0,0)) / (0,0+0,0+0,0) =, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (3,3 \cdot 0,0 + 2,3 \cdot (0,0+0,0)) / (0,0+0,0+0,0) =, \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (+j) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

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

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 5 + 3 = 8,0, \quad P_1 + P_2 = 5 + 3 = 8,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 3,3 + 2,3 = 5,6 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 5 - 5 = 0,0. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 3,3 - 3,3 = 0,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = 0 + j0 = 0. \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 12 + j8,0$$

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

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

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 4 + j2,0,$$

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

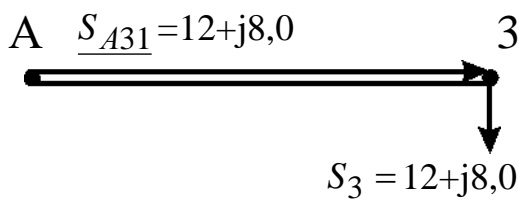


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3

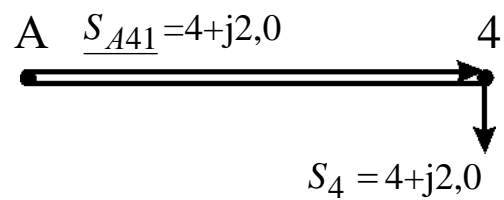


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4

(варіант мережі 1)

(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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 5 + j3,3;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 3 + j2,3;$$

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

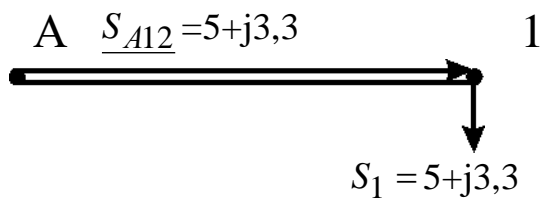


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

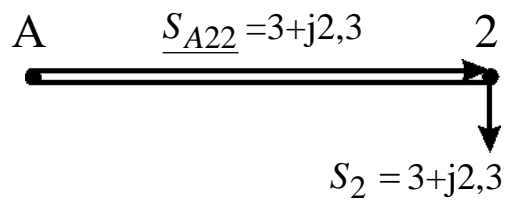


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

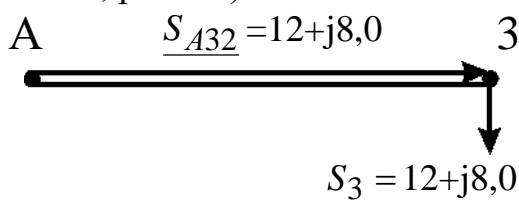


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

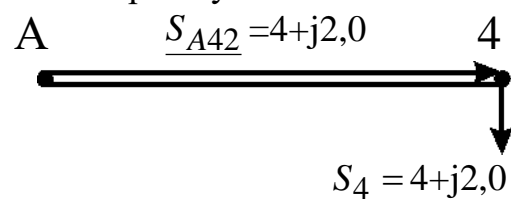


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

курсівому проєкті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

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

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

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

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

У курсівому проєкті 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 знижувальної. 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.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		30

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталелегуючих 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, $l_{\text{діл}}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{\text{діл}}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{\text{н діл}}$ кВ
1	A-1	0,0		1	0	35
	A-2	0,0		1	0	35
	1-2	0,0	-5,0	1		35
	A-3	0,0	12	2		35
	A-4	0,0	4	2	43	35
2	A-1	0,0	5	2	25	35
	A-2	0,0	3	2	27	35
	A-3	0,0	12	2	21	35
	A-4	0,0	4	2	43	35

2.2. Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів F , мм², вибирається по економічній щільності струму $j_{\text{ек}}$:

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

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 $S_{дiл}$ – повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

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

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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (2^2 + 2^2)^{1/2} = 2,83$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = \frac{2,83 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 35 \cdot 1} = 46,5$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m = 5725$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

Переріз проводів F , мм², на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму $j_{ек}$:

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = \frac{46,5}{1} = 46,5$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						33
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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 ²	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			0,0	35	1	0,0	0	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-2			0,0	35	1	0,0	0	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	1-2	-5,0	-3,3	6,0	35	1	99,1	99	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	118,9	119	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	37,2	37	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
2	A-1	5	3,3	6,0	35	2	49,5	50	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	3	2,3	3,8	35	2	31,4	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	118,9	119	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	37,2	37	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55

2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 5 + 3 = 8,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 3,3 + 2,3 = 5,6.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (8,0^2 + 5,6^2)^{0,5} = 9,8.$$

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

						ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			35

$$I_{авA11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 9,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 162 \text{ A.}$$

$$I_{авA11} = 162 \text{ A} \leq I_{доп} = 390 \text{ A.}$$

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	A-1	8,0	5,6	9,8	35	1	162	390
	A-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	265
	1-2	3	2,3	3,8	35	1	63	265
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	119	390
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	37	265
2	A-1	5	3,3	6,0	35	2	50	265
	A-2	3	2,3	3,8	35	2	31	265
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	119	390
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	37	265

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови $I_{ав} \leq I_{доп}$.

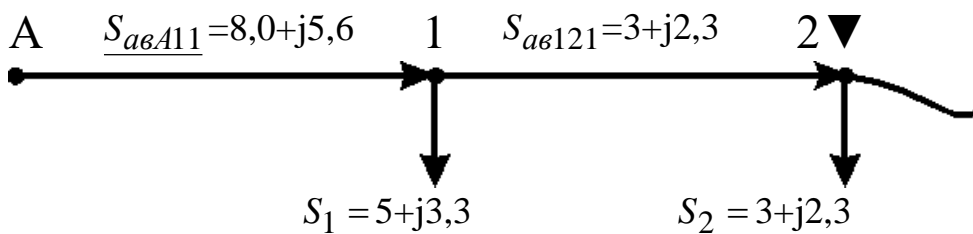


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

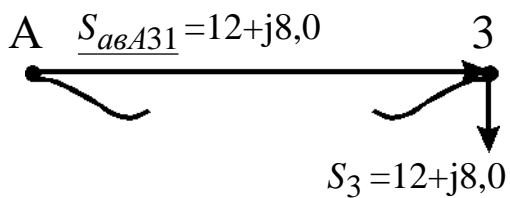


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

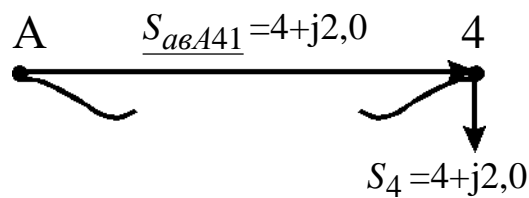


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

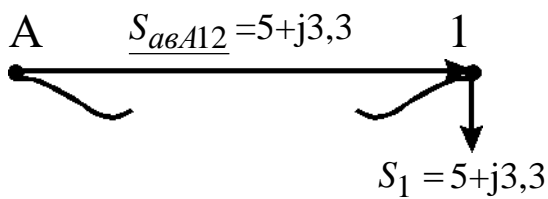


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

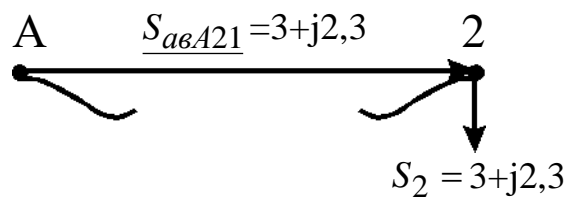


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

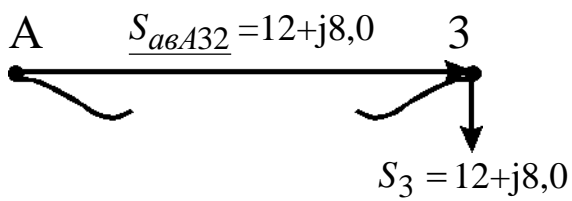


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

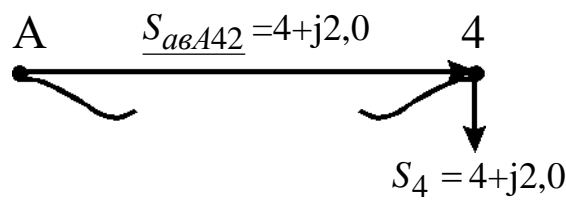


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,249 \cdot 0,0 = 0,0, \quad (2.26)$$

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,427 \cdot 0,0 = 0,0, \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{eA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{dilA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 0,0 \cdot 1 = 0,00, \quad (2.28)$$

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_{dil} , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, Q_{ei} , МВАр
1	A-1	1	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	2,66	0,00
	A-2	1	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00
	1-2	1	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00
	A-3	2	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	2,66	0,00
	A-4	2	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00
2	A-1	2	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00
	A-2	2	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00
	A-3	2	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	2,66	0,00
	A-4	2	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	2,55	0,00

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 курсовому проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

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

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (8,0 \cdot 0,0 + 5,6 \cdot 0,0) / 35 = 0,0.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 0,0/1 = 0,0.$$

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

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

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (3 \cdot 0,0 + 2,3 \cdot 0,0) / 35 = 0,0.$$

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:

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 0,0 \cdot 100/35 = 0,0.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 0,0 \cdot 100/35 = 0,0.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 0,0 + 0,0 = 0,0\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{дiл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дiл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрага напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрага напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)
1	A-1	АС-120/19	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	8,0	5,6	0,0	0,0
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	3	2,3	0,0	0,0
	A-3	АС-120/19	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	12	8,0	0,0	0,0
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	4	2,0	0,0	0,0
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	5	3,3	0,0	0,0
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	3	2,3	0,0	0,0
	A-3	АС-120/19	0,249	0,427	0,0	0,0	0,0	12	8,0	0,0	0,0
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	0,0	0,0	0,0	4	2,0	0,0	0,0

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 5 / 0,832 = 6,0.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 6,0 = 4,2.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу **ТМН-6300/35**. Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 6,3 \text{ МВА.}$$

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нм1}}{S_{нм1}} \cdot 100\% = (6,0 - 6,3) \cdot 100 / 6,3 = -4,8 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$,

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$, МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діль}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	5	3,3	6,0	4,2	35	6
2	3	2,3	3,8	2,7	35	10
3	12	8,0	14,4	10,1	35	6
4	4	2,0	4,5	3,2	35	10

Таблиця 2.7

Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_K , %	Втрати короткого замикання P_K , кВт	Втрати холостого ходу P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТМН-6300/35	6,3	35/6,3	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	$\pm 6 \times$	1,5	%	-4,8
2	ТМН-6300/35	6,3	35/11	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	$\pm 6 \times$	1,5	%	-39,7
3	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10,0	85	21	0,6	420	0,25	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	-10,0
4	ТМН-6300/35	6,3	35/11	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	$\pm 6 \times$	1,5	%	-28,6

ДБ 141.19 за 011 ПЗ

Ізм.

Лист

№ док.м.

Підпис

Дата

45

Лист

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:

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

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

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

$U_{\text{ділн}}$ - 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,

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

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (0,0/35)^2 \cdot 0,0/1 = 0,00,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5725/10000)^2 \cdot 8760 = 4250. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$\Delta W_{\partial ilA1} = \Delta P_{\partial ilA1} \cdot \tau = 0,00 \cdot 4250 = 0 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 0,013. \quad (2.38)$$

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 46,7 \cdot 10^{-3} \cdot (6,0/6,3)^2 = 0,021 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де P_{k1} - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл.2.7,

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

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

						ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
							47
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1			0,0	35	1	0,0	0,000	0,00	0	0
	A-2			0,0	35	1	0,0	0,000		0	
	1-2	-5,0	-3,3	6,0	35	1	0,0	0,000		0	
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	0,0	0,000		0	
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	0,0	0,000		0	
2	A-1	5	3,3	6,0	35	2	0,0	0,000	0,00	0	0
	A-2	3	2,3	3,8	35	2	0,0	0,000		0	
	A-3	12	8,0	14,4	35	2	0,0	0,000		0	
	A-4	4	2,0	4,5	35	2	0,0	0,000		0	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,013 + 0,021 = 0,034. \quad (2.40)$$

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;

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5725/10000)^2 \cdot 8760 = 4250, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5725 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,013 \cdot 8760 + 0,021 \cdot 4250 = 203,1.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

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, ΔP_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	6,0	6,3	6,7	46,7	0,013	0,021	0,034	0,156	203,1	1028,3
2	3,8	6,3	6,7	46,7	0,013	0,008	0,021		147,9	
3	14,4	16,0	21,0	85,0	0,042	0,034	0,076		512,4	
4	4,5	6,3	6,7	46,7	0,013	0,012	0,025		164,9	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 0,00 + 0,156 = 0,16. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 0,00 + 0,156 = 0,16. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 0,00 + 1028,3 = 1028. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 0,00 + 1028,3 = 1028. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

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 ΔP , зменшення втрат електроенергії ΔW , зменшення втрат напруги ΔU . 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 $U_n=35$ кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,23$$

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

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

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

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

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

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

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

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожну секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двохобмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв $Q_{кп}$, 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 5 \cdot 0,23 = 1,2 \text{ МВАр.}$$

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

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

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги $U_{2н} = 6$ кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 1,125 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТМН-6300/35 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратна 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 2 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 2 \cdot 1,125 = 2,3 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = \frac{(2,1 - 2,3)}{2,3} \cdot 100\% = -8,7\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{кпн1} = Q_1 - Q_{кф1} = 3,3 - 2,3 = 1,4 \text{ МВАр.}$$

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

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

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

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$, МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$, МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$, МВА
1	5	3,3	0,28	1,4	1,9	5 +j 1,4
2	3	2,3		0,8	1,5	3 +j 0,8
3	12	8,0		3,4	4,6	12 +j 3,4
4	4	2,0		1,1	0,9	4 +j 1,1

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

4.1. Режим максимального навантаження

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

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

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

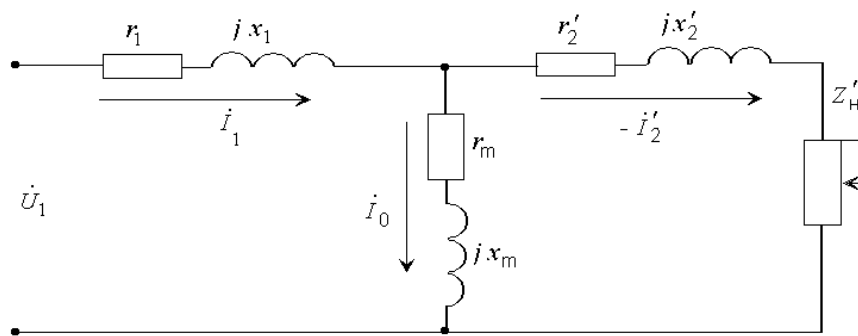


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

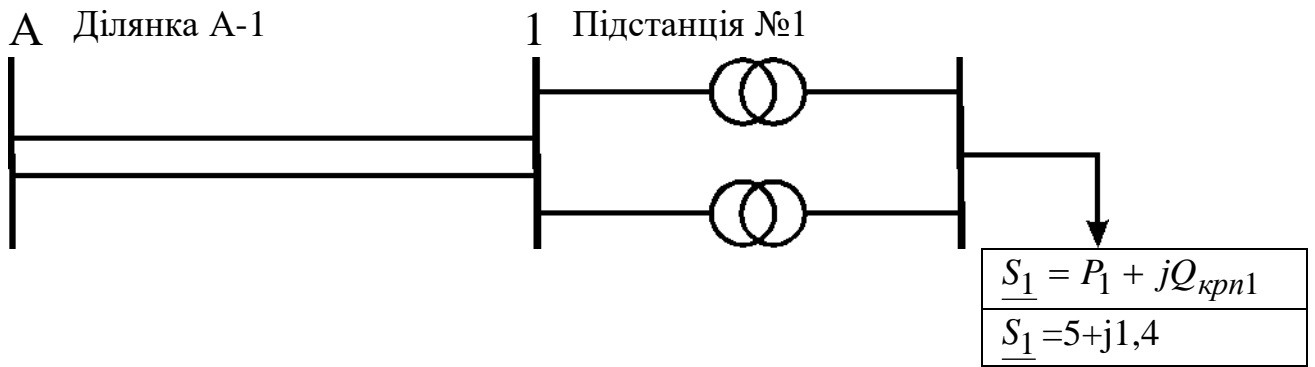


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна 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

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

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

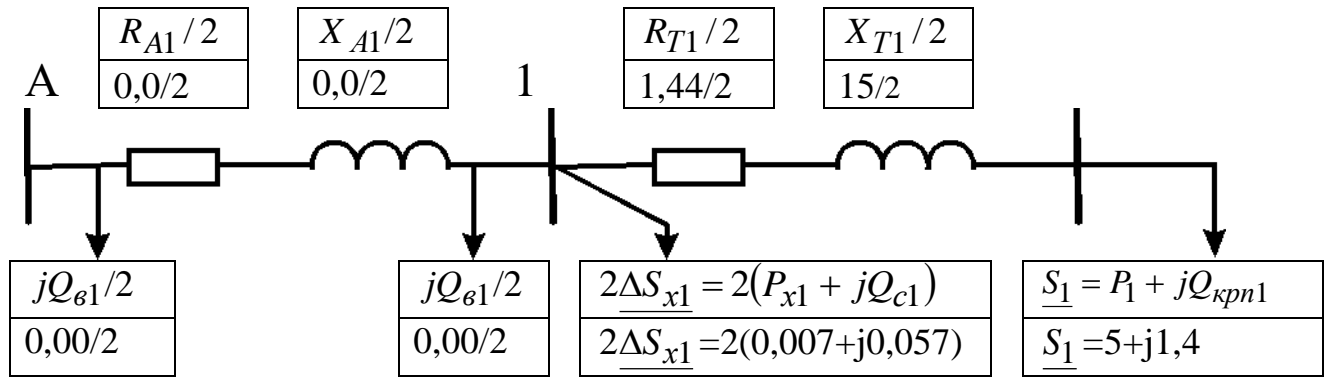


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ΔP_T - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

ΔQ_T - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

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

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((5^2 + 1,4^2) / 35^2) \cdot 1,44 / 2 = 0,02 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

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

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

$$\Delta Q_{T1} = ((5^2 + 1,4^2) / 35^2) \cdot 15 / 2 = 0,17.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{м1} + \Delta P_{T1}) = 5 + 0,02 = 5,03.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 1,4 + 0,17 = 1,57.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (5,03 + j1,57).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 5,03 + 2 \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 5,04.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 1,57 + 2 \cdot 56,7 \cdot 10^{-3} = 1,68.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (5,04 + j1,68).$$

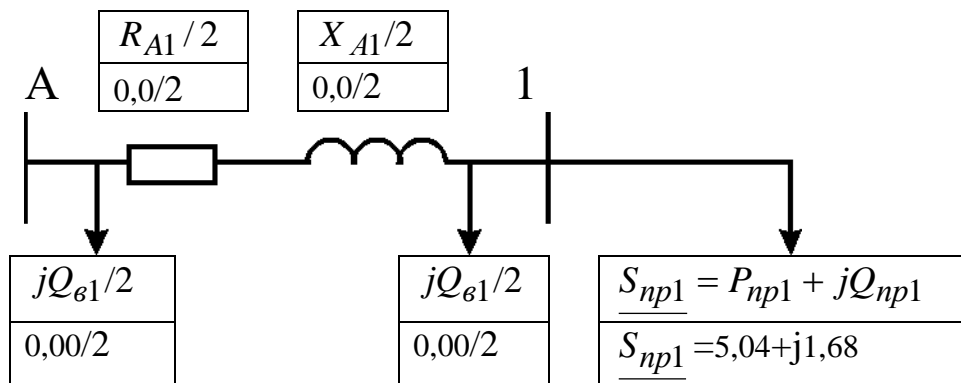


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 з приведеними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 1,68 - 0,00/2 = 1,68.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (5,04 + j1,68).$$

На рис. 4.2г приведена схема заміщення ділянки А-1 з приведеними навантаженнями

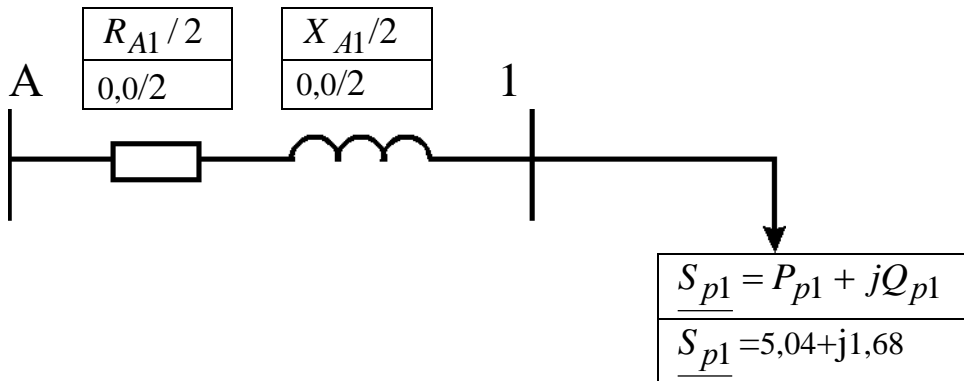


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 5,04 + j1,68 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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 ΔP_{A1} - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ΔQ_{A1} - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{K1}^2 + Q_{K1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((5,04^2 + 1,68^2) / 35^2) \cdot (0,0/2) = 0,00, \quad (4.22)$$

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).

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{K1}^2 + Q_{K1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((5,04^2 + 1,68^2) / 35^2) \cdot (0,0/2) = 0,00, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{K1} + \Delta P_{A1} = 5,04 + j0,00 = 5,04 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{K1} + \Delta Q_{A1} = 1,68 + j0,00 = 1,68 \quad (4.25)$$

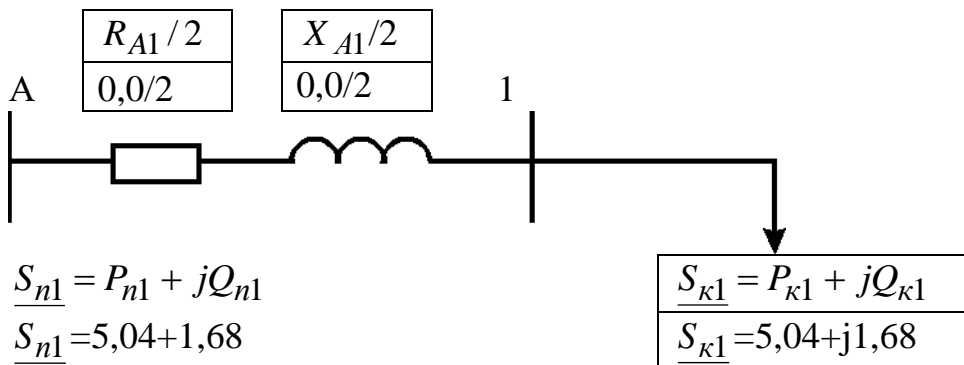


Рисунок 5.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 5.2.

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)	1,44	1,44	0,25	1,44
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	15	15	8	15
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,007	0,007	0,021	0,007
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,057	0,057	0,088	0,057
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	5	3	12	4
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	1,4	0,8	3,4	1,1
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,03	0,01	0,03	0,02
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,17	0,06	0,51	0,11
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, P_{ex} , МВт, (5.4)	5,03	3,01	12,03	4,02
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, Q_{ex} , МВАр, (5.5)	1,57	0,86	3,91	1,21
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	5,04	3,02	12,07	4,03
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	1,68	0,97	4,09	1,32
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	0,00	0,00	0,00	0,00
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	5,04	3,02	12,07	4,03
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	1,68	0,97	4,09	1,32

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 $\Delta R_{діл}$, МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	5,04	1,68	2	0,0	0,0	0,00	0,00	5,04	1,68
А-2	3,02	0,97	2	0,0	0,0	0,00	0,00	3,02	0,97
А-3	12,07	4,09	2	0,0	0,0	0,00	0,00	12,07	4,09
А-4	4,03	1,32	2	0,0	0,0	0,00	0,00	4,03	1,32

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

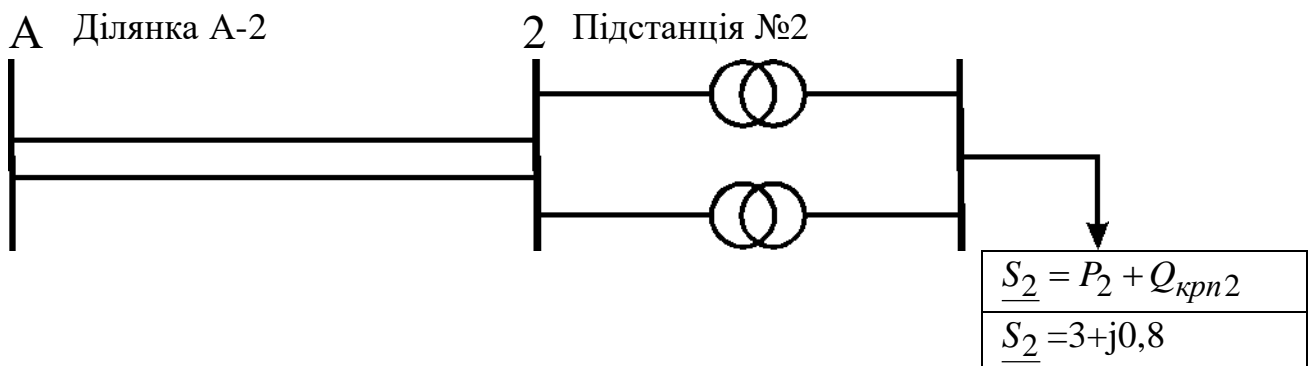


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

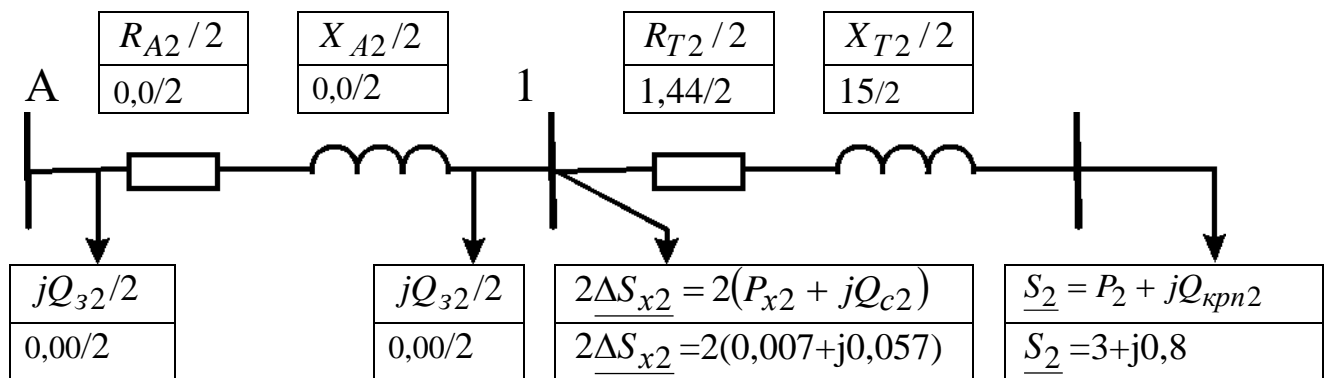


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

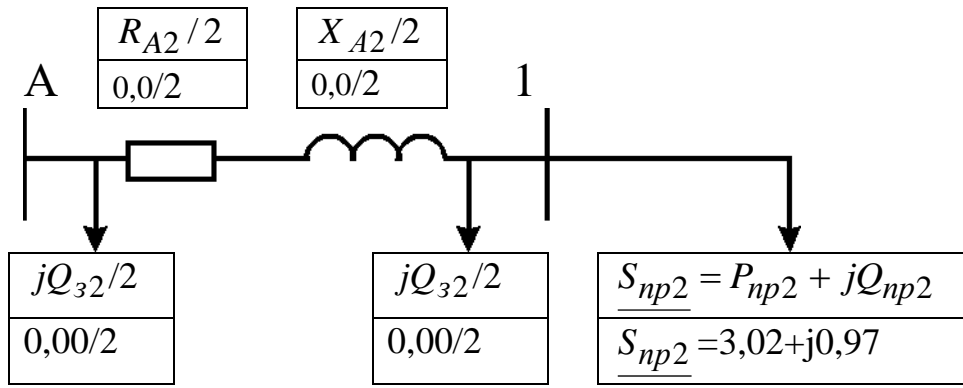


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведеними навантаженнями

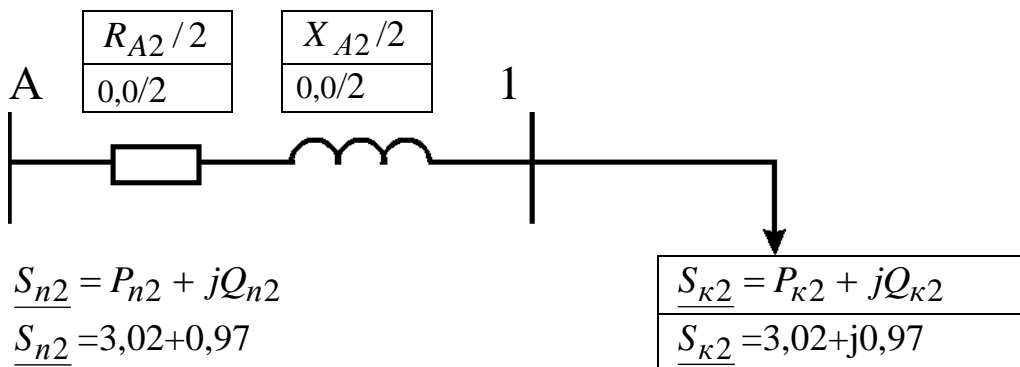


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

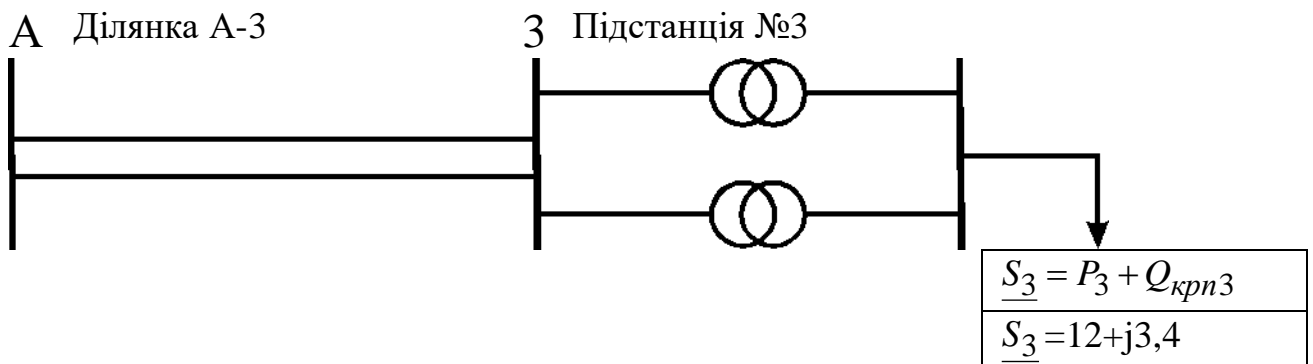


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

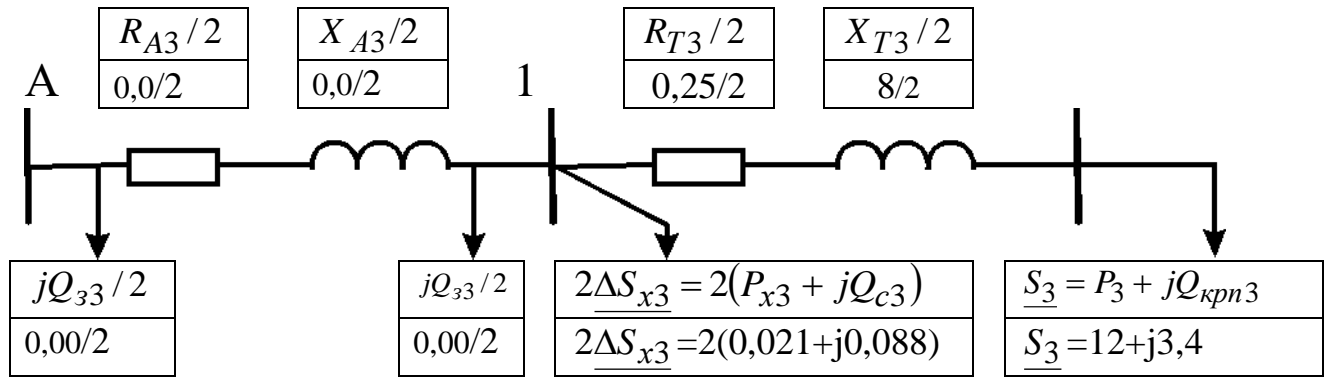


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

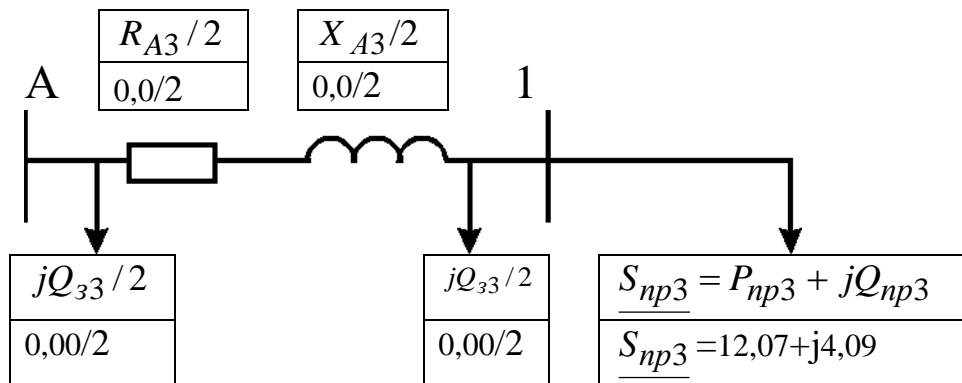


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

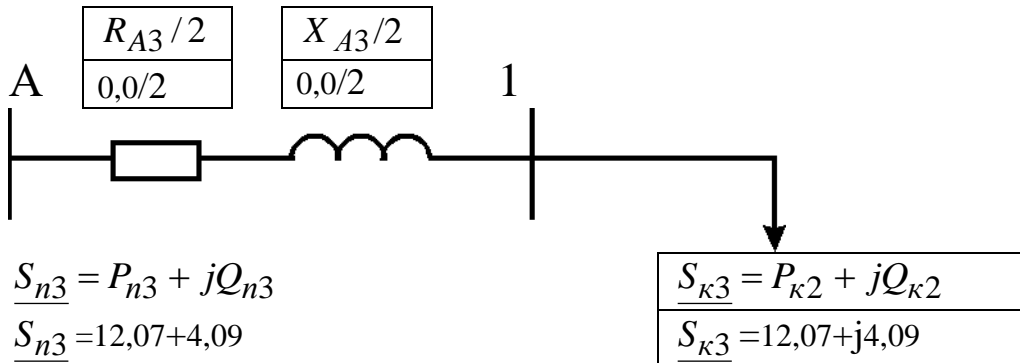


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

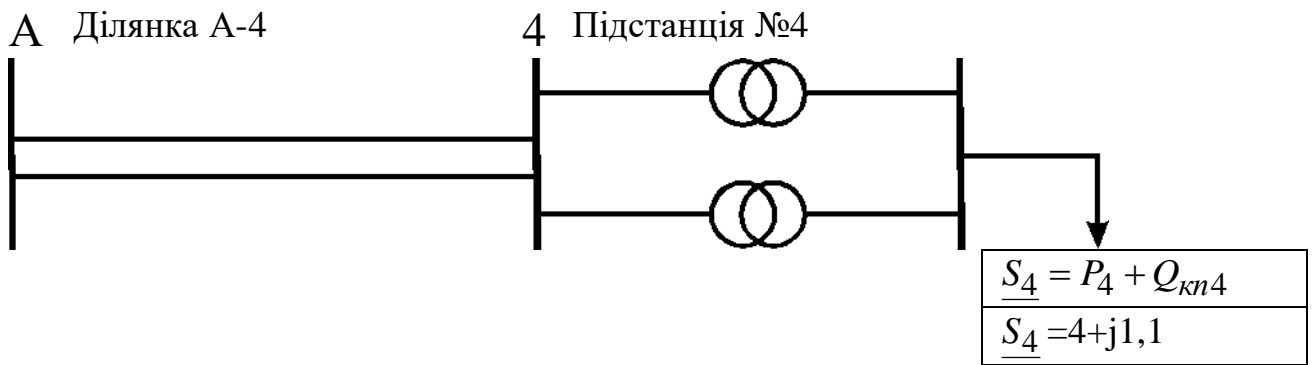


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

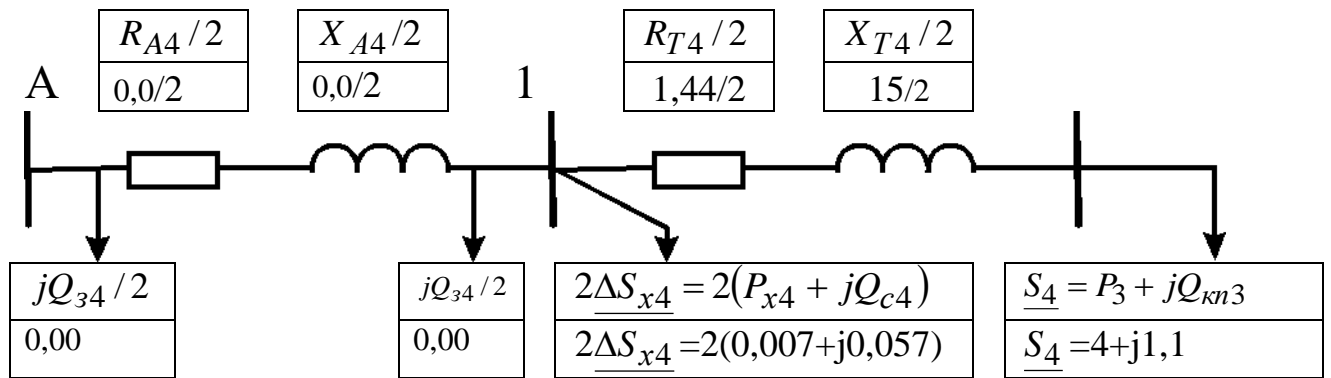


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

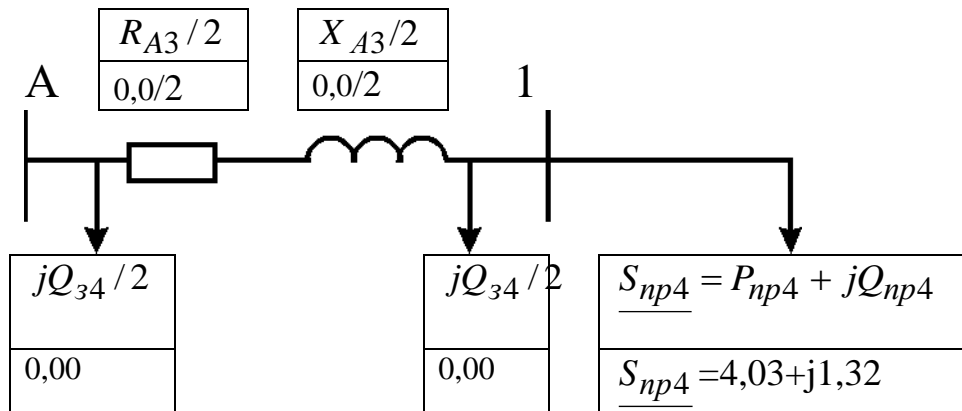


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

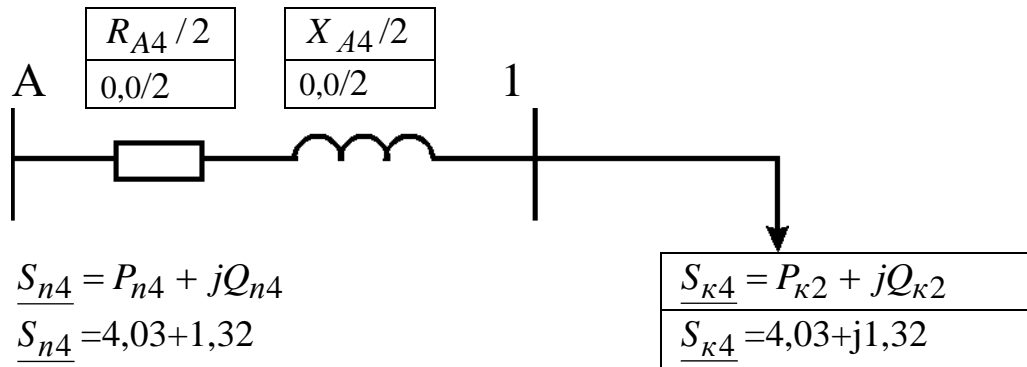


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо $U_A = 38,5$ кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1 ΔU_{A1} визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (5,04 \cdot 0,0/2 + 1,68 \cdot 0,0/2) / 38,5 = 0,00 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 38,5 - 0,00 = 38,5. \quad (4.26)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 5,03 \cdot 1,44/2 + 1,57 \cdot 15/2 / 38,5 = 0,44. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 38,5 - 0,44 = 38,10.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		70

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	5,04	3,02	12,07	4,03
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	1,68	0,97	4,09	1,32
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	0,00	0,00	0,00	0,00
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	5,03	3,01	12,03а	4,02
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	1,57	0,86	3,91	1,21
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	1,44	1,44	0,25	1,44
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	15	15	8	15
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,44	0,25	0,49	0,34
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	38,1	38,3	38,0	38,2

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

5.2. 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 5,04 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,00/2 = 0,00. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 1,68 - 0,00/2 = 1,70 \quad (4.31)$$

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (5,04 + j1,70). \quad (4.32)$$

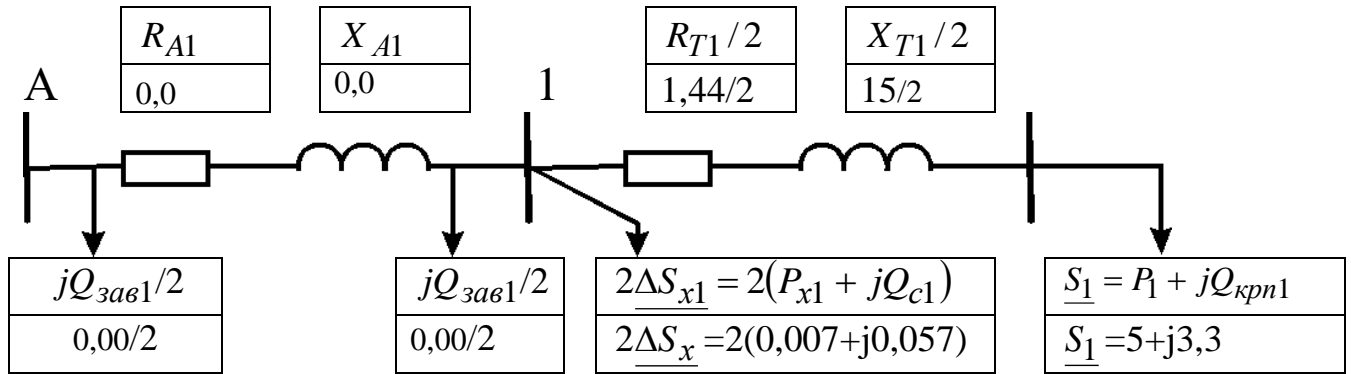


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

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 $P_{авк} = P_{авр}$	5,04	3,02	12,07	4,03
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	1,68	0,97	4,09	1,32
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	1,7	1,0	4,1	1,3
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (4.22)	0,00	0,00	0,00	0,00
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (4.23)	0,00	0,00	0,00	0,00
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	5,04	3,02	12,07	4,03
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	1,70	1,00	4,10	1,30

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, P_{avn} , МВт, (табл. 4.4)	5,04	3,02	12,07	4,03
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	1,70	1,00	4,10	1,30
Кількість ланцюгів на ділянці, n_{av}	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	0,0	0,0	0,0	0,0
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	0,00	0,00	0,00	0,00
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (4.22)	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	5,03	3,01	12,03	4,02
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВт, з форм. (4.10) і табл. 5.1	1,57	0,86	3,91	1,21
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	1,44	1,44	0,25	1,44
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	15	15	8	15
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	0,44	0,25	0,49	0,34
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$, кВ	38,1	38,3	38,0	38,2

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

Для підстанції №1 номінальна низька $U_{\text{нн1}}=6$ кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{\text{бмакс1}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн1}} = 1,05 \cdot 6 = 6,30 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} = 35/6 = 5,83 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 38,10/5,83 = 6,54 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (6,54 - 6,30) \cdot 100 / 6 = 4,0 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання $\pm 6 \times 1,5\%$.

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{\text{см1}} = 1,5 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{\text{см}} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{\text{см1}}} = 4,0 / 1,5 = 2,67 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{\text{стан1}} = 3.$$

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

$$U_{\text{стннд1}} = \frac{U_{\text{днн1}}}{1 + \frac{n_{\text{стан1}} \cdot k_{\text{см1}}}{100}} = 6,54 / ((1 + (3) \cdot 1,5) / 100) = 6,26. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{\text{стннд1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{бмакс1}}} \cdot 100\% = (6,26 - 6,30) / 6,30 = -0,63 \%. \quad (5.8)$$

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)	38,10	38,30	38,00	38,20
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (5.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (5.3)	5,83	5,83	5,83	5,83
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$, кВ, (5.4)	6,54	10,94	6,52	10,91
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, ΔW_i %, (6.5)	4,0	4,4	3,7	4,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cтi}$, %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cтi}$, (5.6)	2,67	2,93	2,47	2,73
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cтaні}$	3	3	2	3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{cтннді}$, кВ, (5.7)	6,26	10,47	6,33	10,44
8. Відхилення напруг, m_i , %	-0,63	-0,29	0,48	-0,57
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$, %				

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

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

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)	38,10	38,30	38,00	38,20
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (6.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	5,83	5,83	5,83	5,83
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$, кВ, (6.4)	6,54	10,94	6,52	10,91
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}$ %, (6.5)	4,0	4,4	3,7	4,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$, %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$, (6.6)	2,67	2,93	2,47	2,73
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	3	3	2	3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$, кВ, (6.7)	6,26	10,47	6,33	10,44
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	-0,63	-0,29	0,48	-0,57
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$, %				

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Роботи з вимірювальними приладами, пристроями релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, з електролічильниками

6.1.1. Для забезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати.

За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

6.1.2. Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

6.1.3. Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		80

перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки.

Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмові дні під час монтажних та зварювальних робіт.

6.1.4. Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами.

6.1.5. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватись слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

6.1.6. Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III.

6.1.7. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

6.1.8. За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

6.1.9. Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

6.1.10. Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

6.1.11. Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється:

- одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III - без місцевих оперативних працівників;

- працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

6.1.12. В електроустановках до 1000 В споживачів, які по мають електротехнічних працівників, оформлення робіт нарядом (розпорядженням), підготовку робочих місць і допуск до робіт з електролічильниками, за показами яких здійснюються розрахунки за спожиту електроенергію, можуть виконувати працівники електропостачальної організації.

6.1.13. Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий - групу III.

За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника.

За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

6.1.14. Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги.

6.1.15. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається проводити за розпорядженням одному працівнику з групою III.

Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

6.1.16. Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

6.1.17. В разі розміщення однофазних електролічильників безпосереднього ввімкнення в приміщеннях без підвищеної небезпеки відносно ураження людей електричним струмом, роботи з електролічильниками можуть виконуватися одноособово - без зняття напруги, але з відключенням навантаження.

6.2 Пожежна безпека у розподільчих пристроях електричних станцій і підстанцій

1) На відкритих і закритих розподільчих пристроях повинні вживатися заходи, визначені НАПБ В.01.056-2013/111 «Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція».

2) Кабельні споруди і конструкції, на які укладають кабелі, повинні виготовлятися з негорючих матеріалів.

3) Усе електрообладнання (корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників, розподільних щитів, щитів управління) треба занулити або заземлити відповідно до вимог ПУЕ.

4) Захист будівель, споруд та зовнішніх установок від прямого потрапляння блискавки і вторинних її проявів, а також їх перевірку треба виконувати відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-38:2008.

5) Приміщення закритих розподільчих пристроїв (далі – ЗРП) повинні підтримуватися в чистоті.

6) Забороняється в приміщеннях і корпусах ЗРП упорядковувати комори й інші підсобні та допоміжні споруди, що не належать до розподільної установки, а також зберігати електротехнічне обладнання,

						ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			83

матеріали, запасні частини, ємності з горючими рідинами та балони з різноманітними газами.

7) Для очищення електротехнічного обладнання від бруду й осадів повинні використовуватись, як правило, пожежобезпечні мийні сполуки й препарати. У виняткових випадках у разі неможливості з технічних причин використовувати спеціальні мийні засоби дозволяється застосування горючих рідин (розчинники, бензин тощо) у кількостях, що не перевищують разове використання, але не більше ніж 1 літра.

8) Зварювальні й інші вогнебезпечні роботи в ЗРП дозволяється проводити тільки на обладнанні, яке не можна виносити, попередньо вживши протипожежних заходів згідно з пунктом 2 розділу XIV цих Правил.

9) Кабельні канали ЗРП і наземні кабельні лотки відкритих розподільчих пристроїв (далі – ВРП) мають бути завжди закриті негорючими плитами. Місця підводу кабелів до комірок ЗРП та інших споруд повинні мати негорюче ущільнення вогнестійкістю не менше ніж EI 45.

10) Наземні кабельні лотки ВРП повинні мати вогнестійке ущільнення в місцях проходу кабелів з кабельних споруд у ці лотки, а також на місцях розгалуження на території ВРП.

Негорючі ущільнення повинні виконуватись у кабельних каналах у місцях їхнього проходу з одного приміщення в друге, а також на місцях розгалуження каналу і через кожні 50 м за всією довжиною.

Місця ущільнення кабельних лотків і каналів позначаються червоними смугами, нанесеними на лотки. За потреби робляться пояснювальні написи.

11) У кабельних лотках і каналах дозволяється використання поясів із піску або іншого негорючого матеріалу завдовжки не менше ніж 0,3 м. Атмосферні опади не повинні впливати на цілісність цих поясів.

12) На території ВРП треба періодично скошувати й прибирати траву. Забороняється випалювати суху траву на території об'єкта та прилеглої до огорожі території.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		84

13) Дозволяється на окремих ділянках території ВРУ мати декоративний чагарник або низькорослі дерева листяних порід, у тому числі фруктові, якщо вони не заважають загальному огляду території, а відстань між деревами і струмопровідними частинами унеможлиблює електричне перекриття відповідно до вимог ПУЕ. За деревами треба організувати агрономічний догляд.

14) На електричних станціях і підстанціях із постійним персоналом первинні засоби пожежогасіння у приміщеннях ЗРП повинні розміщуватись біля входу. Розподіляючи ЗРП на секції, пости пожежогасіння слід розміщувати в тамбурах або на площадках сходових майданчиків.

У розподільних установках мають бути визначені місця зберігання захисних засобів для пожежних підрозділів під час ліквідації пожежі. Застосування цих засобів з іншою метою заборонено.

15) На території ВРП первинні засоби пожежогасіння розміщують на спеціальних постах у зручному для персоналу місці (у приміщеннях щитів, тамбурах камер тощо).

Пояснювальні знаки й написи, що позначають місцезнаходження засобів пожежогасіння, повинні мати місце на стежках обходу території ВРУ.

16) Місця розміщення на території ВРП пересувної пожежної техніки (відповідно до плану пожежогасіння) визначаються, обладнуються та позначаються відповідними знаками у місцях заземлення.

17) Компресорні приміщення слід підтримувати в чистоті. Матеріал для витирання обладнання має зберігатись у спеціальних металевих ящиках, що закриваються, ємністю не більше ніж 0,5 м³. Дозволяється безпосередньо в приміщенні зберігати добовий запас мастила для змащування обладнання у закритій тарі, що не б'ється (металевій, пластиковій).

18) Проїзні дороги на території підстанцій і до вододжерел мають утримуватись в справному стані, а в зимовий період регулярно очищатись від снігу й льоду.

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі бакалавра визначено основні вимоги до схеми мережі електропостачання сільськогосподарського району сумарною потужністю 24 МВт. Виконано наступні роботи:

1. Розраховано споживання і покриття потреб мережі в активній потужності, а також споживання і покриття потреб мережі в реактивній потужності та розрахунок пристроїв для її компенсації.

2. Розглянуто чотири варіанти розвитку мережі живлення. За результатами розрахунку параметрів режимів роботи мережі, вибору й перевірки перетинів ліній, а також потужності трансформаторів на підстанціях (ПС) визначено найбільш раціональний варіант

3. Обрано раціональну, за допустимими втратам напруги, а також за технічними показникам мережа, що складається з дво-ланцюгових ліній. Для цього варіанту було обрано проводи типу АС та силові трансформатори ТДТН потужністю 1,6 і 6,3 МВА.

4. Виконано уточнені розрахунки оптимального варіанту в режимі зимового максимуму.

5. Розрахунками доведено, що: у режимі зимового максимуму навантаження на кожній ПС необхідно залишати в роботі обидва трансформатора; у режимі річного мінімуму на кожного ПС є можливість залишати в роботі тільки один трансформатор; у найбільш важкому аварійному режимі відхилення напруги знаходиться в межах допустимого значення і необхідно залишати в роботі обидва трансформатора.

Вибір окремих заходів і протиаварійних елементів системи електропостачання промислових підприємств виконують у відповідності з технічними умовами, виданими енергопостачальною організацією та вимогами ПУЕ.

					ДБ 141.19за.011 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		86

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок X.: Вид5во «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 [навч. посібник] / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [навч. посібн.] / П. О. Василега. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
6. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні [навч. посібник] / Ю. В. Лук'яненко., Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Шестеренко В. С. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Підручн.] / В. С. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656с.
8. Коменда Т. І. Електропостачальні системи та їх проектування . Коспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т. І. Коменда., Н. В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.

9. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання. Підручник. Друге видання, перероблене і доповнене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2009. 436

10. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації: СОУ 40.1521677681507:2009 / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М5во палива та енергетики України, 2009. – 111 с.

11. Кучанський В.В. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж : монографія / В.В. Кучанський, Д.О. Малахатка. — Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. — 120 с.

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

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

14. Грибан В. Г. Охорона праці. [навч. посібник 2-е вид] / В. Г. Грибан, О. В. Негодченко. – К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

16. 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.

17. Михайлюк О. П. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки [навч. посібник] / О. П. Михайлюк, В. В. Олійник, І. Я. Кріса, П. А. Білим, О. О.Тесленко – Х.: УЦЗУ, 2010. – 343 с.

