

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до дипломного проекту
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Вибір та розрахунок обраного варіанту конфігурації електричної
мережі сумарною активною потужністю 45МВт

Виконав: студент групи ЕЕ-20з

Омельченко Олена Костянтинівна

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

К.т.н., доц. Мелконова І.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

к.т.н. доц. Мазнєв Є.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2024

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія
(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднєв Є.С.

" ___ " _____ 2024 року

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

Омельченко Олена Костянтинівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Вибір та розрахунок обраного варіанту конфігурації електричної мережі сумарною активною потужністю 45МВт

керівник проекту Мелконова Інна Вікторівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом вищого навчального закладу від 13.05.2024 № 191/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2024 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
141	168	147	213	176	248	195	165	125	178

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	10	0,832	15	0,8	12	0,819	8	0,894	

3.3. Тариф на електроенергію (b_c)..... 1,8 грн/кВт

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

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Машинобудування	10	II	II
2	Сільське господарство	6	I	
3	Сільське господарство	10	II	
4	Металургія	10	I	

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)

4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.

4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.

4.4. Регулювання напруги у мережі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).

1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А4).

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	Мелконова І.В.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

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

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

Студент _____
(підпис)

Керівник проекту _____
(підпис)

Дата видачі завдання ”_14_”_03 2024 р

РЕФЕРАТ

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій. Обрано компенсуючі та регулюючі пристрої та місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі порівняльного аналізу декількох варіантів.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Омельченко							
Перевір.	Мелконова							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднев				СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ			

ABSTRACT

ELECTRIC NETWORK, CALCULATION, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, WIRES, WAYS

Reasonable justification network configuration. Selected nominal voltage wire cross sections of power lines in all parts of the network projected. The power of substation transformers is determined. Chosen compensating and regulating devices and their location. The most advantageous solution was based on a comparative analysis of several options.

.....

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Омельченко				Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Мелконова						
Реценз.					СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ		
Н. Контр.							
Затверд.	Руднев						
ABSTRACT							

ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1.	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	8
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	9
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	10
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	15
2.	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	22
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	22
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	29
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	33
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	36
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	37
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	41
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	45
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	51
3.1.	Вибір компенсаційних пристроїв.....	51
4.	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	55
4.1.	Режим максимального навантаження.....	55
5.	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	75
6	ХАРАКТЕРИСТИКИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЬНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	79
7	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	99
	ВИСНОВКИ.....	95
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	96

ВСТУП

Перші електричні мережі будували на напругу близько 100 В постійного струму. Така низька напруга викликала великі ускладнення і затрати під час будівництва та експлуатації станцій та мереж. Кожна електростанція могла забезпечити лише дуже невеликий район.

Наступне збільшення напруги до 200 та 400 В мало вплинуло на розширення району дії електростанцій. Практичне передавання електроенергії на великі відстані стало можливе після винайдення трансформатора, який дозволяв підвищувати напругу під час передавання електроенергії та зменшувати її до необхідної величини біля приймачів струму.

Поступово установки постійного струму були переведені на перемінний струм, що дозволило різко збільшити ріст напруги, потужностей та довжину ліній електричних передач.

Але згодом було встановлено, що більш доцільно передавати великі потужності на значні відстані не перемінним струмом, а постійним струмом великої напруги. На сьогодні використовують лінії перемінного струму напругою 3, 6, 10, 16, 35, 110, 220, 400, 500, 750 кВ і вище та постійного струму з напругою 800 кВ.

При великих відстанях та навантаженнях електрична мережа низької напруги вимагала би великої кількості кольорового металу, а її техніко-економічні показники були б погані. Тому для передавання та використання електричної енергії будують мережі двох напруг.

По лінії високої напруги електрична енергія передається на значні відстані, а мережі низької напруги розподіляють електроенергію безпосередньо до споживачів. В необхідних місцях мережі високої напруги споруджують трансформаторні підстанції із встановленням на них трансформаторів для зниження напруги. До мережі низької напруги приєднують приймачі електроенергії.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено./Помилка!}$$

$$\text{Джерело посилання не знайдено.} = 12,0. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (12,0^2 - \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.})^{0,5} = 6,7. \quad (1.2)$$

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	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	6,7	Машинобудування	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	II
2	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	11,2	Легка промисловість	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	I
3	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	8,4	Легка промисловість	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	II
4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	4,0	Машинобудування	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = \text{Помилка! Джерело посилання не}$$

знайдено.+Помилка! Джерело посилання не знайдено.+Помилка!

Джерело посилання не знайдено.+Помилка! Джерело посилання не

знайдено.=45,00. (1.3)

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 6,7 + 11,2 + 8,4 + 4,0 = 30,30. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (45,00^2 + 30,30^2)^{0,5} = 54,25. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 45,00 + 0,02 \cdot 54,25 = 2,44. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 30,30 + 0,1 \cdot 54,25 = 6,94. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

						ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			10

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 45,00 + 2,44 = 45,19. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 30,30 + 6,94 = 35,73. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (45,19^2 + 35,73^2)^{0,5} = 57,61. \quad (1.10)$$

1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Наименование	P ,	X ,	$P \times X$,	Y ,	$P \times Y$,	$L_{псi-ин}$	$P \times l_{пс-тщ}$,	
МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм		
1	Помилка! Джерело послання не знайдено.	Помилка! Джерело послання не знайдено.	1470	Помилка! Джерело послання не знайдено.	2130	20	200	
2	Помилка! Джерело послання не знайдено.	Помилка! Джерело послання не знайдено.	2640	Помилка! Джерело послання не знайдено.	3720	43	645	
3	Помилка! Джерело послання не знайдено.	Помилка! Джерело послання не знайдено.	2340	Помилка! Джерело послання не знайдено.	1980	50	600	
4	Помилка! Джерело послання не знайдено.	Помилка! Джерело послання не знайдено.	1000	Помилка! Джерело послання не знайдено.	1424	50	400	
					ДБ 141.1728.21-000	ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				13

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7450/45,00 = 166 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 9254/45,00 = 206 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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)	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	Помилка! Джерело	Помилка! Джерело

	посилання не знайдено.	посилання не знайдено.
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	166	206

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 - **Помилка! Джерело посилання не знайдено.** км/мм.

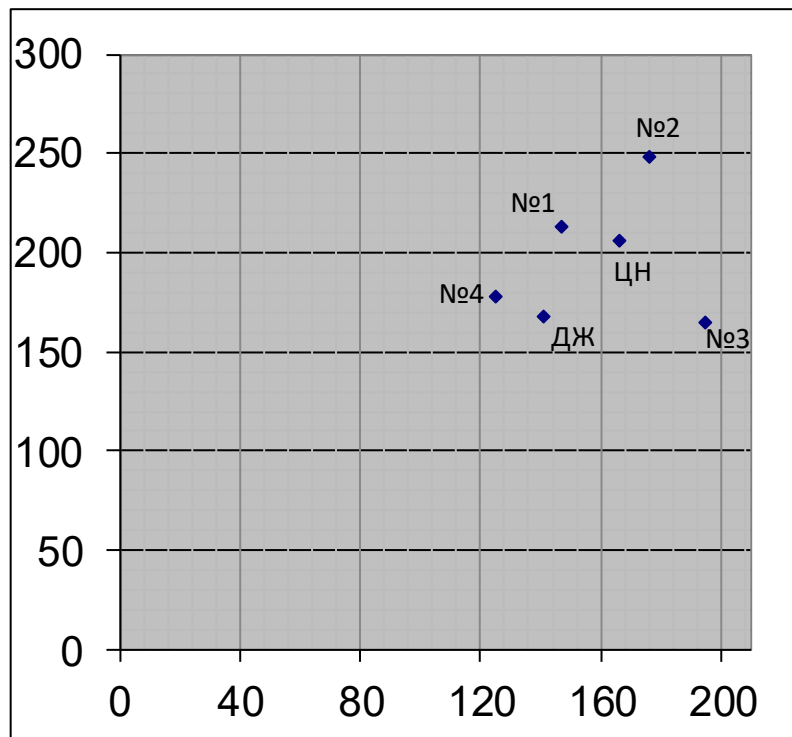


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}-166)^2 + (\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}-206)^2)^{0.5} = 45. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}-166)^2 + (\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}-206)^2)^{0.5} = 20. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ($L_{nc2-цн}$), №3 ($L_{nc3-цн}$), №4 ($L_{nc4-цн}$) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 1845/45,00 = 41. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 45/41 = 1,10, \quad (1.18)$$

Якщо умова $\frac{L_{дж-тцн}}{L_{с.в.}} \geq 3$, виконується, то вузлову підстанцію ВП

доцільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проєкті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} - \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.})^2 + (\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} - \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.})^2]^{0.5} \cdot \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 45 \text{ км. (1.19)}$$

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}
45	87	54	19	45	68	41	85	87	71

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

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

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

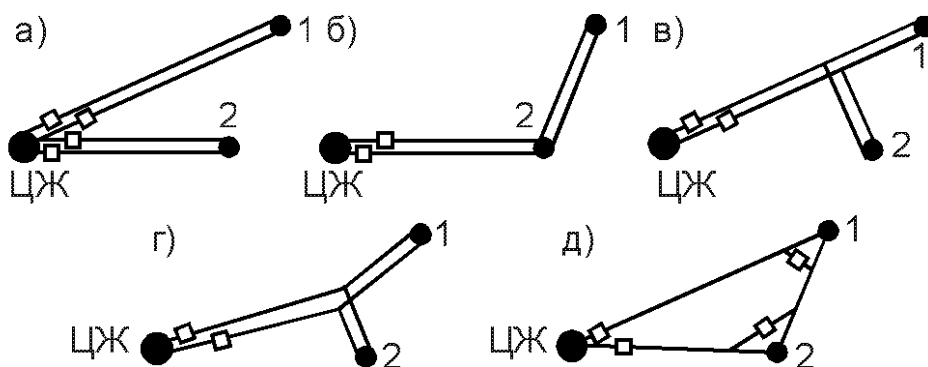


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Якщо який небудь вузол нагрзуки, 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):

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

де m – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} \cdot 45 = 49,5.$$

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

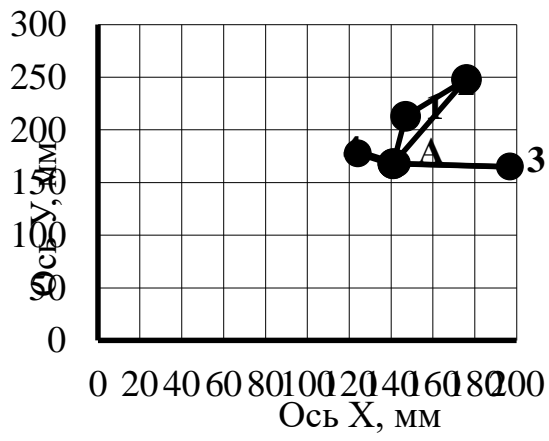


Рисунок 1.3 – Варіант "а"

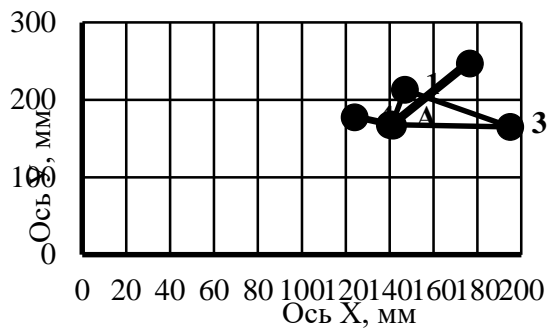


Рисунок 1.4 – Варіант "б"

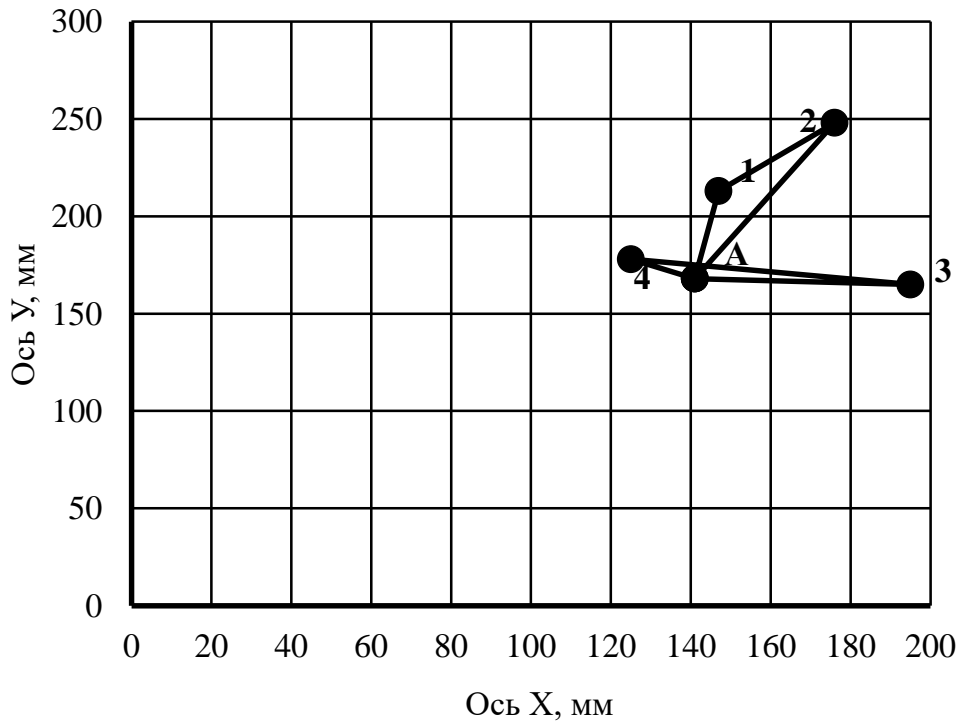


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

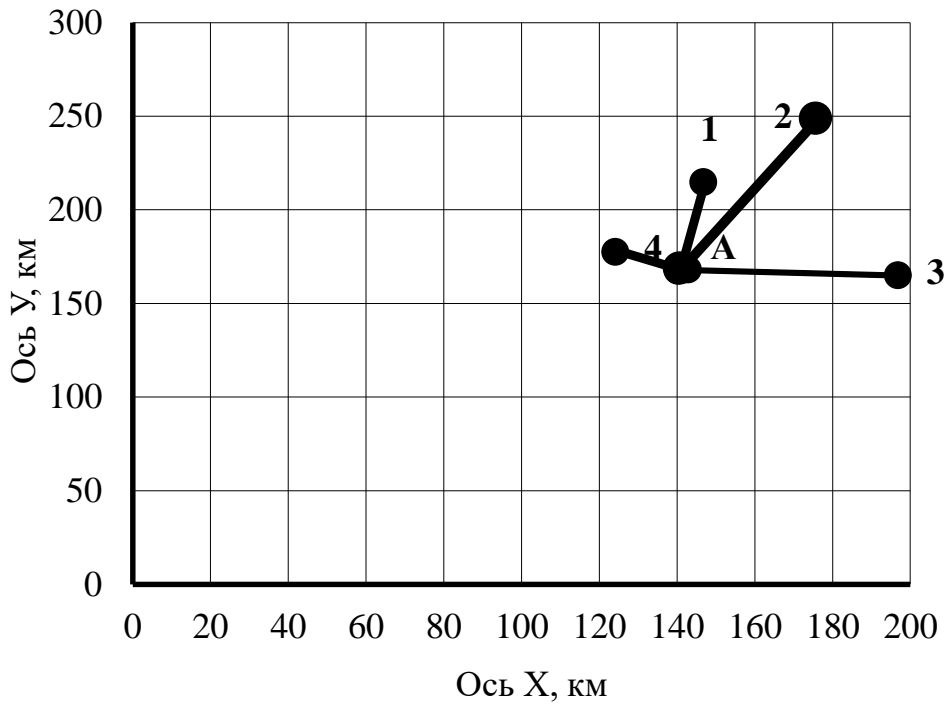


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, l_i , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$, км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$, км	Сумарна довжина ЛЕП, L_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	45	49,5	49,5	323,1	9	350,1
	1-2	1	45	49,5	49,5			
	A-2	1	87	95,7	95,7			
	A-3	1,6	54	59,4	95			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			
“б”	A-1	1	45	49,5	49,5	370,2	9	397,2
	A-3	1	54	59,4	59,4			
	1-3	1	68	74,8	74,8			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			
	A-2	1,6	87	95,7	153,1			
“в”	A-1	1	45	49,5	49,5	353,1	9	380,1
	1-2	1	45	49,5	49,5			
	A-2	1	87	95,7	95,7			
	A-3	1	54	59,4	59,4			
	3-4	1	71	78,1	78,1			
	A-4	1	19	20,9	20,9			
“г”	A-1	1,6	45	49,5	79,2	360,7	9	387,7
	A-2	1,6	87	95,7	153,1			
	A-3	1,6	54	59,4	95			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			

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.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

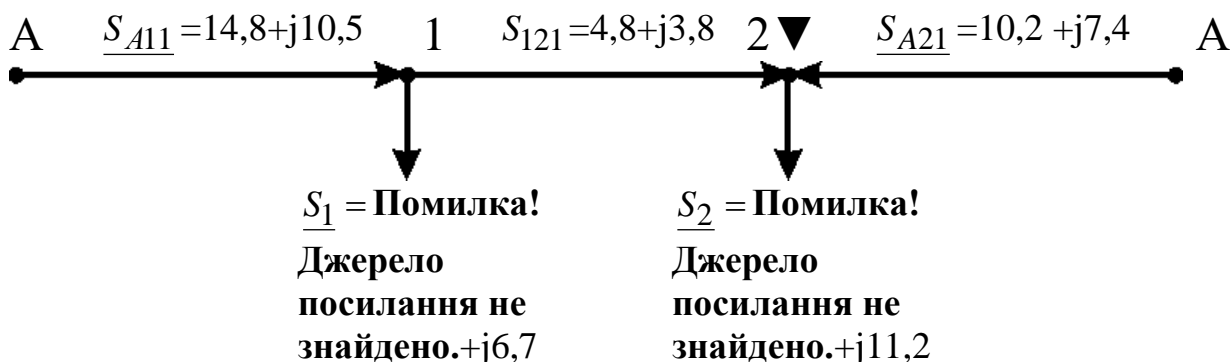


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

Розрахунок потужностей для кільцевої ділянки А-1-2-А (рис. 1.3, рис. 2.1) ведемо за формулами (2.3), (2.4), (2.5), (2.6):

Повна потужність на ділянці А-1 (потік повної потужності) у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + P_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} + j \frac{Q_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + Q_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$P_{A11} = \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено} \cdot (49,5 + 95,7) + \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено} \cdot 95,7) / (49,5 + 49,5 + 95,7) = 14,8 \text{ МВт.} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (6,7 \cdot (49,5 + 95,7) + 11,2 \cdot 95,7) / (49,5 + 49,5 + 95,7) = 10,5. \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (14,8 + j10,5). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено} \cdot 49,5 + \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено} \cdot (49,5 + 49,5)) / (49,5 + 49,5 + 95,7) = 10,2, \quad (2.8)$$

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{дiлA1} + Q_2 \cdot (l_{дiл12} + l_{дiлA1})}{l_{дiлA1} + l_{дiл12} + l_{дiлA2}} = \frac{(6,7 \cdot 49,5 + 11,2 \cdot (49,5 + 49,5))}{(49,5 + 49,5 + 95,7)} = 7,4, \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (10,2 + j7,4) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 14,8 + 10,2 = 25,0. \quad P_1 + P_2 = \text{Помилка! Джерело}$$

посилання не знайдено.+Помилка! Джерело посилання не знайдено.=25,0. (2.15)

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 10,5 + 7,4 = 17,9. \quad Q_1 + Q_2 = 6,7 + 11,2 = 17,9 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 14,8 - \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 4,8. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 10,5 - 6,7 = 3,8. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (4,8 + j3,8). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = \text{Помилка! Джерело посилення не знайдено.} +j8,4$$

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

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = \text{Помилка! Джерело посилення не знайдено.} +j4,0,$$

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

А	$\underline{S}_{A31} = \text{Помилка!}$ Джерело посилення не знайдено. +j8,4	3	А	$\underline{S}_{A41} = \text{Помилка!}$ Джерело посилення не знайдено. +j4,0	4
		$\underline{S}_3 = \text{Помилка!}$ Джерело посилення не знайдено. +j8,4			$\underline{S}_4 = \text{Помилка!}$ Джерело посилення не знайдено. +j4,0
Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)			Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)		

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7.

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = \text{Помилка! Джерело посилення не знайдено.} +j6,7;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = \text{Помилка! Джерело посилення не знайдено.} +j11,2;$$

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

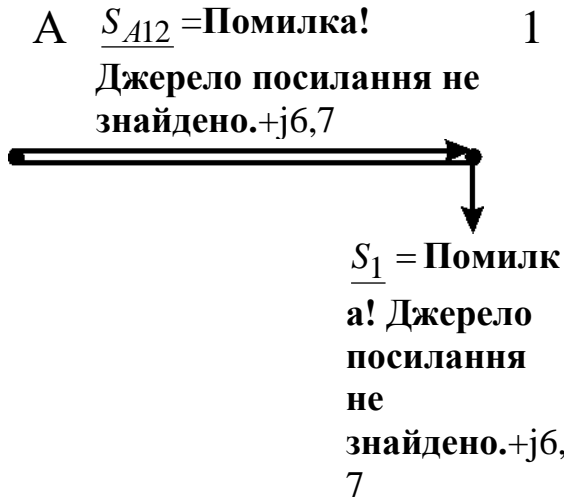


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)



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

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

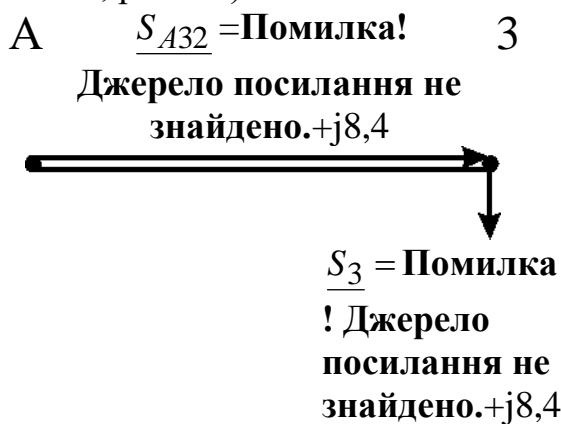


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

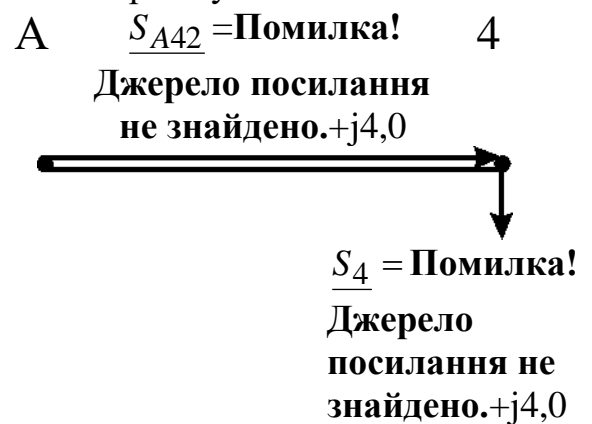


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

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

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

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих проводів,

						ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			32

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, $l_{діл}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{діл}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	49,5	14,8	1	73	35
	A-2	95,7	10,2	1	70	35
	1-2	49,5	4,8	1	49	35
	A-3	59,4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	41	35
	A-4	20,9	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	54	35
2	A-1	49,5	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	40	35
	A-2	95,7	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	49	35
	A-3	59,4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	64	35

	A-4	20,9	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	2	54	35
--	-----	------	---	---	----	----

2.2. Розрахунок перерізів проводів

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

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

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

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

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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (14,8^2 + 10,5^2)^{1/2} = 18,1$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 18,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 298,9;$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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 =**Помилка! Джерело посилання не знайдено.** 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 економічної щільності струму $j_{ек}$:

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 298,9/1 = 299$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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, $b_0 \cdot 10^{-6}$, С/м
1	А-1	14,8	10,5	18,1	35	1	298,9	299	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	А-2	10,2	7,4	12,6	35	1	208,1	208	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	4,8	3,8	6,1	35	1	100,7	101	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	А-3	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	8,4	14,6	35	35	2	120,6	121	АС-95/16	330	0,306	0,434

	A-4	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	4,0	8,9	35	2	73,5	74	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	6,7	12,0	35	2	99,1	99	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-2	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	11,2	18,7	35	2	154,4	154	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61

РБ 141.174.009 ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

А-3	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	8,4	14,6	35	2	120,6	121	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
А-4	Поми лка! Джер ело поси ланн я не знайд ено.	4,0	8,9	35	2	73,5	74	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

РБ 141.174.009 ПЗ

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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} + \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 25,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 6,7 + 11,2 = 17,9.$$

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (25,0^2 + 17,9^2)^{0,5} = 30,7.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 30,7 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 507 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 507 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, P _{діл} , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, Q _{діл} , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, S _{діл} , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U _n , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, I _{ав} , А, формула (2.23) при n=1	Допустимий струм, I _{доп} , А, табл.2.2
1	А-1	25,0	17,9	30,7	35	1	507	605
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	450
	1-2	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	11,2	18,7	35	1	309	265

	A-3	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	8,4	14,6	35	2	121	330
	A-4	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	4,0	8,9	35	2	73	450
2	A-1	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	6,7	12,0	35	2	99	330

	A-2	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	11,2	18,7	35	2	154	330
	A-3	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	8,4	14,6	35	2	121	330
	A-4	Поми лка! Джере ло посил ання не знайд ено.	4,0	8,9	35	2	73	450

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДБ 141.1728.21-000 ПЗ

припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови $I_{ав} \leq I_{доп}$.

А $\underline{S_{авA11}}=25,0+j17,9$ 1 $\underline{S_{ав121}}=\text{Помилка!}$ 2 ▼

Джерело
посилання не
знайдено.+j11,2

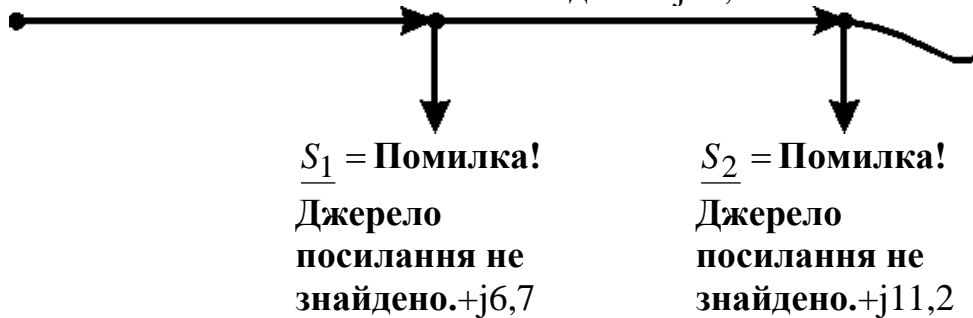


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

А $\underline{S_{авA31}}=\text{Помилка!}$ 3
Джерело посилання
не знайдено.+j8,4

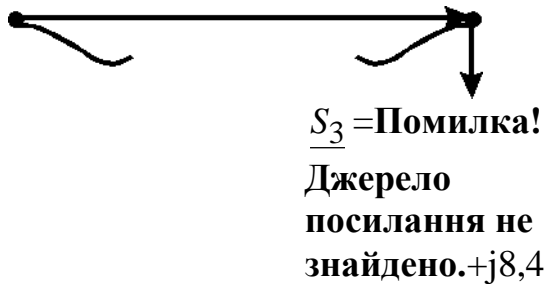


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

А $\underline{S_{авA41}}=\text{Помилка}$ 4
! Джерело
посилання не
знайдено.+j4,0

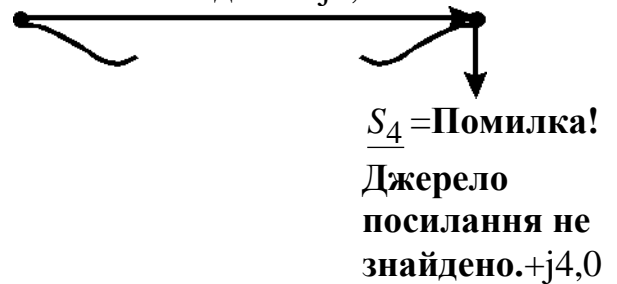
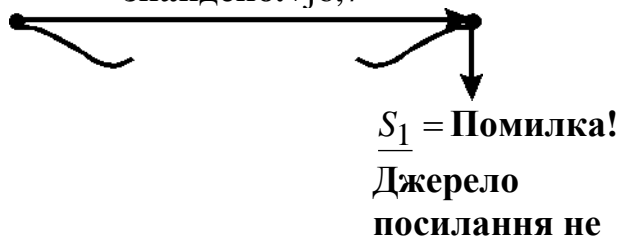
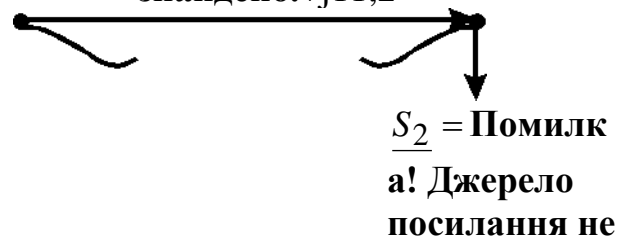


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

А $\underline{S_{авA12}}=\text{Помилка}$ 1
! Джерело
посилання не
знайдено.+j6,7



А $\underline{S_{авA21}}=\text{Помилка}$ 2
! Джерело
посилання не
знайдено.+j11,2



знайдено.+j6,7

знайдено.+j11
,2

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

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

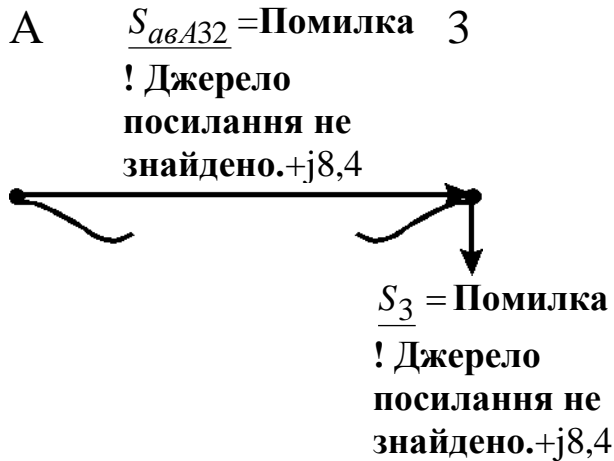


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

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

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 49,5 = 5,9. \quad (2.26)$$

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 49,5 = 20,0. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 49,5 \cdot 1 = 0,17, \quad (2.28)$$

де b_{0A1} - ємна провідність 1 км одного ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5),

n_{A1} - кількість ланцюгів лінії. Розрахунок зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Довжина ділянки, $l_{дiл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, b_{0i} , Ом ⁻¹ км ⁻¹	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, Q_{ei} , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	2,81	0,17
	A-2	1	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	2,70	0,32
	1-2	1	0,428	0,444	59,4	25,4	26,4	2,55	0,19
	A-3	2	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	2,61	0,13
	A-4	2	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	2,70	0,33
2	A-1	2	0,306	0,434	49,5	15,1	21,5	2,61	0,32
	A-2	2	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	2,61	0,61
	A-3	2	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	2,61	0,13
	A-4	2	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	2,70	0,33

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 5,9/1 = 5,9.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,0/1 = 20,0.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (25,0 \cdot 5,9 + 17,9 \cdot 20,0) / 35 = 14,4.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 25,4/1 = 25,4.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,0/1 = 26,4.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (\text{Помилка! Джерело}$$

посилання не знайдено. $\cdot 25,4 + 11,2 \cdot 26,4) / 35 = 19,3.$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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

$$\Delta U_{авА11}\% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 14,4 \cdot 100/35 = 41,1.$$

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

$$\Delta U_{ав121}\% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 19,3 \cdot 100/35 = 55,1.$$

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

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

$$U_{авА-1-2}\% = U_{авА11}\% + U_{ав121}\% = 41,1 + 55,1 = 96,2\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	25,0	17,9	14,4	41,1
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	95,7	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	59,4	25,4	26,4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	11,2	19,3	55,1

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

РБ 141.174.009 ПЗ

	A-3	AC-95/16	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	8,4	4,4	12,6
	A-4	AC-150/24	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	4,0	4,6	13,1
2	A-1	AC-95/16	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	6,7	16,3	46,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
РБ 141.174.009 ПЗ				
Лист	52			

A-2	AC-95/16	0,306	0,434	59,4	18,2	25,8	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	11,2	16,1	46,0
A-3	AC-95/16	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	8,4	4,4	12,6
A-4	AC-150/24	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	Помилка! Джерело посила ня не знайде но.	4,0	4,6	13,1

2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Установка на підстанції двох однакових трансформаторів забезпечує мінімально необхідну надійність електропостачання споживачів I і II категорії і є економічно найбільш доцільним рішенням. При відключенні одного трансформатора перевантаження другого трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%. Необхідна потужність трансформаторів ($S_{необх}$) дорівнює

$$S_{необх} = (0,6 - 0,8) \cdot S = 0,7 \cdot S, \quad (2.33)$$

де S - повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень.

Для вузла №1 повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено./Помилка!}$$

$$\text{Джерело посилання не знайдено.} = 12,0.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 12,0 = 8,4.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.6 трансформатор типу [ТДНС-16000/35](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (12,0 - 16) \cdot 100 / 16 = -25,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$,

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, $U_{діл}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
--------------------	---	--	---	---	---	--

1	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	6,7	12,0	8,4	35	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
2	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	11,2	18,8	13,2	35	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
3	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	8,4	14,7	10,3	35	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	4,0	8,9	6,2	35	Помилка! Джерело посилання не знайдено.

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_0 , 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	ТДНС-1000/35	10	36,75/6,3	8	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	20,0
2	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	17,5
3	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	-8,1
4	ТДНС-1000/35	10	36,75/6,3	8	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	-11,0

РБ 141.174.009 ПЗ

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

$U_{\text{ділн}}$ - 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.);

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

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

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

$$S_{\text{ділі1}} = \sqrt{P_{\text{ділі1}}^2 + Q_{\text{ділі1}}^2} = (14,8^2 + 10,5^2)^{0,5} = 18,1.$$

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

$$\Delta P_{\text{діліА1}} = \left(\frac{S_{\text{діліА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (18,1/35)^2 \cdot 5,9/1 = 0,27,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}/10000)^2 \cdot 8760 = 4980. \quad (2.37)$$

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,27 \cdot 4980 = 7858 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 14,5 \cdot 10^{-3} = 0,029. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{m1}}{S_{n1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 60,0 \cdot 10^{-3} \cdot (12,0/10,0)^2 = 0,043 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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_{n1} - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	14,8	10,5	18,1	35	1	5,9	1,578	5,67	7858	28252
	A-2	10,2	7,4	12,6	35	1	18,9	2,449		12196	
	1-2	4,8	3,8	6,1	35	1	25,4	0,772		3845	
	A-3	Помилка ! Джерело посилан ня не знайдено	8,4	14,6	35	2	6,4	0,557		2774	

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

РБ 141.174.009 ПЗ

	A-4	Помилка ! Джерело послан ня не знайдено .	4,0	8,9	35	2	9,8	0,317		1579	
2	A-1	Помилка ! Джерело послан ня не знайдено .	6,7	12,0	35	2	15,1	0,888	5,94	4422	29601
	A-2	Помилка ! Джерело послан ня не знайдено .	11,2	18,7	35	2	29,3	4,182		20826	
	A-3	Помилка ! Джерело послан ня не знайдено .	8,4	14,6	35	2	6,4	0,557		2774	

	A-4	Помилка! Джерело поширання не знайдено.	4,0	8,9	35	2	9,8	0,317		1579	
--	-----	--	-----	-----	----	---	-----	-------	--	------	--

РБ 141.174.009 ПЗ

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,029 + 0,043 = 0,072. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}/10000)^2 \cdot 8760 = 4980, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,029 \cdot 8760 + 0,043 \cdot 4980 = 468,2.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 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	12,0	10,0	14,5	60,0	0,029	0,043	0,072	0,304	468,2	2050,7
2	18,8	16,0	21,0	85,0	0,042	0,059	0,101		661,7	
3	14,7	16,0	21,0	85,0	0,042	0,036	0,078		547,2	
4	8,9	10,0	14,5	60,0	0,029	0,024	0,053		373,6	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дільмер1} + \Delta P_{тр1} = 5,67 + 0,304 = 5,97. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дільмер4} + \Delta P_{тр4} = 5,94 + 0,304 = 6,24. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дільмер1} + \Delta W_{тр1} = 28252,00 + 2050,7 = 30303. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дільмер4} + \Delta W_{тр4} = 29601,00 + 2050,7 = 31652. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1. Вибір компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності 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 компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів (на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} \cdot 0,23 = 2,3 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 6,7 - 2,3 = 4,4 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги $U_{2н} = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}$ кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,63 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТРДНС-63000/35](#) двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,63 = 5,0 \text{ МВАр.}$$

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$\Delta Q_{крп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((4,4-5,0)/5,0) \cdot 100\% = -12,0\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 6,7 - 5,0 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВА	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, $P+j Q_{крп}$, МВА
1	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	6,7	0,28	2,8	3,9	Помилка! Джерело посилання не знайдено. +j 2,8
2	Помилка! Джерело посилання	11,2		4,2	7,0	Помилка! Джерело посилання +j 4,2

	не знайдено.					не знайдено.		
3	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	8,4		3,4	5,0	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	3,4
4	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	4,0		2,2	1,8	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	+j	2,2

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

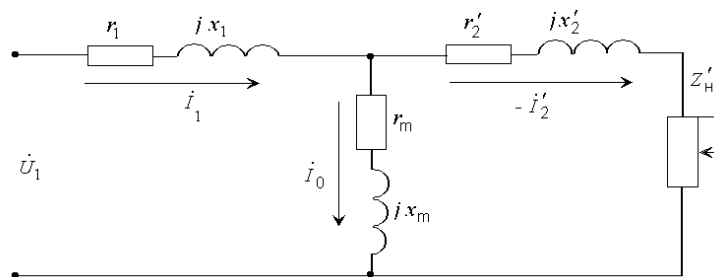


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

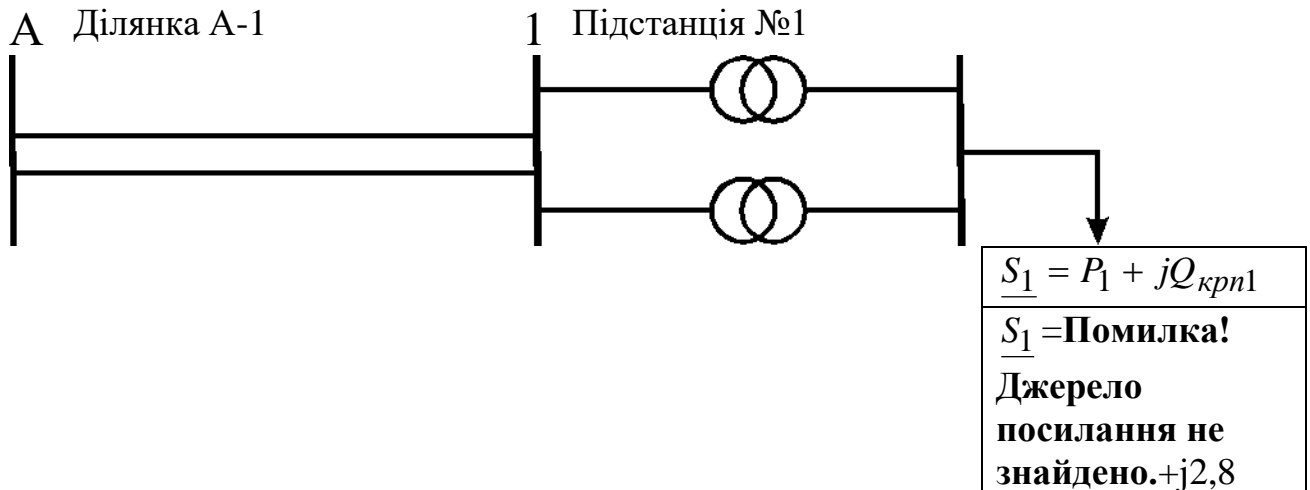


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

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.

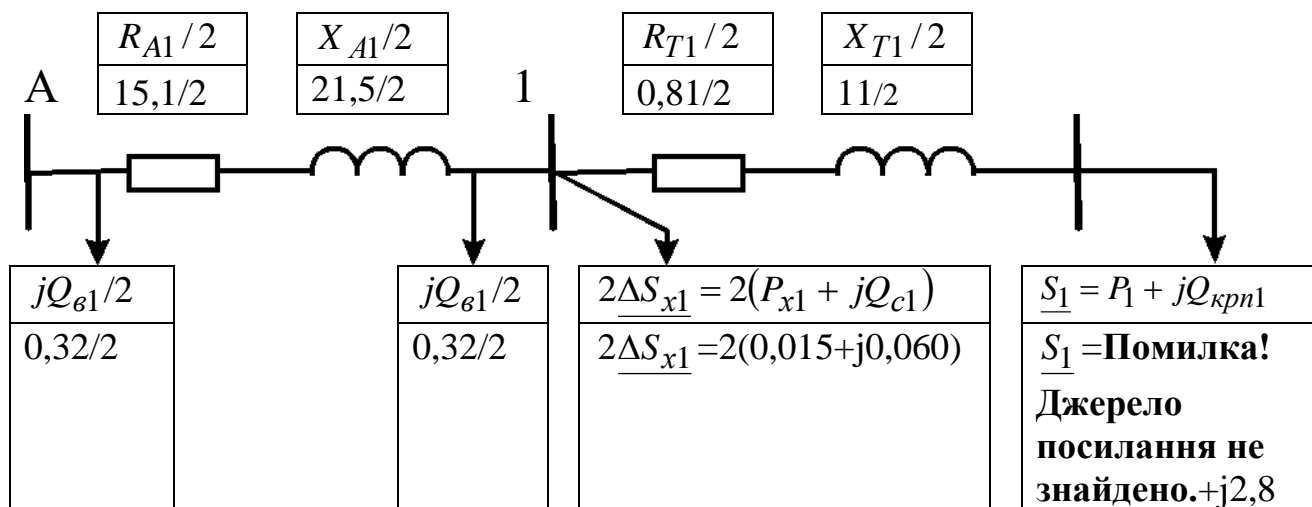


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{кпн}$ - 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:

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

для підстанції №1

$\Delta P_{T1} = ((\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}^2 + 2,8^2) / 35^2) \cdot 0,81 / 2 = 0,04$ 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,

$\Delta Q_{T1} = ((\text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}^2 + 2,8^2) / 35^2) \cdot 11 / 2 = 0,48$.

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

$P_{вх1} = (P_{м1} + \Delta P_{T1}) = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} + 0,04 = 10,07$.

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

$Q_{вх1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 2,8 + 0,48 = 3,28$.

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

$\underline{S}_{вх1} = P_{вх1} + jQ_{вх1} = (10,07 + j3,28)$.

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 10,07 + 2 \cdot 14,5 \cdot 10^{-3} = 10,10.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 3,28 + 2 \cdot 60,0 \cdot 10^{-3} = 3,40.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (10,10 + j3,40).$$

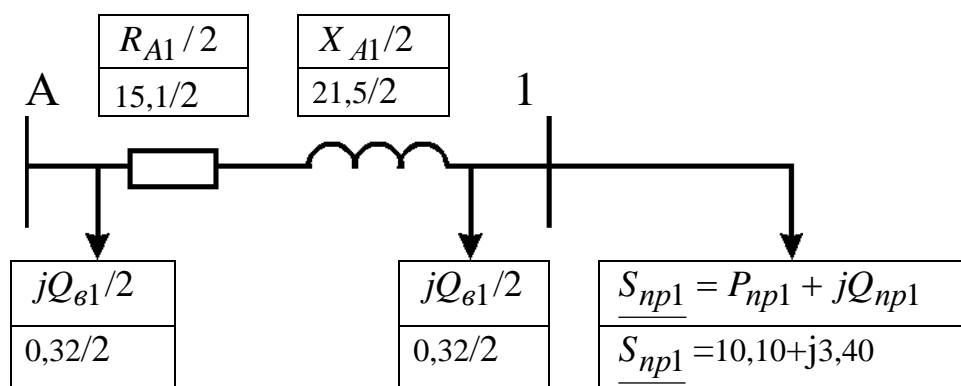


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

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

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{\epsilon 1} / 2 = 3,40 - 0,33 / 2 = 3,24.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (10,10 + j3,24).$$

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

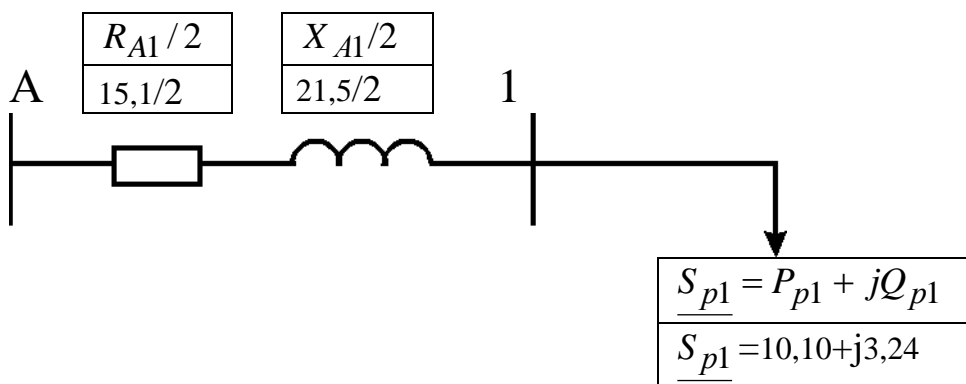


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 10,10 + j3,24 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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;

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

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((10,10^2 + 3,24^2)/35^2) \cdot (5,9/2) = 0,27, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((10,10^2 + 3,24^2)/35^2) \cdot (20,0/2) = 0,69, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 10,10 + j0,27 = 10,37 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{к1} + \Delta Q_{A1} = 3,24 + j0,69 = 4,16 \quad (4.25)$$

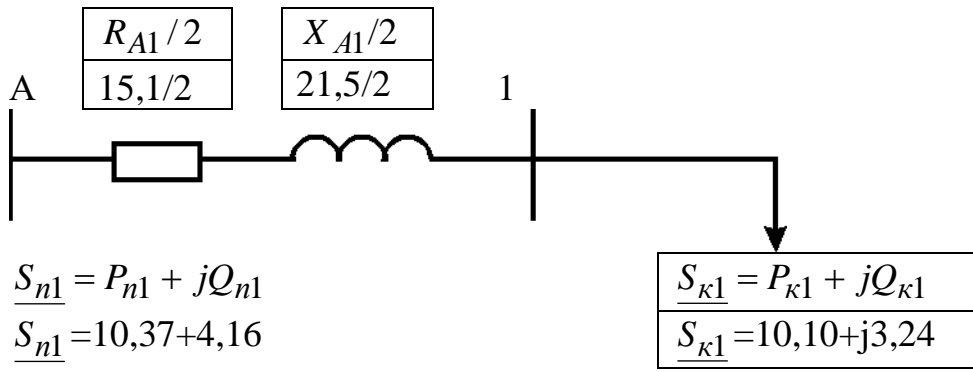


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	11	8	8	11
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,015	0,021	0,021	0,015
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,060	0,088	0,088	0,060
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.	Помилка! Джерело посилання не знайдено.
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{кп}$, МВАр, МВт, (табл. 4.1)	2,8	4,2	3,4	2,2
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,07	0,09	0,06	0,05
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,48	0,79	0,51	0,31
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	10,07	15,09	12,06	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	3,28	4,99	3,91	2,51
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	10,10	15,13	12,10	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	3,40	5,17	4,09	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{зі}$, МВАр, (табл. 2.4)	0,32	0,61	0,13	0,33

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	10,10	15,13	12,10	8,08
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	3,24	4,87	4,03	2,47

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 ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВАр, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	10,10	3,24	2	15,1	21,5	0,69	0,99	10,79	4,23
А-2	15,13	4,87	2	29,3	41,5	3,02	4,28	18,15	9,15
А-3	12,10	4,03	2	6,4	9,1	0,42	0,60	12,52	4,63
А-4	8,08	2,47	2	9,8	20,8	0,29	0,61	8,37	3,08

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

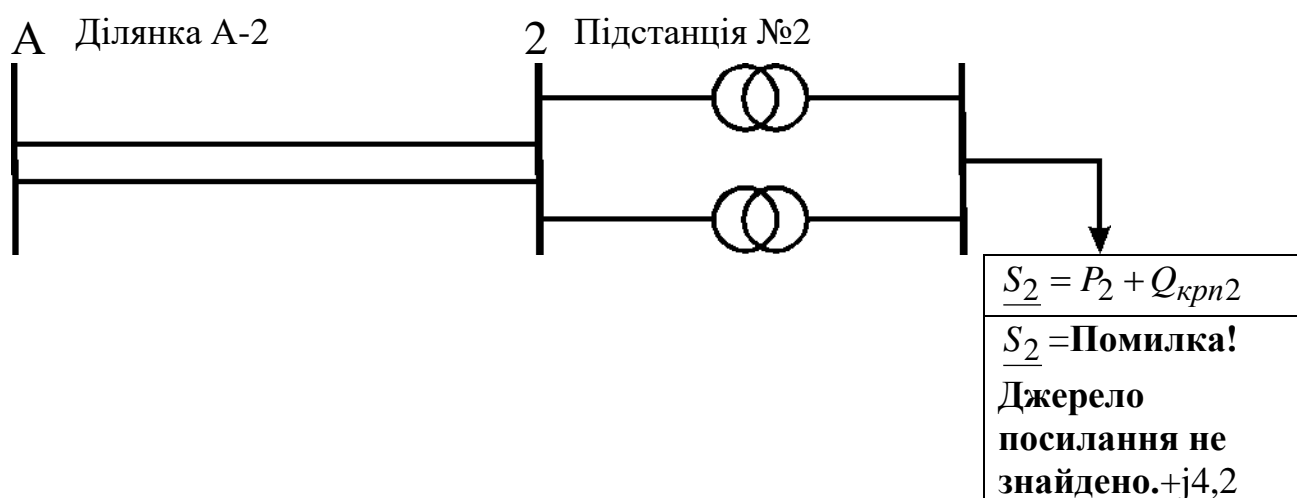


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

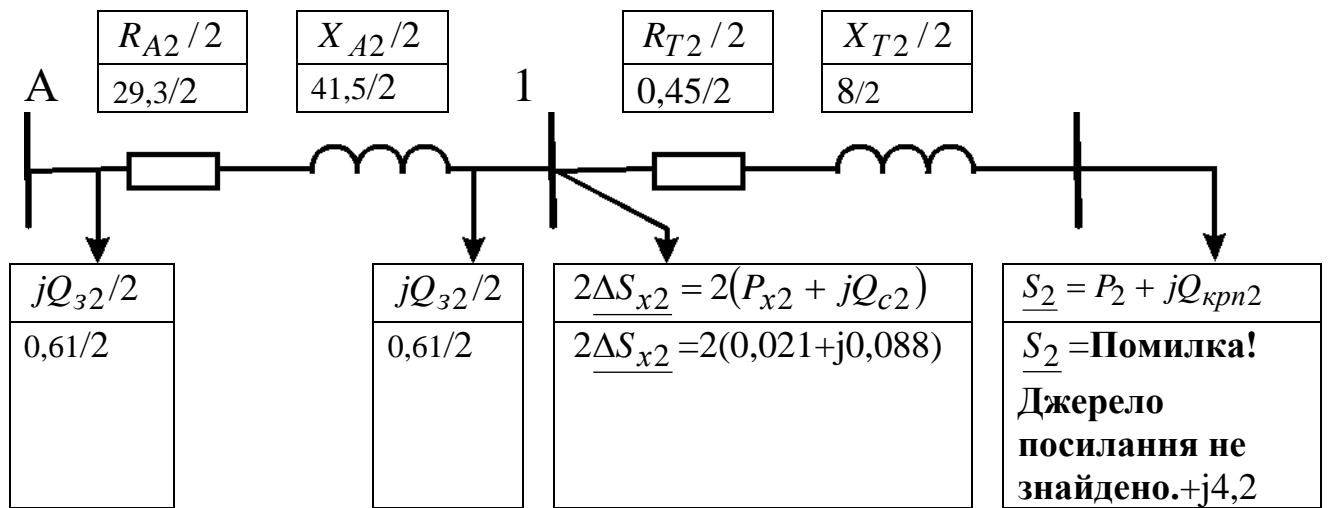


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

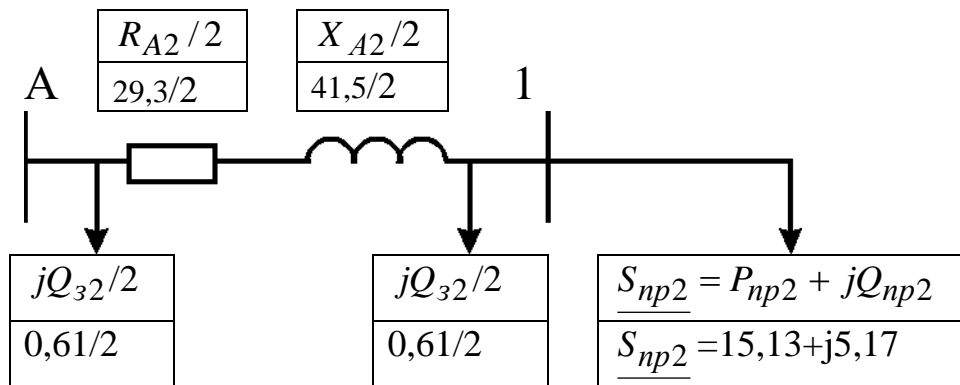


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенными навантаженнями

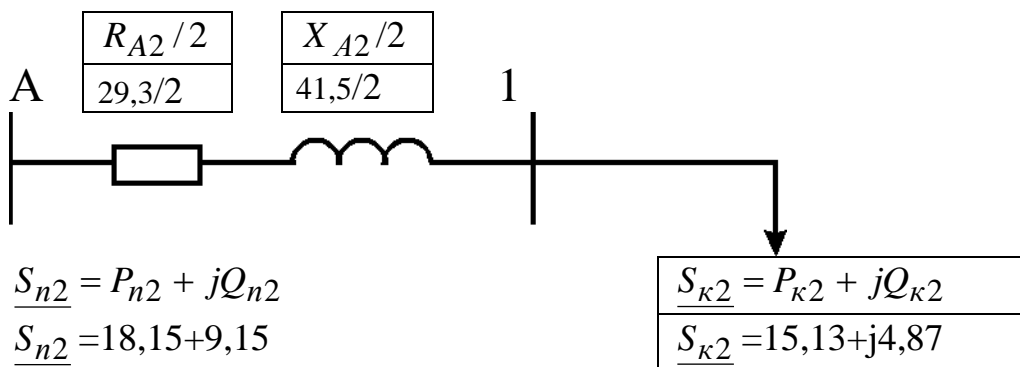


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

А Ділянка А-3

3 Підстанція №3

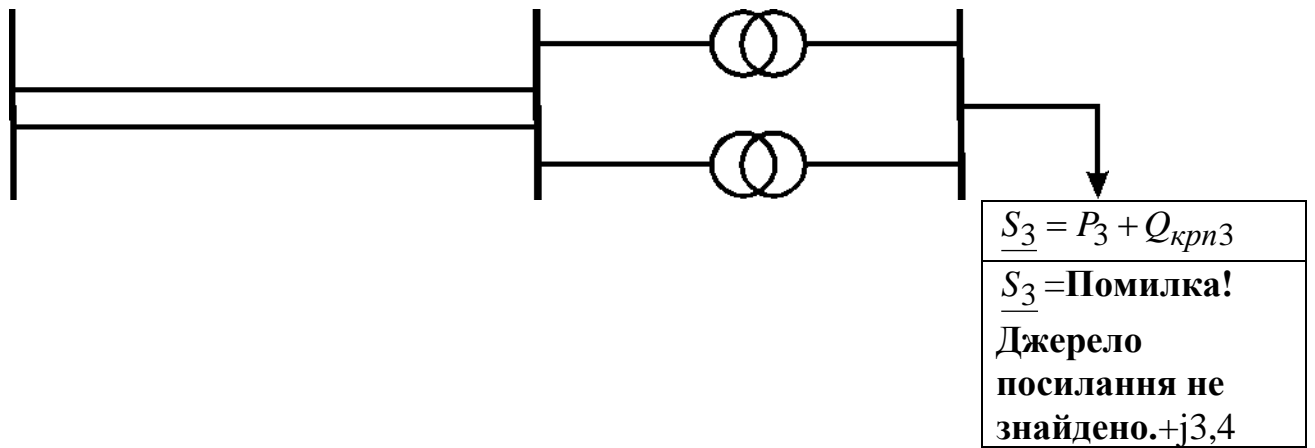


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

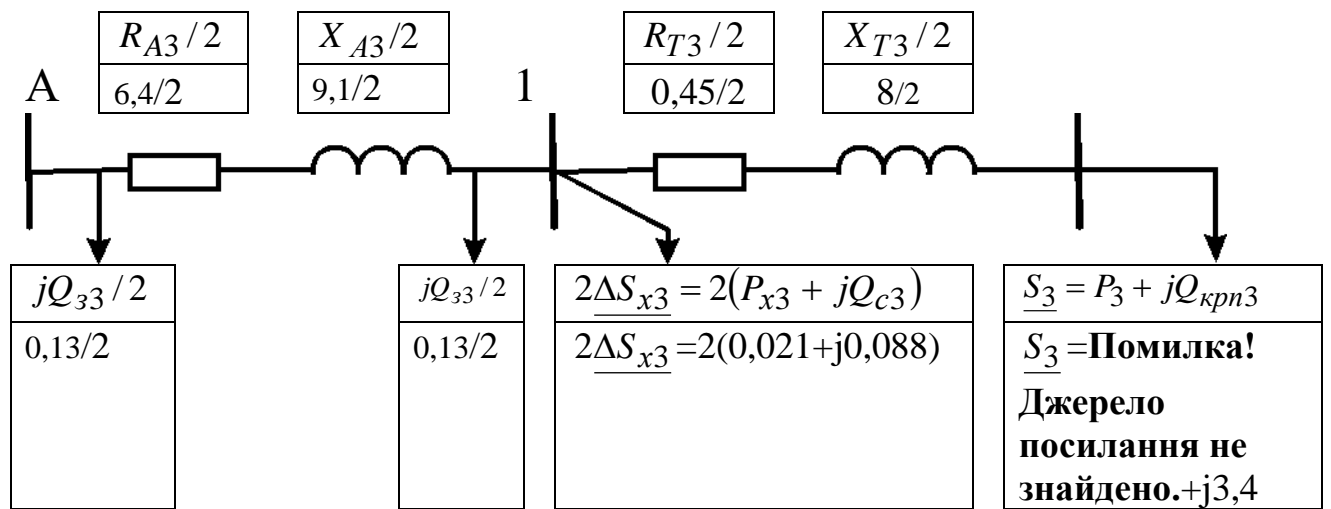
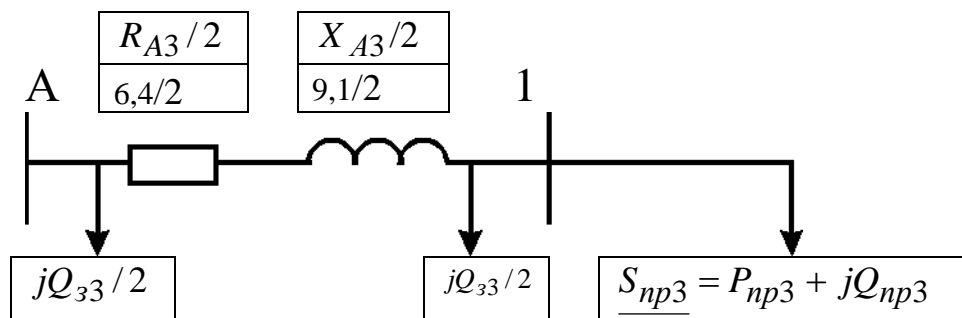


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі



0,13/2

0,13/2

$\underline{S}_{np3} = 12,10 + j4,09$

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

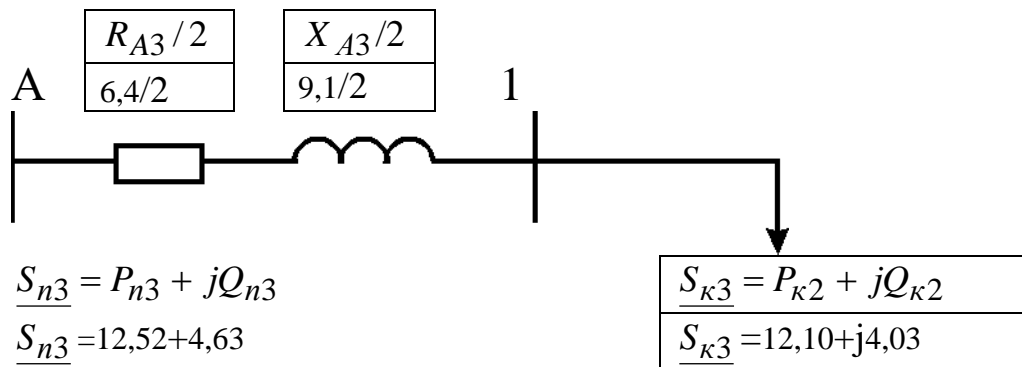


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

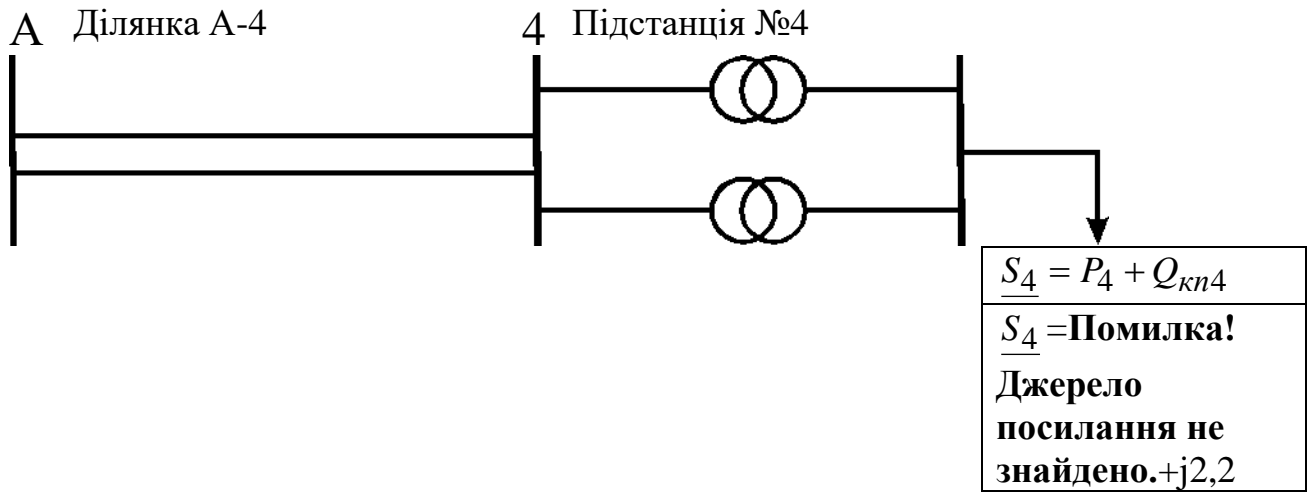


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

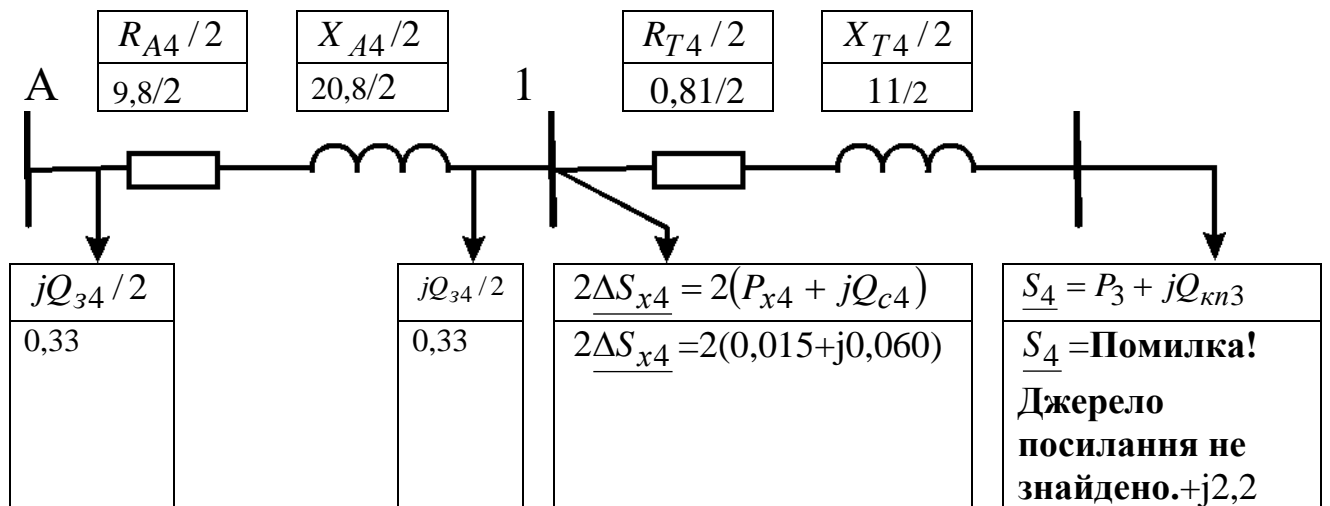


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

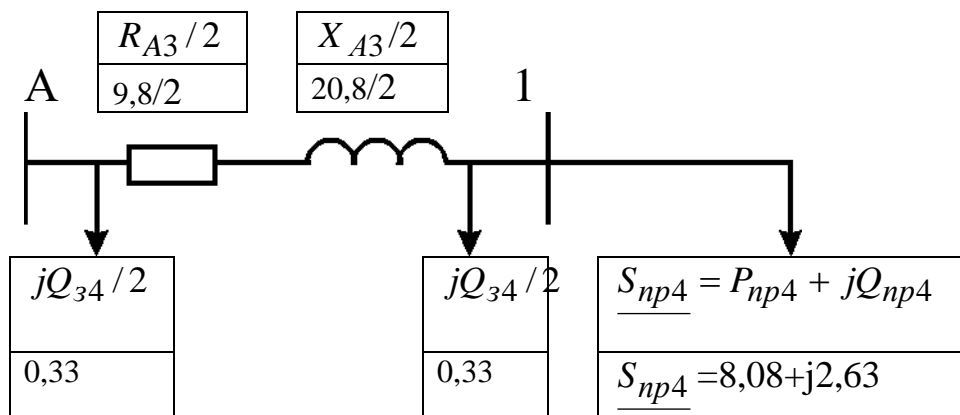


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенными навантаженнями

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	10,79	18,15	12,52	8,37
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	4,23	9,15	4,63	3,08
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	1,10	3,96	0,53	0,64
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	113,9	111,0	114,5	114,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,07	15,09	12,06а	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,28	4,99	3,91	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	11	8	8	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,63	0,67	0,52	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	113,3	110,3	114,0	113,9

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

4.2. Післяаварійний режим

Розрахунок ведеться для найбільш важких режимів. Для замкнутої електричної мережі це обрив ділянки з найбільшою потужністю, для розімкнутої дволанцюгової лінії – обрив одного ланцюга. Потужність споживачів, кількість трансформаторів на підстанціях такі, як і в режимі максимального навантаження, тому і потужність у схемі заміщення трансформаторів будуть такими ж, як у максимальному режимі.

Для розімкнутої дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга змінюється величина зарядної потужності цієї лінії jQ_{zi} (вона зменшується вдвічі і становить $jQ_{заві} = jQ_{zi}/2$, тому підлягає уточненню розрахункова потужність підстанції, де відбулось відключення лінії. Також активний R_{Ai} і індуктивний опір X_{Ai} ділянки А-1 збільшується вдвічі (так як струм ділянки тече в аварійному режимі не по двом ланцюгам, а по одному ланцюгу) Наприклад, для ділянки А-1 схема заміщення на рис.4.2 перетворюється у схему рис. 5.6. Різниця при аварійному режимі - заміна $jQ_{zi}/2$ на $jQ_{заві}/2$, $R_{A1}/2$ на R_{A1} і $X_{A1}/2$ на X_{A1} . Це також стосується і інших ділянок: А-2, А-3, А-4.

У аварійному режимі розрахункова активна споживана потужність підстанції (наприклад, №1), МВт,

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

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,32/2 = 0,16. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 3,40 - 0,16/2 = 3,30 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (10,10 + j3,30). \quad (4.32)$$

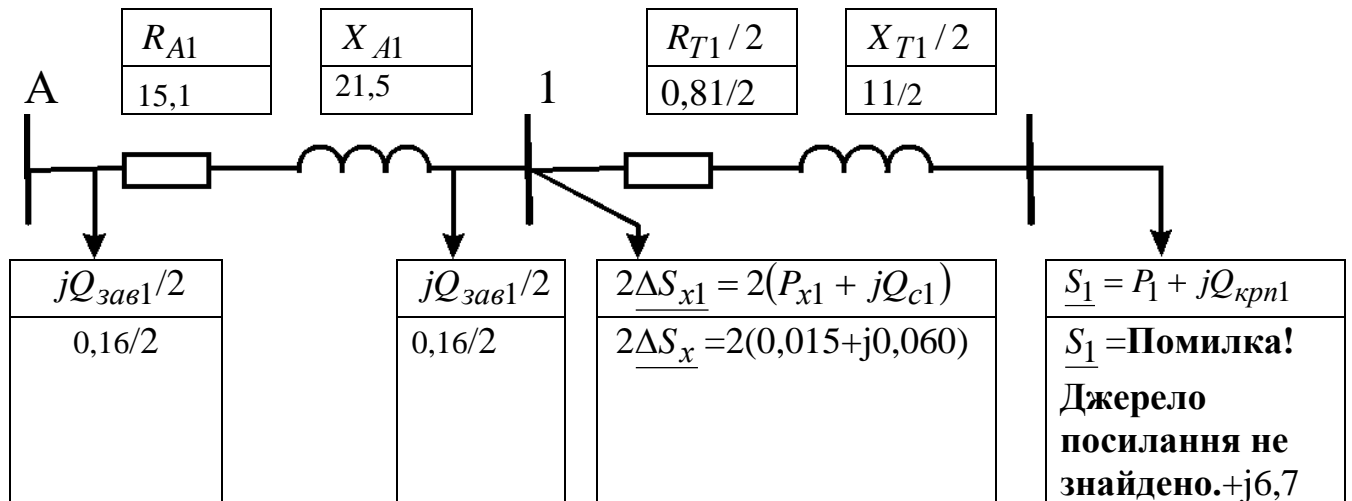


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

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

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	A-1	A-2	A-3	A-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$, МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	10,10	15,13	12,10	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	3,40	5,17	4,09	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	0,16	0,31	0,07	0,17
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	3,3	5,0	4,1	2,5
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (4.22)	1,39	6,07	0,85	0,57
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (4.23)	1,98	8,60	1,21	1,21
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	11,49	21,20	12,95	8,65
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	5,28	13,60	5,31	3,71

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_{avn} , МВт, (табл. 4.4)	11,49	21,20	12,95	8,65
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	5,28	13,60	5,31	3,71
Кількість ланцюгів на ділянці, n_{av}	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	2,50	10,31	1,14	1,41
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (4.22)	112,5	104,7	113,9	113,6
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,07	15,09	12,06	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,28	4,99	3,91	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	11	8	8	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	0,63	0,67	0,52	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$, кВ	111,9	104,0	113,4	113,1

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

Для підстанції №1 номінальна низька $U_{нн1} = \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.}$ кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{бмакс1} = 1,05 \cdot U_{нн1} = 1,05 \cdot \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 10,50 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 35 / \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 113,30 / 3,50 = 32,37 \quad (5.4)$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (32,37 - 10,50) \cdot 100 / \text{Помилка! Джерело посилання не знайдено.} = 218,7 \quad (5.5)$$

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

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{см1} = 1,5 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = 218,7 / 1,5 = 145,80 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = 146.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 32,37 / ((1 + (146) \cdot 1,5) / 100) = 10,15. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,15 - 10,50) / 10,50 = -3,33 \%. \quad (5.8)$$

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)	113,30	110,30	114,00	113,90
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (5.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дннi}$, кВ, (5.4)	32,37	18,92	32,57	32,54
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$, (6.5)	218,7	210,3	220,7	220,4
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$, %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, n_{cmi} , (5.6)	145,80	140,20	147,13	146,93
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	146	140	147	147
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$, кВ, (5.7)	10,15	6,10	10,16	10,15
8. Відхилення напруг, m_i , %	-3,33	-3,17	-3,24	-3,33

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

9. Допустимі відхилення напруг, $m_{\text{допi}}, \%$				
--	--	--	--	--

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

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{\text{авспi}}, \text{кВ}$, (табл. 5.5)	111,90	104,00	113,40	113,10
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{\text{бмаксi}}, \text{кВ}$, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{\text{авдннi}}, \text{кВ}$, (6.4)	31,97	17,84	32,40	32,31
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{\text{авi}} \%$, (6.5)	214,7	192,3	219,0	218,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{\text{авст i}}, \%$, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{\text{австi}}$, (6.6)	143,13	128,20	146,00	145,40
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{\text{австанi}}$	143	128	146	145
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{\text{австнндi}}, \text{кВ}$, (6.7)	10,17	6,11	10,16	10,18

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	-3,14	-3,02	-3,24	-3,05
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдоп}$, %				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДБ 141.1728.21-000 ПЗ

Лист

96

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ДБ 141.1728.21-000 ПЗ

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ

Громадський контроль за станом охорони праці в організації. Для здійснення громадського контролю за дотриманням законодавства про охорону праці на підприємстві обираються уповноважені трудового колективу з питань охорони праці. Діяльність уповноважених здійснюється на підставі Типового положення та Положення про роботу уповноважених з питань охорони праці, яке розробляється й затверджується на загальних зборах трудового колективу. Уповноважені з питань охорони праці обираються простою більшістю голосів на загальних зборах колективу. Уповноваженим не може бути працівник, який згідно з посадовими обов'язками відповідає за організацію безпечних та нешкідливих умов праці (майстер, начальник дільниці).

Уповноважені з питань охорони праці мають право безперешкодно перевіряти на підприємствах виконання вимог щодо охорони праці й вносити обов'язкові для розгляду роботодавцем пропозиції про усунення виявлених порушень нормативно-правових актів з безпеки та гігієни праці. Крім того, вони беруть участь у комісіях з розслідування нещасних випадків і професійних захворювань на виробництві, якщо потерпілий не є членом профспілки.

Для виконання цих обов'язків роботодавець за свій рахунок організовує навчання й звільняє уповноважених з питань охорони праці від роботи на передбачений колективним договором строк із збереження за ними середнього заробітку звільнення або притягнення їх до дисциплінарної чи матеріальної відповідальності здійснюється лише за згодою найманих працівників у порядку, визначеному колективним договором.

Чисельність уповноважених визначається рішенням загальних зборів трудового колективу в кожному виробничому підрозділі. Уповноважені

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

можуть бути одночасно і представниками професійної спілки з питань охорони праці, їх обов'язки можуть бути покладені на громадських інспекторів з охорони праці профспілки. У ситуація, коли на виробництві створюється загроза життю або здоров'ю працюючих, уповноважений має право вимагати від майстра припинення роботи на таких робочих місцях.

Якщо уповноважені з питань охорони праці вважають, що профілактичні заходи, вжиті роботодавцем, є недостатніми, вони можуть звернутися за допомогою до органу державного нагляду за охороною праці. Крім вказаного, уповноважені беруть участь у підтвердженні факту наявності на виробництві ситуації, небезпечної для життя чи здоров'я працівника, якщо він відмовився виконувати із цих причин доручену йому роботу.

Уповноваженим особам з питань охорони праці надається право вносити пропозиції про притягнення до відповідальності працівників, які порушують нормативні акти про охорону праці.

7.1. Комісія з питань охорони праці підприємства

На підприємстві з метою забезпечення пропорційної участі працівників у вирішенні будь – яких питань безпеки, гігієни праці та виробничо середовища за рішенням трудового колективу може створюватися Комісія з питань охорони праці підприємства у відповідності з Законом України “Про охорону праці” (ст.16). ця комісія створюється на підприємствах, в організаціях, господарствах з кількістю працюючих 50 і більше чоловік, незалежно від власності та видів господарської діяльності.

Комісія є постійно діючим консультативно - дорадчим органом трудового колективу та власника або уповноваженого ним органу і створюються з метою залучення представників власника та трудового колективу (безпосередніх виконавців робіт, представників профспілок) до співробітництва у галузі управління охороною праці на підприємстві,

узгодженого вирішення питань, що виникають у цій сфері.

Рішення про доцільність створення комісії, її кількісний та персональний склад, строк повноважень приймається трудовим колективом на загальних зборах (конференції) за поданням власника, органу трудового колективу та профспілкового комітету. Загальні збори затверджують Положення про комісію з питань охорони праці підприємства, яке розробляється за участю сторін на основі Типового положення. Комісія формується на засадах рівного представництва осіб від власника та трудового колективу. До складу комісії від власника включаються спеціалісти з безпеки і гігієни праці, виробничої, юридичної та інших служб підприємства, від трудового колективу – рекомендуються працівники усіх професій, уповноважені трудових колективів з питань охорони праці, представники профспілки .

Комісія у своїй діяльності керується законодавством про працю, міжгалузевими і галузевими нормативними актами з охорони праці, а також Положення про комісію з питань охорони праці підприємства.

Основними завданнями комісії є:

- захист законних прав та інтенсивності працівників у сфері охорони праці;
- підготовка, на основі аналізу стану безпеки та умов праці на виробництві, рекомендацій власнику та працівниками щодо профілактики виробничого травматизму та професійних захворювань практичної реалізації принципів державної політики в області охорони праці на підприємстві;
- узгодження, шляхом двосторонніх консультацій, позицій сторін у вирішенні практичних питань у сфері охорони праці з метою забезпечення поєднання інтересів держави, власника та трудового колективу, кожного працівника, запобігання конфліктам;
- вироблення пропозицій щодо включення до колективного договору окремих питань з охорони праці та використання коштів фонду охорони праці підприємства.

- у розв'язуванні разом з представниками державного нагляду за охороною праці конфліктів, пов'язаних з відмовою працівника виконувати доручену роботу з мотивів небезпечної для його здоров'я чи життя виробничої ситуації на підприємстві, де відсутня профспілкова організація;

- в обговоренні питань охорони праці власником або уповноваженим ним органом, профспілковим комітетом чи органом самоврядування трудового колективу (за погодженням з цим органами). Члени комісії виконують свої обов'язки, як правило, на громадських засадах. При залученні до окремих перевірок, проведенні навчання вони можуть звільнитися від основної роботи на передбачений колективним договором термін із збереженням за ними середнього заробітку.

Комісія здійснює свою діяльність на основі планів, що розробляють на квартал, півріччя чи рік і затверджуються нею. Рішення комісії оформляється протоколами і мають рекомендаційний характер, впроваджуються у життя наказами власника. При незгоді власника з рекомендаціями Комісії він дає аргументовану відповідь. Комісія не менше одного разу на рік звітує про свою роботу на загальних зборах (конференції) трудового колективу.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

ВИСНОВОК

В ході даного дипломного проектування, був обраний і розроблений оптимальний варіант електричної мережі з декількох запропонованих.

З декількох варіантів було вибрано два, що відрізняються один від одного, варіанти мережі. Проведений техніко-економічний розрахунок показав, що найбільш вигідним, з точки зору економічності і простоти експлуатації, є радіальна схема мережі.

Надійність електропостачання забезпечується шляхом прокладання двоколових ліній і установкою по два трансформатора на кожній підстанції. Перетин проводів ліній було вибрано з урахуванням економічної щільності струму і перевірені по припустимому струмі перевантаження.

При виконанні дипломного проектування було забезпечено виконання основних вимог до побудови і проектування електричної мережі, а саме:

- схема мережі повинна забезпечує повний відпуск електроенергії;
- схема забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання;
- конфігурація і параметри мережі забезпечує можливість її подальшого розвитку.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

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

						ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			96

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

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

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

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

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

