

**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 конфігурації та розрахунок системи електропостачання
комплексу машинобудівних підприємств**

Виконав: студент групи ЕЕ-18да

Сурнін О. А.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Київ 2023 р.

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

_____ доц. Руднєв Є.С.

« _____ » 2023 року

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

Сурніну Олексію Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Вибір конфігурації та розрахунок системи електропостачання комплексу машинобудівних підприємств
керівник проекту доц. Філімоненко К. В., к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

3. Вихідні данні до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 110 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	
100	155	121	182	167	163	103	133	46	87	

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження Р (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									
6720	30	0,821	35	0,849	35	0,810	36	0,814	

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

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	6	II	II
2	Вігільна галузь	10	I	
3	Машинобудування	6	II	
4	Машинобудування	10	I	

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

- 4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.
- 4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.
- 4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.
- 4.4. Регулювання напруги у мережі.
- 4.5 Охорона праці
- 4.6. Перелік графічного матеріалу.

5. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецрозділи	доц. Філімоненко К. В.		
Техніка безпеки	доц. Руднев Є.С.		

7. Календарний план виконання роботи

№	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів проекту	Розділи
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.	1 тиждень	1
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.	2 тиждень	2
3	ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ	3 тиждень	3
4	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖ-НОСТІ.	4 тиждень	4
5	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.	5 тиждень	5,6
7	ОХОРОНА ПРАЦІ	7 тиждень	

Студент _____ Сурнін О. А.
(підпис)

Керівник проекту _____ доц. Філімоненко К. В.
(підпис)

Дата видачі завдання " 16 " травня 2023 р.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 91 стор., 27 рис., 17 табл., 17 бібл. найм.

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 знаходилося на основі порівняльного аналізу декількох варіантів. Було розраховано режим максимального навантаження трансформатора.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ.

ABSTRACT

Pages – 91; Drawings – 27; Tables – 17; Sources – 17.

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

KEYWORDS: ELECTRIC NETWORK, ELECTRICAL LOADS CALCULATIONS, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, CROSS-SECTION of WIRES.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	8
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	11
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	12
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	13
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	18
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	25
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	25
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	33
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	36
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	39
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	48
3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	54
3.1.	Вибір компенсаційних пристроїв.....	54
3.2.	Схема ділянки мережі.....	58
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	60
4.1.	Режим максимального навантаження.....	60
4.2.	Післяаварійний режим.....	75
5	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	79
5.1	Аналіз умов праці на робочих місцях.....	79
5.2	Пожежна безпека.....	84
5.3	ВИСНОВКИ.....	89
	СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	90

ВСТУП

Електрична мережа як елемент Електроенергетичної системи (ЕЕС) забезпечує можливість видачі потужності ЕС, її передачі на відстань, перетворення параметрів ЕЕ (напруги, струму) на ПС та її розподіл на деякій території аж до безпосередніх електроприймачів.

Електричні мережі сучасних ЕЕС характеризується багатоступеневістю, тобто. великою кількістю трансформацій по дорозі від джерел ЕЕ її споживачам. Топологічна структура окремих ланок цієї багатоступеневої мережі досить складна, вона налічує десятки, а часом і сотні вузлів, гілок та замкнених контурів.

Поряд зі складністю конфігурації характерною особливістю електричних мереж є їх багаторежимність. Під цим розуміється не тільки різноманітність навантаження елементів мережі в добовому та річному розрізі при нормальному функціонуванні системи, що викликається природною зміною в часі навантаження споживачів, а й велика кількість режимів, що виникають при виведенні різних елементів мережі в плановий ремонт та їх аварійних відключеннях.

У зв'язку з цим електрична мережа має проектуватися та експлуатуватися таким чином, щоб була забезпечена її працездатність у всіх можливих режимах – нормальних, ремонтних та післяаварійних. Ця вимога, у свою чергу, означає, що в перерахованих режимах параметри гілок мережі (струми, потужності) не повинні перевищувати допустимих за тими чи іншими умовами значень, а параметри вузлів (напруги) повинні лежати в допустимих межах, що забезпечують нормальну роботу ізоляції електроустаткування та економічну роботу електроприймачів.

Наявність технічних обмежень параметрів режиму електричних мереж викликає необхідність контролю в процесі експлуатації та вибору адекватних засобів регулювання режиму на етапі проектування. Крім того, при

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

експлуатації та при проектуванні ці обмеження виступають як складова частина математичної моделі електричної мережі, що служить для оцінки її працездатності, вибору її конфігурації тощо.

Всі електроприймачі, генератори, трансформатори та інші елементи ЕЕС проектуються для роботи в тривалому нормальному режимі при певній напрузі, при якому ці елементи мають найбільш доцільні техніко-економічні показники. Ці напруги називаються номінальними, та його значення завжди встановлюються Державним стандартом.

В даний час для електричних мереж стандартизовано чотири напруги менше 1000 В (40, 220, 380 і 660 В) та 12 напруг вище 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500) , 1150 кВ). Усі перелічені значення відповідають лінійним (міжфазним) напруг трифазної системи змінного струму. Напруги 3 і 150 кВ для мереж, що знову проектуються, не рекомендуються до застосування.

За розмірами території, що охоплюється мережею, можуть бути виділені так звані місцеві ($U_{ном} \leq 35$ кВ), районні (110-220 кВ) та регіональні ($U_{ном} \geq 330$ кВ) мережі. Лінії електропередачі СВН, що є основою останньої категорії мереж, служать як зв'язку окремих районів і щодо невеликих ЕНС в регіональних ОЕС, так зв'язку між собою великих об'єднань.

За призначенням розрізняють системоутворюючі, живильні та розподільні.

Мережі живлення призначені для передачі ЕЕ від ПС системоутворюючої мережі і частково від шин 110-220 кВ ЕС до центрів живлення розподільчих мереж - районним ПС. Як правило, такі мережі замкнуті, а напруга їх зазвичай 110 та 220 кВ. Районна ПС зазвичай має вищу напругу 110-330 кВ і нижчу 6-35 кВ. На ній завжди встановлюють трансформатори, що дозволяють під навантаженням регулювати напругу на нижчих шинах напруги.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розподільні мережі забезпечують розподіл ЕЕ між пунктами споживання. Вони призначені передачі ЕЕ на невеликі відстані від шин нижчого чи середньої напруги районних ПС до різних споживачів. Розподільні мережі, як правило, розімкнені або працюють у розімкнутому режимі.

Умовна схема окремої електропередачі у напрямку ЕЕ від ЕС до електроприймачів ЕП має п'ять ліній різного класу напруги та п'ять підстанцій та ступенів трансформації.

Місцеві та розподільні мережі можуть відрізнятися за характером споживачів, що підключаються до них. При цьому певну специфіку мають мережі, які здійснюють електропостачання промислових підприємств, міст та сільських районів та звані відповідно промисловими, міськими та сільськими.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 30/0,821 = 36,5. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (36,5^2 - 30^2)^{0,5} = 20,9. \quad (1.2)$$

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	30	+j	20,9	Машинобудування	6	II
2	35	+j	21,8	Вугільна галузь	10	I
3	35	+j	25,3	Машинобудування	6	II
4	36	+j	25,7	Машинобудування	10	I

1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 30 + 35 + 35 + 36 = 136,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 20,9 + 21,8 + 25,3 + 25,7 = 93,70. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (136,00^2 + 93,70^2)^{0,5} = 165,15. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 136,00 + 0,02 \cdot 165,15 = 7,38. \quad (1.6)$$

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 93,70 + 0,1 \cdot 165,15 = 21,20. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 136,00 + 7,38 = 136,58. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 93,70 + 21,20 = 110,22. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (136,58^2 + 110,22^2)^{0,5} = 175,51. \quad (1.10)$$

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 :

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		13

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	30	121	3630	182	5460	45	1350
2	35	167	5845	163	5705	64	2240
3	35	103	3605	133	4655	8	280
4	36	46	1656	87	3132	81	2916
Разом	136,00	-	14736	-	18952	-	6786

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 14736/136,00 = 108 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 18952/136,00 = 139 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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 споживачів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	100	155
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	121	182
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	167	163
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	103	133
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	46	87
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	108	139

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

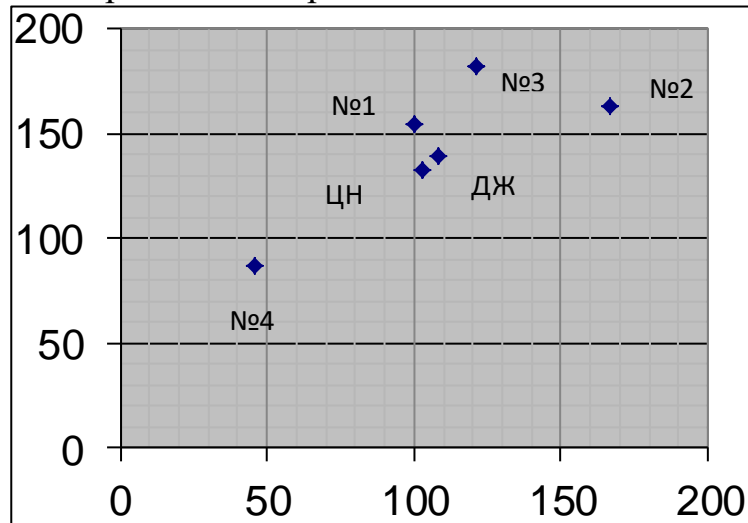


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((100-108)^2 + (155-139)^2)^{0.5} = 18. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((121-108)^2 + (182-139)^2)^{0.5} = 45. \quad (1.16)$$

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,

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$L_{\text{с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-\text{тцн}}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 6786/136,00 = 50. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{\text{дж-цн}}}{L_{\text{с.в.}}} = 18/50 = 0,36, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$l_{A1} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(100-121)^2 + (155-182)^2]^{0,5} \cdot 1 = 34 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості

Відстань між пунктами на місцевості, км									
l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
34	67	22	87	50	52	121	71	143	73

1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, необхідне якість

					РБ.141.19да.007 ПЗ					Арк.
										17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						

електроенергії, що відпускається, зручність і безпеке експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

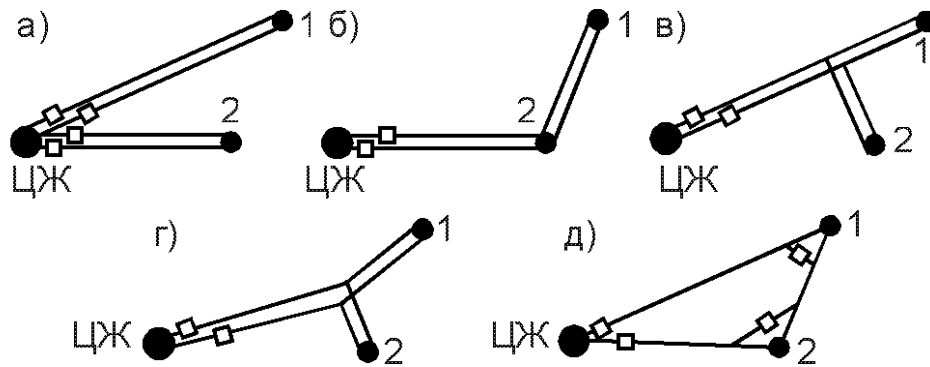


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.4.1. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. Пункт виконується для тих груп споживачів, у яких намічене більш 2 варіантів схем електропостачання.

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):

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

де m – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

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

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

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

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

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому $k_{\text{дїл}} = 1$. В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ($k_{\text{дїл}} = 1,6$), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ($k_{\text{дїл}} = 2$).

При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ($L_{\text{екв}}$) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

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

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

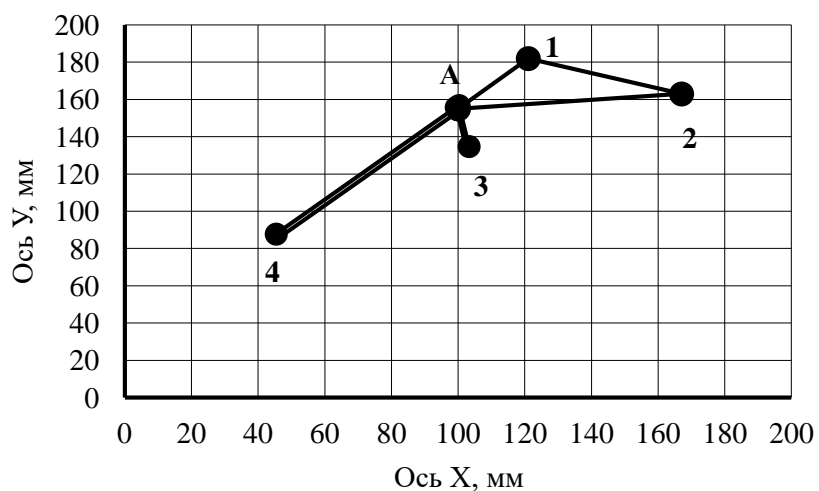


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

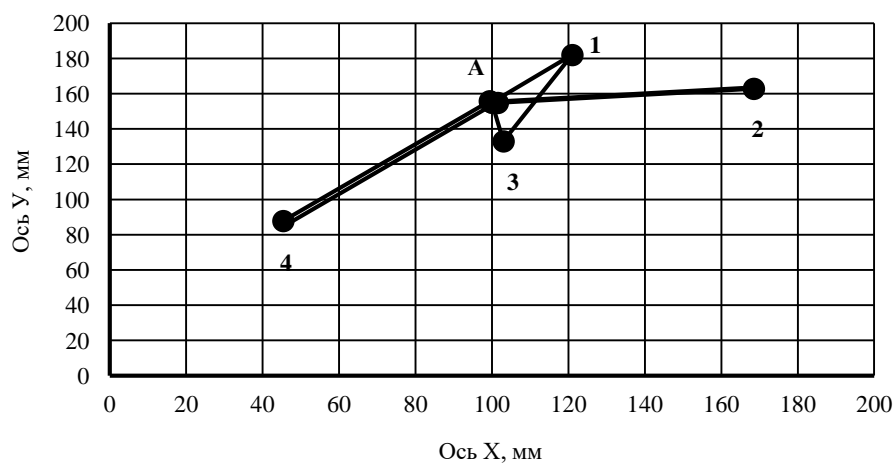


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

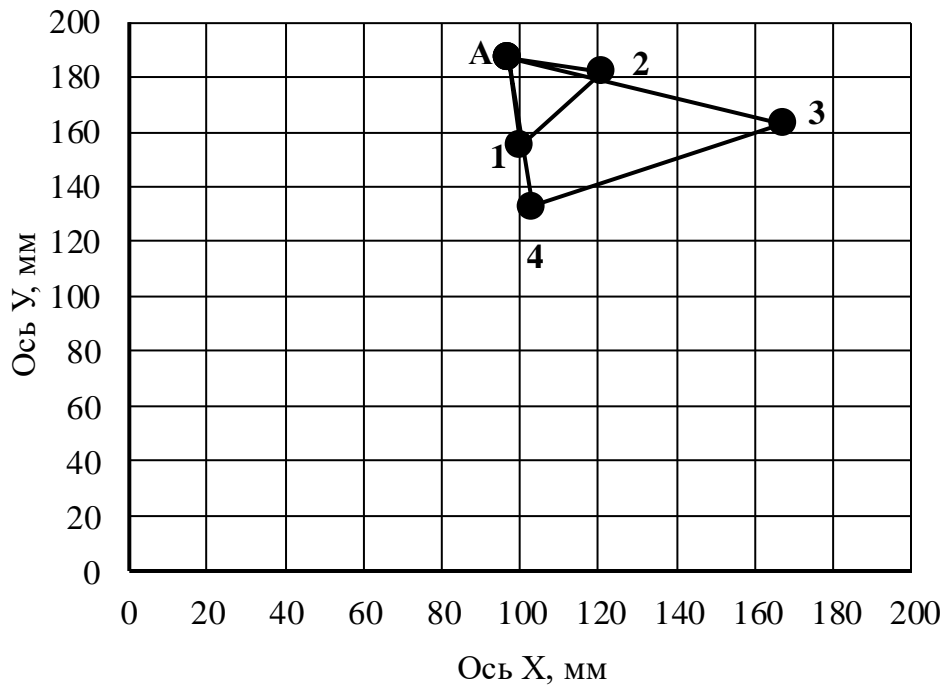


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

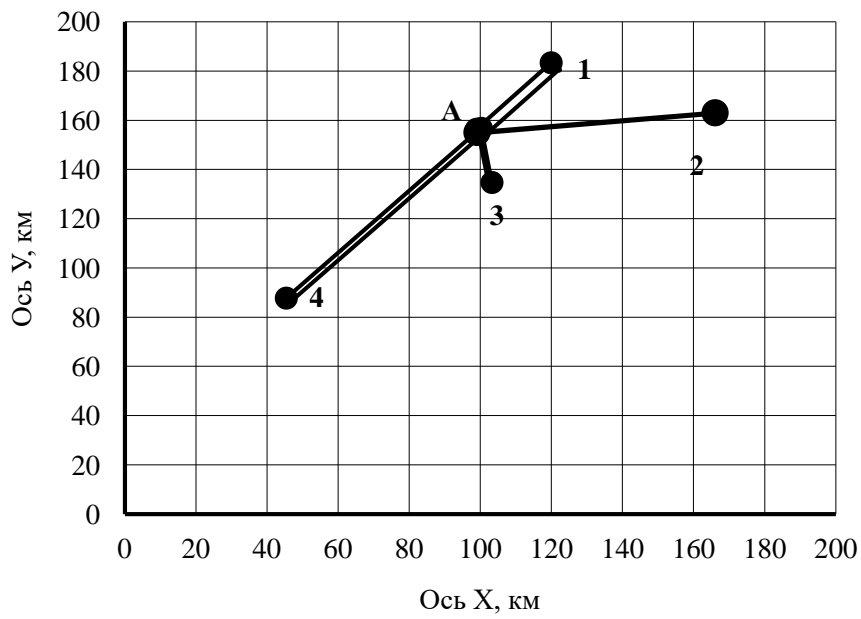


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		23

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	34	37,4	37,4	357,9	16	405,9
	1-2	1	50	55	55			
	A-2	1	67	73,7	73,7			
	A-3	1,6	22	24,2	38,7			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
“б”	A-1	1	34	37,4	37,4	389,8	16	437,8
	A-3	1	22	24,2	24,2			
	1-3	1	52	57,2	57,2			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
	A-2	1,6	67	73,7	117,9			
“в”	A-1	1,6	34	37,4	59,8	388,7	16	436,7
	1-2	1	50	55	55			
	A-2	1,6	67	73,7	117,9			
	A-3	1,6	22	24,2	38,7			
	3-4	1,6	73	80,3	128,5			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
“г”	A-1	1,6	34	37,4	59,8	369,5	16	417,5
	A-2	1,6	67	73,7	117,9			
	A-3	1,6	22	24,2	38,7			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			

Вибираємо “а” і “в” варіанти. Для подальших розрахунків з метою уніфікації розрахункового формуляра обзначимо варіант “а” як варіант 1, а варіант “в” 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.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

Для 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 по формулах:

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

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.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

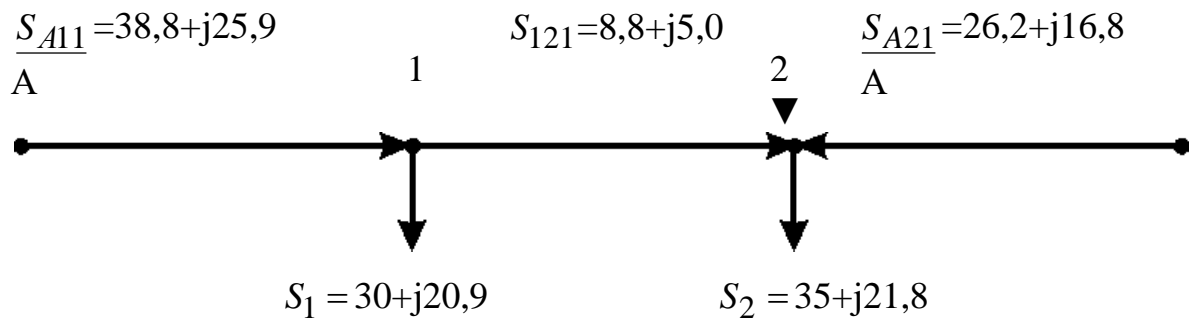


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(30 \cdot (55,0 + 73,7) + 35 \cdot 73,7)}{37,4 + 55,0 + 73,7} = \\ &38,8 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (20,9 \cdot (55,0 + 73,7) + 21,8 \cdot 73,7) / (37,4 + 55,0 + 73,7) = 25,9. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (38,8 + j25,9). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (30 \cdot 37,4 + 35 \cdot (55,0 + 37,4)) / (37,4 + 55,0 + 73,7) = 26,2, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (20,9 \cdot 37,4 + 21,8 \cdot (55,0 + 37,4)) / (37,4 + 55,0 + 73,7) = 16,8, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (26,2 + j16,8) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 38,8 + 26,2 = 65,0. \quad P_1 + P_2 = 30 + 35 = 65,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 25,9 + 16,8 = 42,7. \quad Q_1 + Q_2 = 20,9 + 21,8 = 42,7. \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 38,8 - 30 = 8,8. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 25,9 - 20,9 = 5,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (8,8 + j5,0). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 35 + j25,3$$

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

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

A-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 36 + j25,7,$$

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

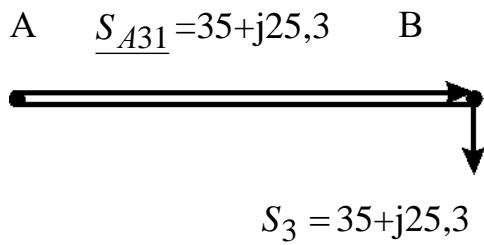


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

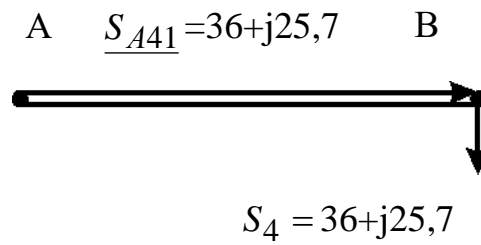


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 30 + j20,9;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 35 + j21,8;$$

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

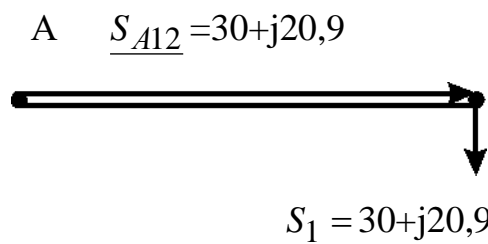


Рисунок 2.4. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

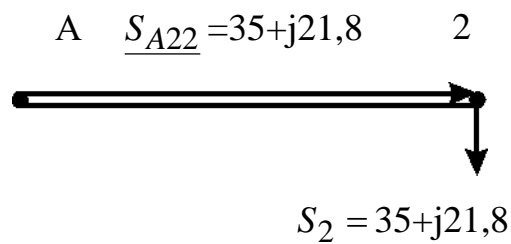


Рисунок 2.5. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

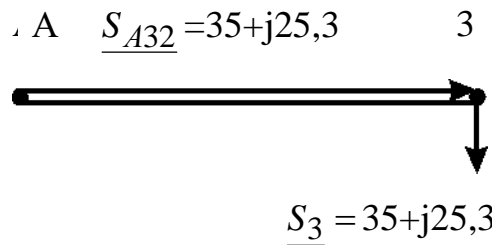


Рис.2.6. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

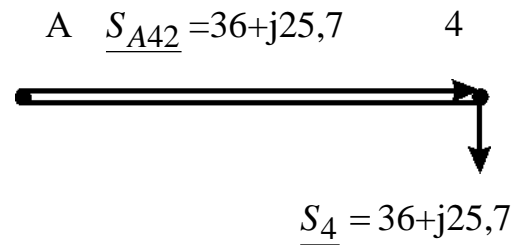


Рис. 2.7. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

де l_{dil} - довжина ділянки ЛЕП, км;

P_{dil} потужність, що протікає на ділянці, МВт;

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

У курсовому 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 $U_{ном}$ 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 реалізуєності варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих проводів, розрахованих по економічній щільності струму (у нормальному режимі при максимальних навантаженнях), а також найбільші втрати напруги в нормальному і післяаварійних режимах роботи ЛЕП.

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{\text{діл}}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{\text{діл}}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{\text{діл}}$ кВ
1	A-1	37,4	38,8	1	111	110
	A-2	73,7	26,2	1	96	110
	1-2	55,0	8,8	1	61	110
	A-3	24,2	35	2	49	110
	A-4	95,7	36	2	76	110
2	A-1	37,4	30	2	85	110
	A-2	73,7	35	2	72	110
	A-3	24,2	35	2	82	110
	A-4	95,7	36	2	76	110

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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (38,8^2 + 25,9^2)^{1/2} = 46,7$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 46,7 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 245,4;$$

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).

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		33

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

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 245,4/1 = 245$$

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

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДБ 141.1610.19-000 ПЗ

Арк.	35
------	----

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, $U_{ноіл}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провода, F , мм ²	Прийнята марка проводу	Припустимий тривалий струм А	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, С/м
1	А-1	38,8	25,9	46,7	110	1	245,4	245	АС-250/32	605	0,12	0,405	2,81
	А-2	26,2	16,8	31,1	110	1	163,4	163	АС-170/24	450	0,198	0,42	2,61
	1-2	8,8	5,0	10,1	110	1	53,1	53	АС-60/19	390	0,249	0,427	2,66
	А-3	35	25,3	43,2	110	2	113,5	114	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	А-4	36	25,7	44,2	110	2	116,1	116	АС-120/24	450	0,198	0,42	2,61
2	А-1	30	20,9	36,6	110	2	96,2	96	АС-100/19	390	0,249	0,427	2,66
	А-2	35	21,8	41,2	110	2	108,3	108	АС-110/19	390	0,249	0,427	2,66
	А-3	35	25,3	43,2	110	2	113,5	114	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	А-4	36	25,7	44,2	110	2	116,1	116	АС-120/24	450	0,198	0,42	2,61

2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 30 + 35 = 65,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 20,9 + 21,8 = 42,7.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (65,0^2 + 42,7^2)^{0,5} = 77,8.$$

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 77,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 409 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 409 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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	65,0	42,7	77,8	110	1	409	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	35	21,8	41,2	110	1	217	390
	А-3	35	25,3	43,2	110	2	114	390
	А-4	36	25,7	44,2	110	2	116	450
2	А-1	30	20,9	36,6	110	2	96	390
	А-2	35	21,8	41,2	110	2	108	390
	А-3	35	25,3	43,2	110	2	114	390
	А-4	36	25,7	44,2	110	2	116	450

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють.

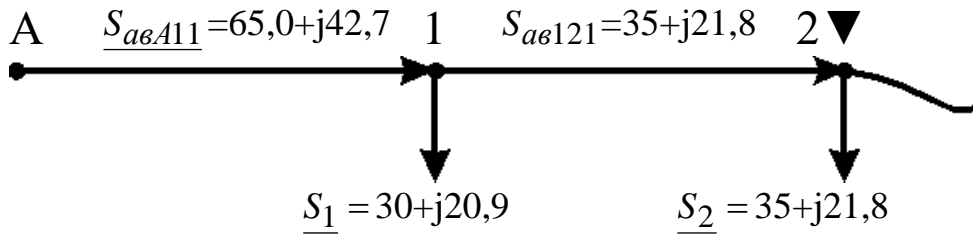


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

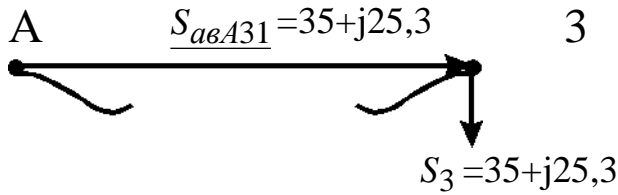


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

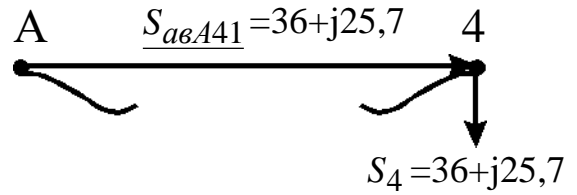


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

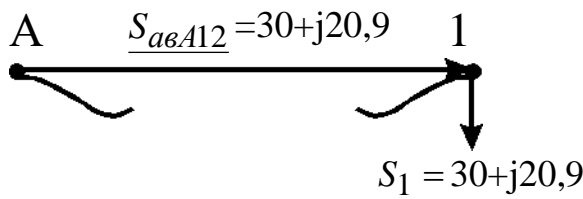


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

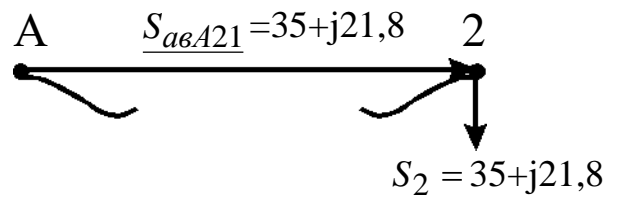


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

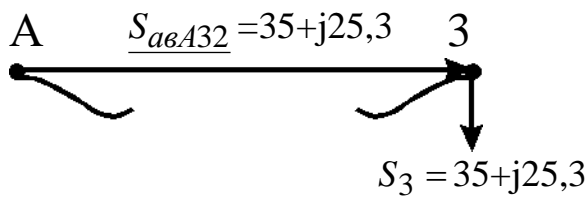


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

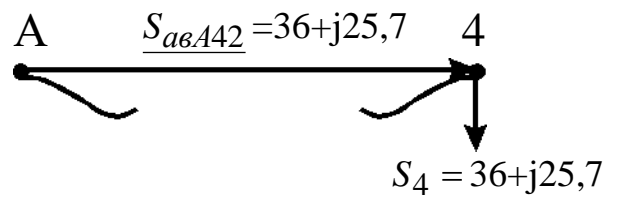


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

2.4 Розрахунок параметрів ліній

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

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

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

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

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

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

$$Q_{\epsilon A1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{dilA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 37,4 \cdot 1 = 1,27, \quad (2.28)$$

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

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

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 $\Delta U_{\text{дон}} \leq 7,5\%$, а в післяаварійних режимах - $\Delta U_{\text{авдон}} \leq 15\%$ [2]. У курсовому проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

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, $l_{діл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{ві}$, МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	37,4	4,5	15,1	2,81	1,27
	A-2	1	0,198	0,420	73,7	14,6	31,0	2,61	2,33
	1-2	1	0,249	0,427	55,0	13,7	23,5	2,66	1,77
	A-3	2	0,249	0,427	24,2	6,0	10,3	2,66	1,56
	A-4	2	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	2,61	6,04
2	A-1	2	0,249	0,427	37,4	9,3	16,0	2,66	2,41
	A-2	2	0,249	0,427	73,7	18,4	31,5	2,66	4,74
	A-3	2	0,249	0,427	24,2	6,0	10,3	2,66	1,56
	A-4	2	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	2,61	6,04

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

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

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

$$R_{\text{ав}A11} = \frac{R_{A11}}{n} = 4,5/1 = 4,5.$$

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

$$X_{\text{ав}A11} = \frac{X_{A11}}{n} = 15,1/1 = 15,1.$$

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

$$\Delta U_{\text{ав}A11} = \frac{P_{A11} \cdot R_{\text{ав}A11} + Q_{\text{ав}A11} \cdot X_{\text{ав}A11}}{U_{\text{ном}}} = (65,0 \cdot 4,5 + 42,7 \cdot 15,1) / 110 = 8,5.$$

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

$$R_{\text{ав}A11} = \frac{R_{121}}{n} = 13,7/1 = 13,7.$$

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

$$X_{\text{ав}121} = \frac{X_{A11}}{n} = 15,1/1 = 23,5.$$

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

$$\Delta U_{\text{ав}121} = \frac{P_{121} \cdot R_{\text{ав}121} + Q_{\text{ав}121} \cdot X_{\text{ав}121}}{U_{\text{ном}}} = (35 \cdot 13,7 + 21,8 \cdot 23,5) / 110 = 9,0.$$

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 8,5 \cdot 100 / 110 = 7,7.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 9,0 \cdot 100 / 110 = 8,2.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 7,7 + 8,2 = 15,9\% > 15\% . \quad (2.32)$$

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 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

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_l , 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-250/32	0,120	0,405	37,4	4,5	15,1	65,0	42,7	8,5	7,7
	A-2	АС-170/24	0,249	0,427	73,7	Обрив					
	1-2	АС-60/11	0,249	0,427	55,0	13,7	23,5	35	21,8	9,0	8,2
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	24,2	6,0	10,3	35	25,3	4,3	3,9
	A-4	АС-120/24	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	36	25,7	15,6	14,2
2	A-1	АС-100/11	0,249	0,427	37,4	9,3	16,0	30	20,9	5,6	5,1
	A-2	АС-110/11	0,249	0,427	73,7	18,4	31,5	35	21,8	12,1	11,0
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	24,2	6,0	10,3	35	25,3	4,3	3,9
	A-4	АС-120/24	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	36	25,7	15,6	14,2

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 30 / 0,821 = 36,5 .$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 36,5 = 25,6 .$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-40000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 40 \text{ МВА.}$$

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		44

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (36,5 - 40) \cdot 100 / 40 = -8,8 \% \leq 40\%.$$

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

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

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	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, $U_{ноділ}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 U_2 кВ
1	30	20,9	36,5	25,6	110	6
2	35	21,8	41,2	28,8	110	10
3	35	25,3	43,2	30,2	110	6
4	36	25,7	44,2	30,9	110	10

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
ДБ 141.1610.19-000 ПЗ				
	Арк.			
	47			

Таблиця 2.7
Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_K , %	Втрати короткого замикання P_K , кВт	Втрати холостого ходу P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина переваження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	-8,8
2	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	3,0
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	8,0
4	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	10,5

2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

$R_{\text{ланці}}$ - 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,

$$S_{\text{ділі1}} = \sqrt{P_{\text{ділі1}}^2 + Q_{\text{ділі1}}^2} = (38,8^2 + 25,9^2)^{0,5} = 46,7.$$

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

$$\Delta P_{\text{діліА1}} = \left(\frac{S_{\text{діліА1}}}{U_{\text{ділілнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланціА1}}}{n_{\text{А1}}} = (46,7/110)^2 \cdot 4,5/1 = 0,18,$$

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,

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

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,18 \cdot 5550 = 4501 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 36,0 \cdot 10^{-3} = 0,072. \quad (2.38)$$

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

P_{x1} - номінальні втрати холостого ходу трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7. Втрати активної потужності в міді трансформаторів для вузла №1, МВт

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{m1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 172,0 \cdot 10^{-3} \cdot (36,5/40,0)^2 = 0,072 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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

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

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

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,072 + 0,072 = 0,144. \quad (2.40)$$

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

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

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

τ - час максимальних втрат, годин,

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

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

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

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{\text{тп1}} = \Delta W_{\text{с1}} + \Delta W_{\text{м1}} = \Delta P_{\text{с1}} \cdot T + \Delta P_{\text{м1}} \cdot \tau = 0,072 \cdot 8760 + 0,072 \cdot 5550 = 1030,3.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.1610.19-000 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	38,8	25,9	46,7	110	1	4,5	0,811	4,08	4501	22655
	A-2	26,2	16,8	31,1	110	1	14,6	1,167		6477	
	1-2	8,8	5,0	10,1	110	1	13,7	0,115		638	
	A-3	35	25,3	43,2	110	2	6,0	0,463		2570	
	A-4	36	25,7	44,2	110	2	18,9	1,526		8469	
2	A-1	30	20,9	36,6	110	2	9,3	0,515	3,80	2858	21062
	A-2	35	21,8	41,2	110	2	18,4	1,291		7165	
	A-3	35	25,3	43,2	110	2	6,0	0,463		2570	
	A-4	36	25,7	44,2	110	2	18,9	1,526		8469	

Зм.	Арк.	№ док.м.	Підп.	Дата

Таблиця 2.9 - Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, S_n , МВА,	Номінальні втрати холодостого ходу у трансформаторі, $P_{хх}$, 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	36,5	40,0	36,0	172,0	0,072	0,072	0,144	0,656	1030,3	4565,3
2	41,2	40,0	36,0	172,0	0,072	0,091	0,163		1135,8	
3	43,2	40,0	36,0	172,0	0,072	0,100	0,172		1185,7	
4	44,2	40,0	36,0	172,0	0,072	0,105	0,177		1213,5	

2.7.3. Втрати в електричній мережі. Втрати потужності визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 4,08 + 0,656 = 4,74. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 3,80 + 0,656 = 4,46. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 22655,00 + 4565,3 = 27220. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 21062,00 + 4565,3 = 25627. \quad (2.47)$$

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		53

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності ΔP , зменшення втрат електроенергії ΔW , зменшення втрат напруги ΔU . Вибір потужності регламентується [4, 5,11]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження $Q_{ек}$, яка визначається за формулою:

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

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі $U_H=110$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,28$$

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		54

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

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [6,7,11] їхні потужності $Q_{уст}$ рівні: при вторичної (низької) напруги $U_{2н}=6$ кВ – 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр; при $U_{2н}=10$ кВ – 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр.

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

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

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

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

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 30 \cdot 0,28 = 8,4 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 20,9 - 8,4 = 12,5 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТРДН-40000/110 двох обмоточногоз розщепленням вторинної обмотки (присутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 4 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 28 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 28 \cdot 0,45 = 12,6 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((12,5 - 12,6) / 12,6) \cdot 100\% = -0,8\% \leq 5\%.$$

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		56

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 20,9 - 12,6 = 8,4 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок компенсації реактивної потужності і вибір компенсуючих пристроїв приведено у табл. 3.1.

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

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P, МВАр	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q, МВАр	Економічне значення тангенса, tgφ _{ек}	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, Q _{ек} , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, Q _{кроз} = Q _{факт} , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, P+jQ _{крп} , МВА		
						P	+j	Q _{крп}
1	30	20,9	0,28	8,4	12,5	30	+j	8,4
2	35	21,8		9,8	12,0	35	+j	9,8
3	35	25,3		9,8	15,5	35	+j	9,8
4	36	25,7		10,1	15,6	36	+j	10,1

3.2 Схема ділянки мережі

На рис. 3.1 приведена структурна схема ділянки мережі з підстанцією і трансформаторами, що мають розчеплення вторинних обмоток.

На боці високої напруги при кількості трансформаторів 2 і кількості ліній, що відходять, 2 для тупикових підстанцій застосовується схема 2-х блоків "лінія - трансформатор" з вимикачами у колах трансформаторів і неавтоматичною перемичкою з боку ліній (рис.3.1). Схема економічна: на 4 приєднання застосовано 2 вимикача. Схема надійна. При відключенні лінії W1 першого блоку вимикачем Q1 разом з лінією відключається трансформатор блоку T1. Для відновлення роботи непошкодженого трансформатора T1 застосовується неавтоматична перемичка з роз'єднувачами P7 і P8, один з яких нормально включений, другий — відключений. При пошкодженні на лінії W1 відключаються вимикачі Q1 і Q3. Лінійними роз'єднувачами P3 і P5 пошкоджена лінія виводиться на ремонт. У безструмову паузу вмикається відключений роз'єднувач перемички. Після чого вмикається вимикач Q3. Живлення трансформатора T1 відновлюється по лінії W2 і неавтоматичній перемичці. При пошкодженні трансформатора T1 відключаються вимикачі Q5, Q6, Q3 і Q1. Тобто буде відключено весь блок. Але відновити роботу непошкодженої лінії W1 не можна із-за відсутності вимикача у перемичці — це недолік схеми. Але цей недолік не дуже значний, тому що пошкодження трансформатора, порівняно з пошкодженням лінії, бувають рідко. У нормальному режимі на високій і низькій напрузі блоки працюють окремо.

Згідно [2] на боці низької напруги підстанцій застосовується схема 2-х одиночних систем шин, секціонованих вимикачем (рис. 3.1). На боці низької напруги трансформатори працюють окремо. Схема економічна і надійна. Надійність електропостачання споживачів забезпечується живленням від різних секцій низької напруги B1 і B4. При пошкодженні на одній секції всі приєднання цієї секції буде відключено.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		58

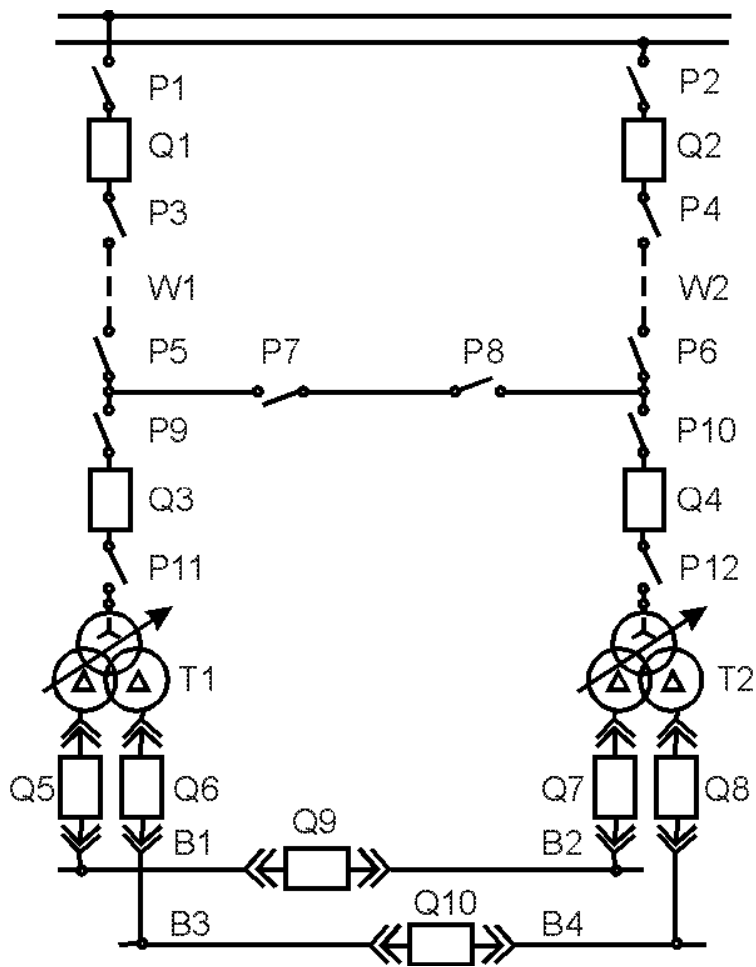


Рисунок. 3.1. Схема ділянки мережі

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

РБ.141.19да.007 ПЗ

Арк.

59

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. Схема заміщення трансформатора приведена на рис. 4.1.

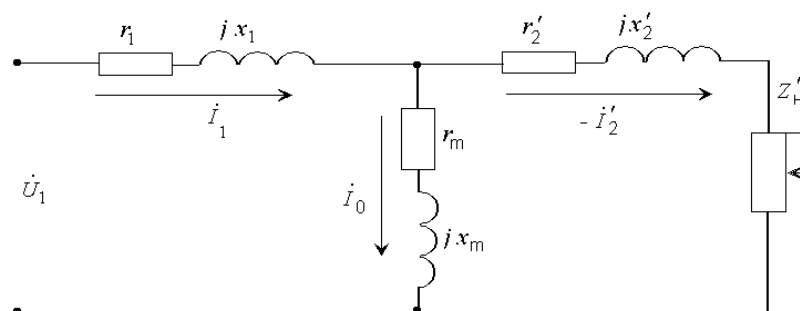


Рисунок 4.1 – Заступна схема трансформатора

Спочатку зображується вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 4.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на

ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

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

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

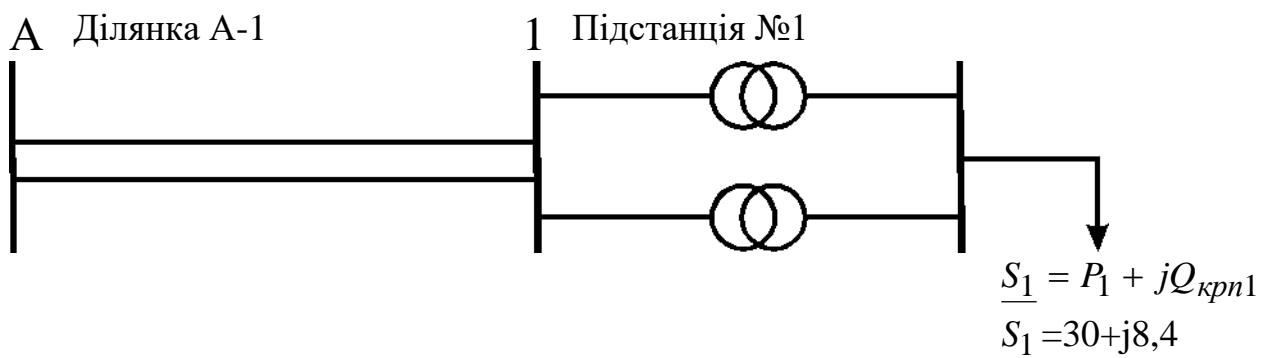


Рисунок 4.2а. Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

Параметри також можна вибрати з літератури [7]., з табл. А.6 і 2.11.

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

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

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

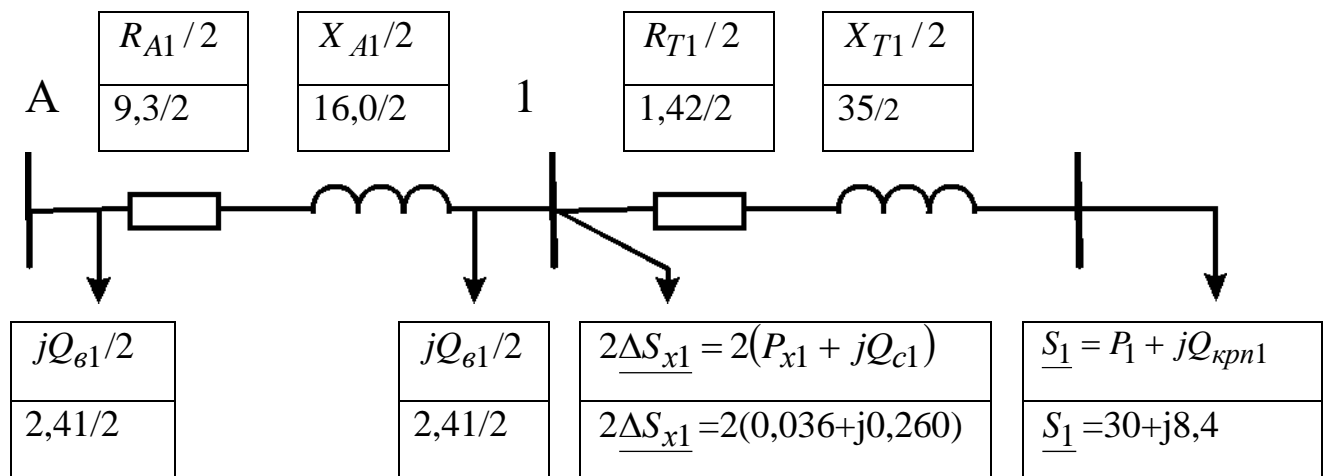


Рисунок 4.2б. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(із табл.3.1);

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:

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

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((30^2 + 8,4^2) / 110^2) \cdot 1,42 / 2 = 0,06 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

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

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

$$\Delta Q_{T1} = ((30^2 + 8,4^2) / 110^2) \cdot 35 / 2 = 1,40.$$

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1

(формула 4.4), МВт

$$P_{вх1} = (P_{M1} + \Delta P_{T1}) = 30 + 0,06 = 30,11.$$

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		63

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 8,4 + 1,40 = 9,80.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (30,11 + j9,80).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 30,11 + 2 \cdot 36,0 \cdot 10^{-3} = 30,18.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 9,80 + 2 \cdot 260,0 \cdot 10^{-3} = 10,32.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (30,18 + j10,32).$$

В рисунку 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

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		64

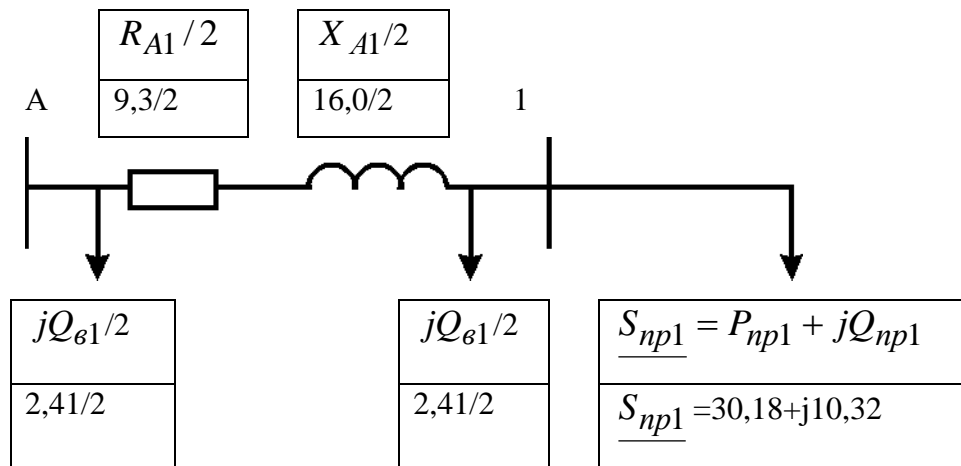


Рисунок 4.2в. Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{с1} / 2 = 10,32 - 6,04 / 2 = 9,12.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (30,18 + j9,12).$$

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

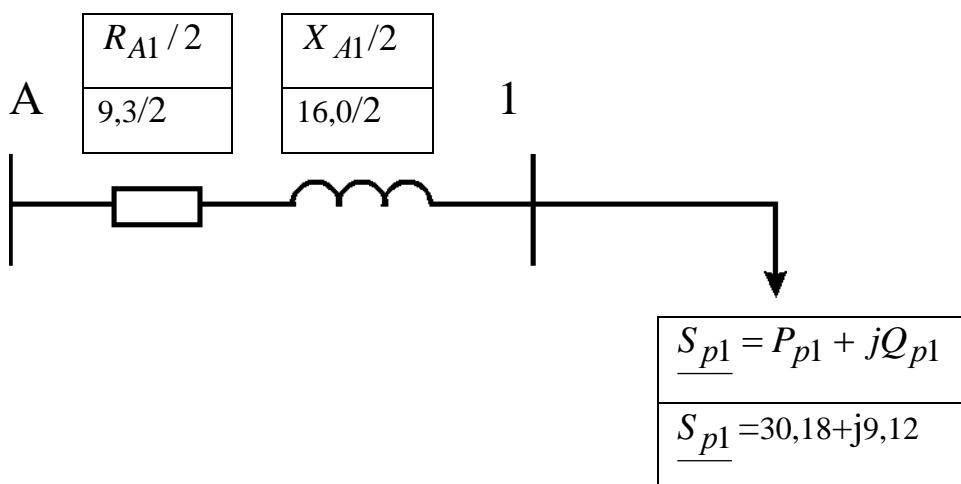


Рисунок 4.2г. Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 30,18 + j9,12 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((30,18^2 + 9,12^2) / 110^2) \cdot (4,5/2) = 0,18, \quad (4.22)$$

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

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

Таблиця 4.1 - Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	1,42	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	35	35	35	35
Номинальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,036	0,036	0,036	0,036
Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,260	0,260	0,260	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	30	35	35	36
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{кл}$, МВАр, МВт, (табл. 4.1)	8,4	9,8	9,8	10,1
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,11	0,16	0,16	0,16
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	1,40	1,91	1,91	2,02
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	30,11	35,16	35,16	36,16
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	9,80	11,71	11,71	12,12
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	30,18	35,23	35,23	36,23
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	10,32	12,23	12,23	12,64
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	2,41	4,74	1,56	6,04
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	30,18	35,23	35,23	36,23
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	9,12	9,86	11,45	9,62

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{к1}^2 + Q_{к1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((30,18^2 + 9,12^2) / 110^2) \cdot (15,1/2) = 0,38, (5.23)$$

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		67

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

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

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

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 30,18 + j0,18 = 30,36 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1} = 9,12 + j0,38 = 9,74 \quad (4.25)$$

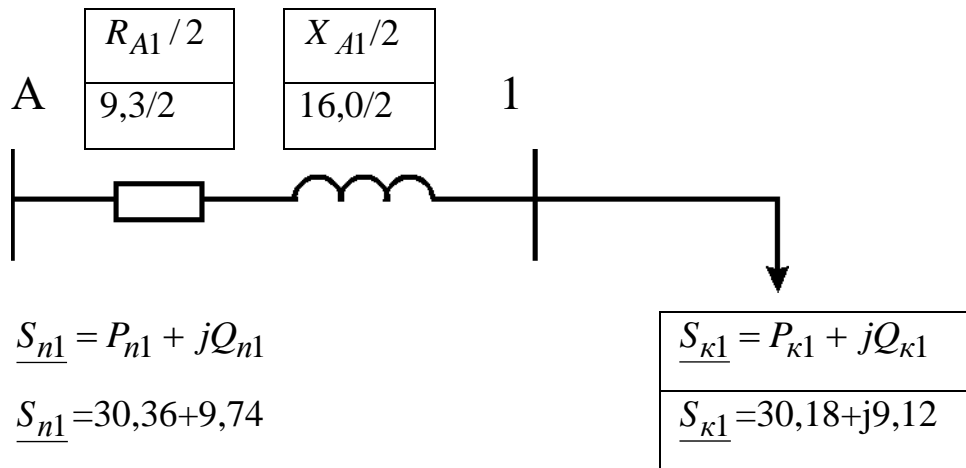


Рис. 4.2г. Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Розрахунок потужностей кінця і початку лінії

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 проваду ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного проваду 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	30,18	9,12	2	9,3	16,0	0,38	0,66	30,56	9,78
А-2	35,23	9,86	2	18,4	31,5	1,02	1,74	36,25	11,60
А-3	35,23	11,45	2	6,0	10,3	0,34	0,58	35,57	12,03
А-4	36,23	9,62	2	18,9	40,2	1,10	2,33	37,33	11,95

Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рисунки 4.3–4.6.

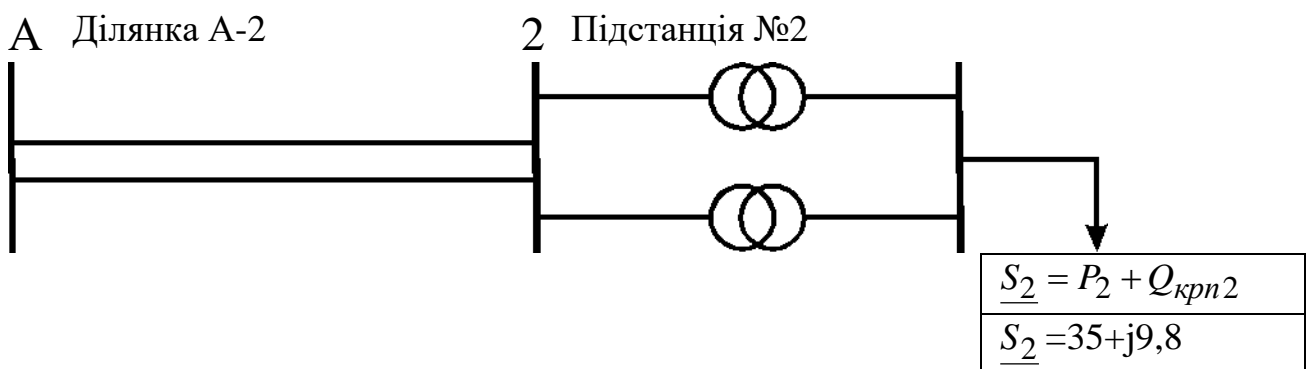


Рисунок 4.3а. Схема ділянки А-2 електричної мережі

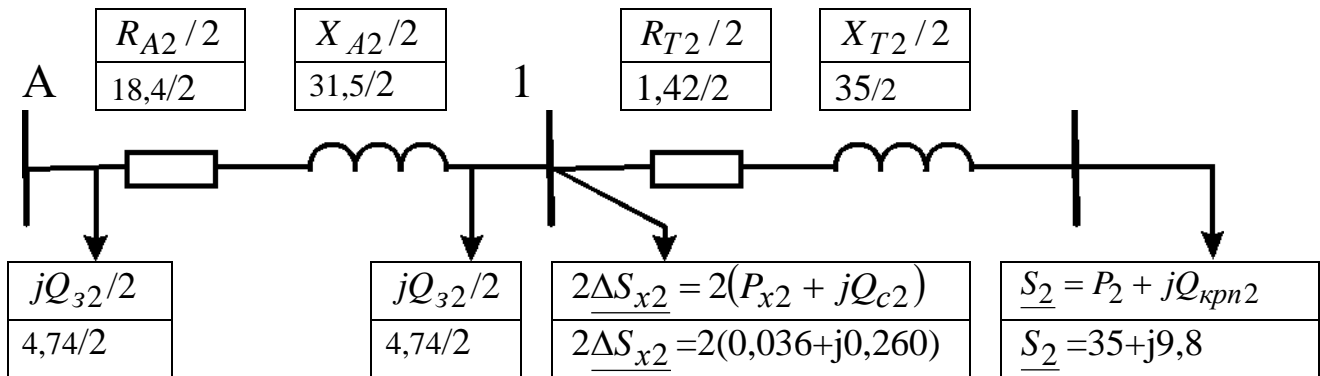


Рисунок 4.3б. Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

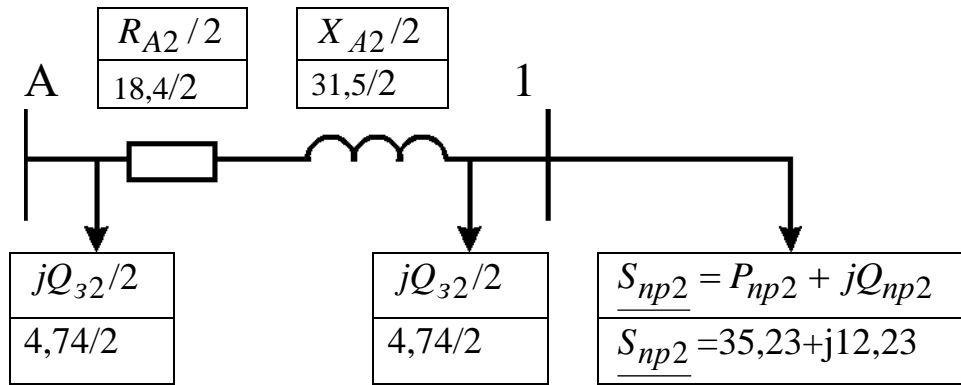


Рисунок 4.3в. Схема заміщення ділянки А-2 з приведеними навантаженнями

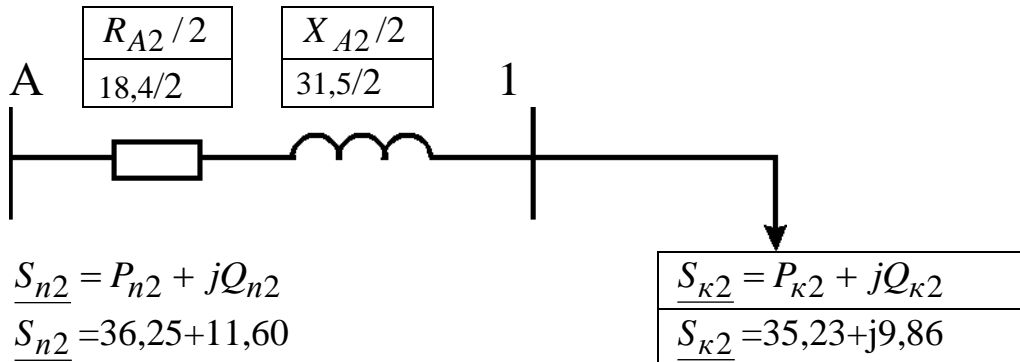


Рисунок 4.3г. Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

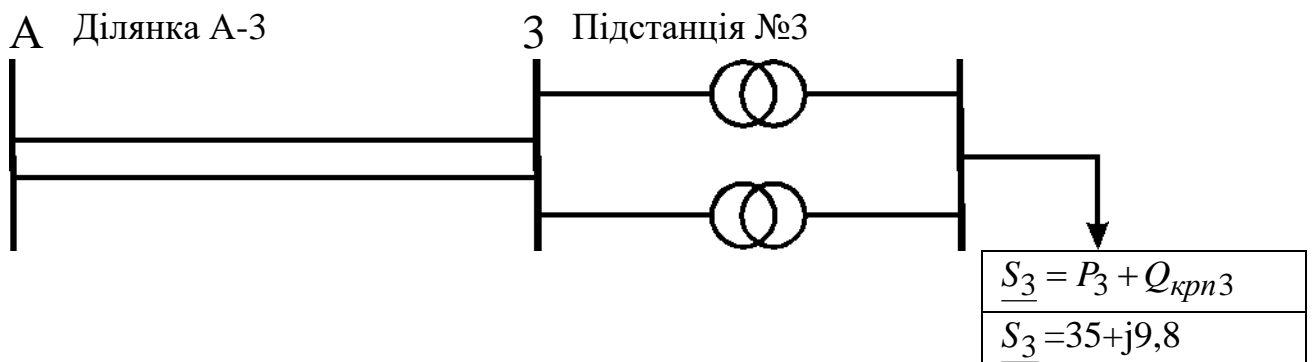


Рисунок 4.4а. Схема ділянки А-3 електричної мережі

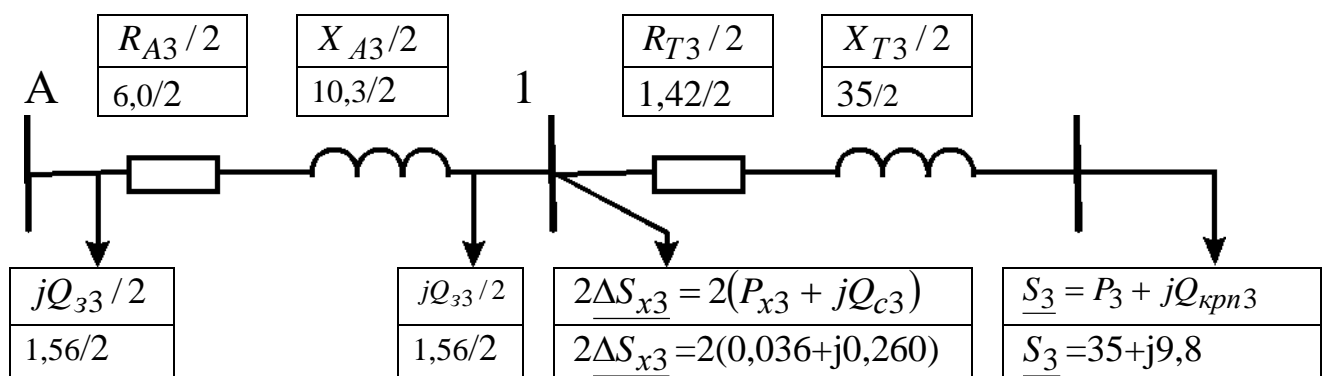


Рисунок 4.4б. Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

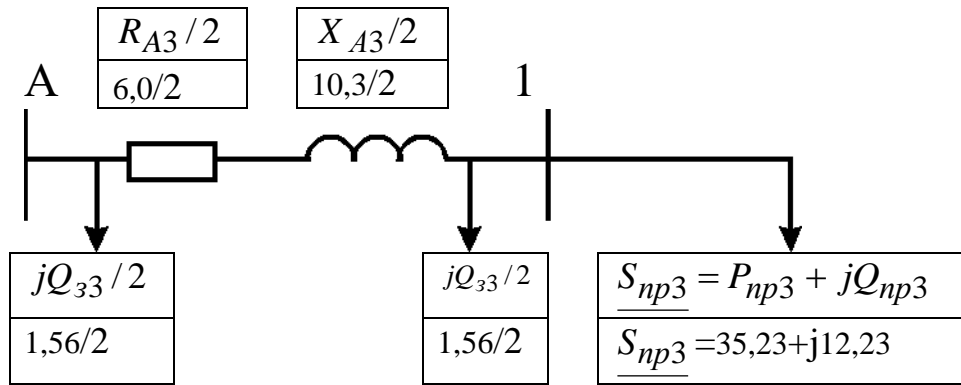


Рисунок 4.4в. Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

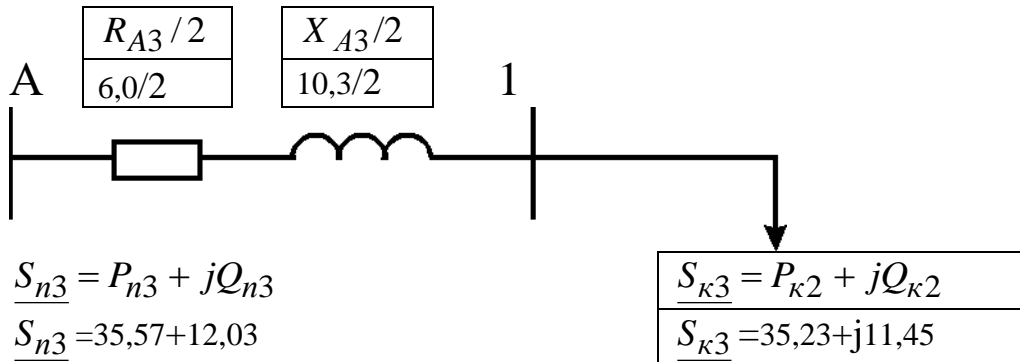


Рисунок 4.4г. Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

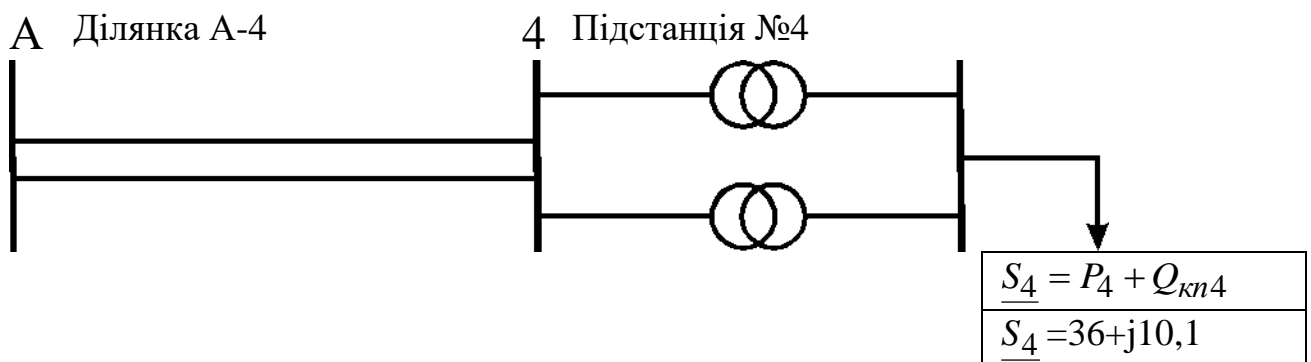


Рисунок 4.5а. Схема ділянки А-4 електричної мережі

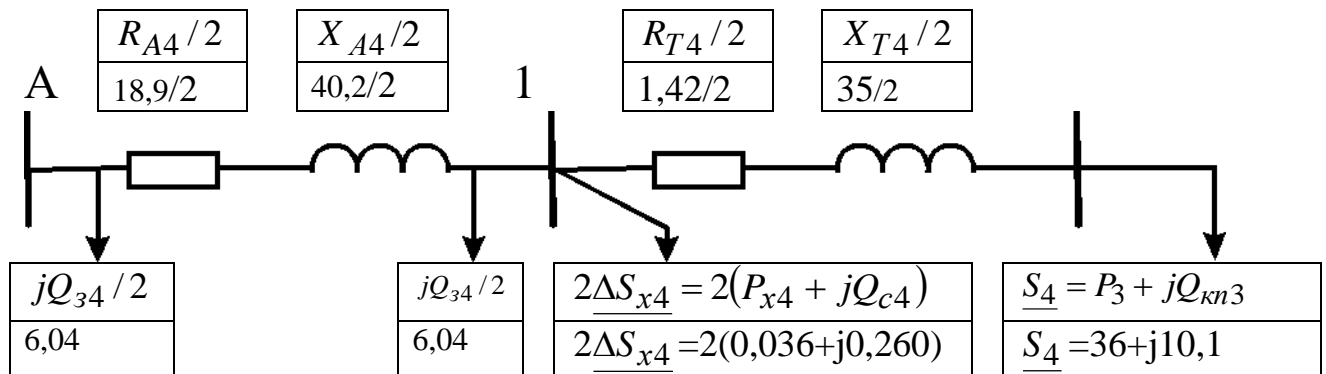


Рисунок 4.5б. Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

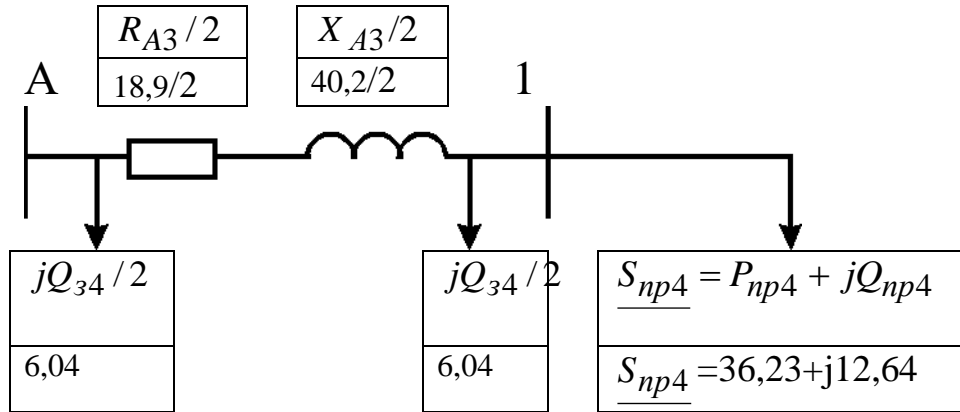


Рисунок 4.5в. Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

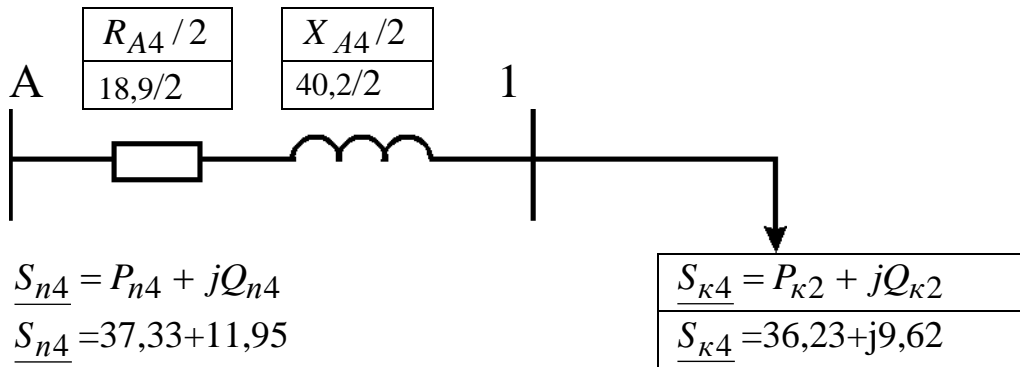


Рисунок 4.5г. Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

Розрахунок напруг у вузлових точках мережі виконується за формулами (4.24), (4.25). Наприклад, для ділянки А-1

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

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

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (30,56 \cdot 9,3/2 + 9,78 \cdot 16,0/2) / 115 = 1,92 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{джс} - \Delta U_{A1} = 115 - 1,92 = 113,1. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{вх} + jQ_{вх}$, які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним значенням двох опорів трансформаторів $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$ і $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$. У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 30,11 \cdot 1,42/2 + 9,80 \cdot 35/2 / 115 = 1,75. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 113,1 - 1,75 = 111,40.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		73

Таблиця 5.3. - Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{П}$, МВт, (з табл. 5.2)	30,56	36,25	35,57	37,33
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{П}$, МВАр, (з табл. 5.2)	9,78	11,60	12,03	11,95
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	9,3	18,4	6,0	18,9
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,0	31,5	10,3	40,2
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (5.22)	1,92	4,49	1,47	5,16
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (5.22)	113,1	110,5	113,5	109,8
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (5.9) і табл. 5.1	30,11	35,16	35,16а	36,16
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (5.10) і табл. 5.1	9,80	11,71	11,71	12,12
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(5.1) і табл. 2.7.	1,42	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	35	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	1,75	2,09	2,09	2,16
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	111,4	108,4	111,4	107,6

4.2 Післяаварійний режим

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

Для розімкнутої дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга змінюється величина зарядної потужності цієї лінії jQ_{zi} (вона зменшується вдвічі і становить $jQ_{zавi} = jQ_{zi} / 2$, 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.5.2 перетворюється у схему рис. 5.6. Різниця при аварійному режимі - заміна $jQ_{zi} / 2$ на $jQ_{zавi} / 2$, $R_{A1} / 2$ 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 30,18 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{zав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 2,41 / 2 = 1,21. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{zав}}{2} = 10,32 - 1,21 / 2 = 9,70 \quad (4.31)$$

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		75

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

$$\underline{S}_{рав1} = P_{рав1} + jQ_{рав1} = (30,18 + j9,70). \quad (4.32)$$

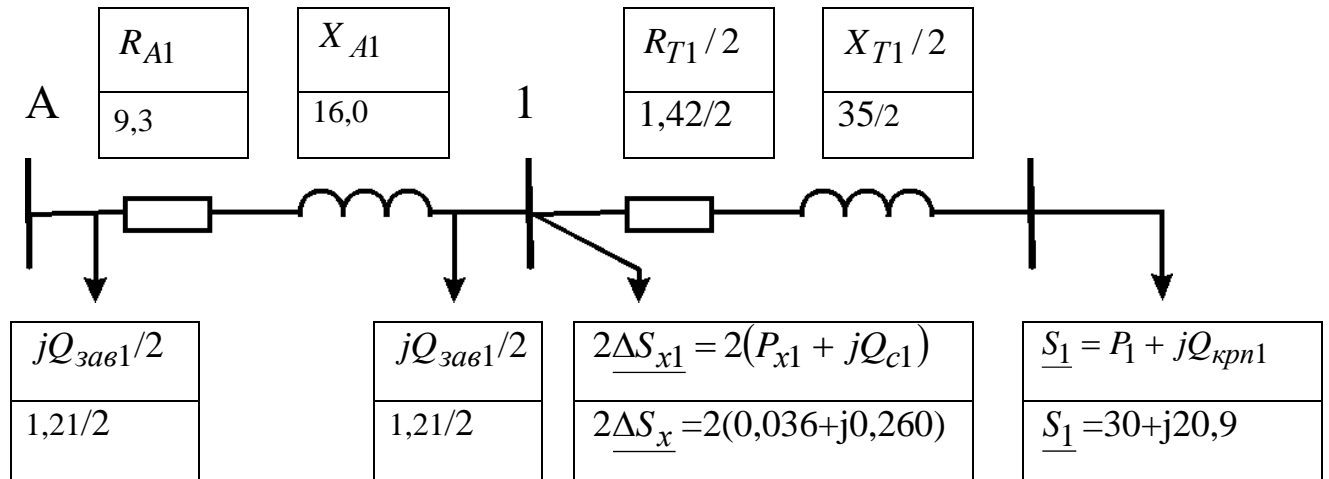


Рисунок 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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_{avr} , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{avr}$	30,18	35,23	35,23	36,23
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	10,32	12,23	12,23	12,64
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (5.30)	1,21	2,37	0,78	3,02
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_{avr} , МВАр, (5.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{avr}$	9,7	11,0	11,8	11,1
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	9,3	18,4	6,0	18,9
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,0	31,5	10,3	40,2
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (5.22)	0,77	2,07	0,68	2,24
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВАр, (5.23)	1,33	3,55	1,18	4,77
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (5.19)	30,95	37,30	35,91	38,47
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (5.19)	11,03	14,55	12,98	15,87

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, $P_{авп}$, МВт, (табл. 5.4)	30,95	37,30	35,91	38,47
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (табл. 5.4)	11,03	14,55	12,98	15,87
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	9,3	18,4	6,0	18,9
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,0	31,5	10,3	40,2
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	4,04	9,95	3,04	11,87
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (5.22)	111,0	105,1	112,0	103,1
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (5.9) і табл. 5.1	30,11	35,16	35,16	36,16
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (5.10) і табл. 5.1	9,80	11,71	11,71	12,12
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(5.1) і табл. 2.7.	1,42	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	35	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	1,75	2,09	2,09	2,16
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$, кВ	109,3	103,0	109,9	100,9

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Охорони праці для електромонтера-ремонтника при виконанні ремонтних робіт обладнання в електроустановках

До роботи в якості електромонтера по ремонту електроустановок допускаються особи, що пройшли навчання, інструктаж а охорони праці, стажування на робочому місці, здали екзамен на допуск до самостійної роботи і на групу по електробезпеці.

Під час роботи електромонтер повинен користуватися спецодягом, спецвзуттям і індивідуальними засобами захисту. Перед використанням він повинен перевірити їх стан. Спецодяг треба носити в застебнутому виді, він не повинен маги кінців, що звисають.

Забороняється прати спецодяг і мити руки в легкозаймистих рідинах.

При роботі .необхідно користуватися справним інструментом і контрольними приладами, що виключають іскроутворення і враження електричним струмом.

Забороняється складати інструмент, прилади і деталі на електродвигуни, які працюють, насоси та інше технологічне обладнання. Використаний матеріал (ветош, ганчір'я) необхідно складати в спеціально відведене для цього місце.

Палити і приймати їжу треба тільки в спеціально відведених для цієї мети місцях.

Електромонтер повинен знати способи надання першої (долікарської) допомоги.

Електричні машини повинні бути розміщені так, щоб їх експлуатація, огляд і ремонт були зручними і безпечними Корпуса електричних машин,

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		79

пускові і регулюючі пристрої обов'язково заземляються. Частина електричних машин, які обертаються (вентилятори, відкриті частини валів, муфти) надійно огорожуються.

5.1.1. Інструкція з охорони праці перед початком роботи, під час та по закінченню роботи:

Всі роботи, які виконуються електромонтером по ремонту електрообладнання фіксуються в спеціальному журналі.

Приступати до роботи з електрообладнанням можна тільки після виконання необхідних організаційно-технічних заходів, що передбачені правилами техніки безпеки і правилами технічної експлуатації електроустановок, тобто одержання наряду або розпорядження, а також допуску до роботи.

Перед використанням захисних засобів персонал повинен:

Перевірити справність захисного засобу, відсутність зовнішніх пошкоджень, чистоту.

При використанні захисних засобів (штанг, кліщів, покажчиків) перевірити по клейму в установках якої напруги допустимо використання даного засобу, чи не минув строк його дії.

ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ.

Електричні машини або частини вагою до 40 кг дозволяється підіймати і переносити вручну. Більш важкі машини і деталі переміщати спеціальними підйомними засобами.

При внутрішньому огляді, вимірюванні зазорів, центруванні, заміні змазки, регулюванні щіток, перевірки опору ізоляції електричну машину треба відключити від мережі.

При огляді не допускається використовувати переносну електролампу напругою більше 42В без захисної сітки.

Розборку електродвигунів рекомендується проводити в рукавицях, щоб уберегти руки від ссадин, у шибі в.

Перед пуском машину перевіряють: кріплення шківів у муфти та інші

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		80

частини, які обертаються, наявність заземлення.

При роботі агрегату не можна торкатися частин, які обертаються.

В місцях, де промиваються деталі електричних машин займистими речовинами, забороняється курити.

Частину трансформаторів, що виймається, підіймати тільки за допомогою підіймальних пристосувань.

Підлога робочого місця для зборки і розборки трансформаторів не повинна бути залита маслом, так як працюючий може впасти і одержати травму об гострі частини електричних машин і апаратів.

Працювати в баках трансформаторів забороняється, пари трансформаторного масла отруйні. При роботі в баках, які покриті шаром масла, категорично забороняється користуватися вогнем. Гасити масло вуглекислотними вогнегасниками.

При роботах в житловому селищі суворо дотримуватися правил техніки безпеки і пожежної безпеки.

Забороняється розбирати і ремонтувати електропроводку, електричні рубильники, кабель та інше електраобладнання, що знаходиться під напругою.

Під час роботи не дозволяється допускати до свого робочого місця сторонніх осіб, підходити до працюючого товариша, відволікати його сторонніми розмовами, а також відволікатися самому.

Обхід ліній напругою вище 1000В проводиться особами з групою з електробезпеки не нижче II.

При обході треба вважати, що лінії знаходяться під напругою. Особа, яка проводить обхід, навіть знаючи заздалегідь, що лінія відключена, повинна зважати, що в будь-який момент вона може бути включена для випробування в роботі.

При виявленні обірваного проводу, що лежить на землі або провисає, особа, яка проводить обхід, повинна прийняти заходи для запобігання можливого наближення до проводу людей, що проходять. Забороняється

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		81

наближатися до проводу ближче чим на 10м.

На трансформаторних підстанціях повинні бути чіткі написи, які вказують порядковий номер трансформатора, його потужність і напругу. Повинні бути прикріплені плакати «Стіп — небезпечно для життя», «Під напругою».

Трансформаторні підстанції повинні бути забезпечені протипожежними засобами у відповідності з нормами.

При всіх роботах, які виконуються в житловому селищі, необхідно ураховувати безпосередню близькість проживання людей, і суворо виконувати всі організаційно-технічні заходи, які передбачені ПТЕ і ПТБ.

ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПО ЗАКІНЧЕННЮ РОБІТ.

Необхідно переконатися в справності обладнання, приладів.

Привести у порядок своє місце, інструмент і пристосування.

Доповісти керівникові робіт і начальнику зміни про закінчення робіт, про несправності в обладнанні, приладах.

5.1.2 Вивішування плакатів безпеки, огороження робочого місця. На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів та вимикачів навантаження, на ключах та кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автомати, рубильники, вимикачі), у разі вмикання яких може бути подано напругу на робоче місце, слід вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди".

На приєднаннях до 1000 В, що не мають комутаційної апаратури, плакати слід вивішувати біля знятих запобіжників.

Біля роз'єднувачів, які керуються оперативною штангою, плакати слід вивішувати на огороженнях.

Біля однополюсних роз'єднувачів з приводом плакати слід вивішувати на приводі кожного роз'єднувача.

На засувках, які перекривають доступ стисненому повітрю до пневматичного приводу комутаційної апаратури, слід вивішувати плакат "Не відкривати! Працюють люди".

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		82

Якщо комутаційний апарат на момент підготовки робочого місця був у вимкненому стані, то в цьому разі працівники, які готують робоче місце, або оперативні працівники, які дають дозвіл на підготовку робочого місця, повинні перевірити вимкнене положення апарата і наявність відповідних плакатів на ньому.

На приводах роз'єднувачів, якими вимкнена для виконання робіт ПЛ або КЛ, незалежно від кількості бригад, що працюють, слід вивісити один плакат "Не вмикати! Робота на лінії". Цей плакат вивішують і знімають тільки за вказівкою працівника, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та веде облік кількості бригад, що працюють на лінії.

В електроустановках до 20 кВ, коли неможливо відгородити струмовідні частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, які розміщують між вимкненими струмовідними частинами та тими, які перебувають під напругою (наприклад, між контактами вимкненого роз'єднувача). Ці ізолювальні накладки можуть торкатись до струмовідних частин, що перебувають під напругою.

5.1.3 Перевірка відсутності напруги. Перевіряти відсутність напруги необхідно покажчиком напруги, справність якого перед застосуванням слід перевірити або за допомогою призначених для цієї мети спеціальних приладів, або наближенням до струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою. Придатність покажчиків із самоконтролем перевіряється наявністю звукового чи світлового сигналу.

В електроустановках понад 1000 В слід користуватись покажчиком напруги, застосовуючи діелектричні рукавички.

На одноколових ПЛ 330 кВ і вище достатньою ознакою відсутності напруги є відсутність коронування.

На ПЛ 6, 10 та 20 кВ у разі перевірки відсутності напруги, яка виконується з дерев'яних або залізобетонних опор, а також з телескопічної вишки або з інших механізмів та пристосувань, ізольованих "від землі",

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		83

показчиком, заснованим на принципі проходження ємкісного струму, слід забезпечити необхідну чутливість показчика. Для цього його робочу частину слід заземлити, якщо це вимагається заводською документацією.

В електроустановках до 1000 В із заземленою нейтраллю у разі застосування двополюсного показчика необхідно перевіряти відсутність напруги як між усіма фазами, так і між кожною фазою та заземленим корпусом обладнання або заземлювальним (занулювальним) провідником. Допускається застосовувати попередньо перевірений вольтметр.

Забороняється користуватись ампервольтметром, що не має внутрішнього захисного вимикання.

5.2 Загальні вимоги пожежної безпеки в електроустановках

Функціонування будь-якого підприємства неможливе без облаштування його електроустановками. До них належать електричне обладнання, апарати управління, пускорегулювання, контрольно-вимірювальні та освітлювальні прилади, електродвигуни, електропроводи, кабелі тощо. Щоб унеможливити виникнення пожежі, кожна складова систем електроустановок потребує уваги з позиції дотримання правил пожежної безпеки.

Застосування, монтаж, наладка та експлуатація електроустановок повинна відповідати вимогам чинних Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ), Правил техніки безпеки під час експлуатації електроустановок споживачів (ПТБ), ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила побудови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та інших нормативних документів.

Власник підприємства зобов'язаний забезпечити обслуговування та технічну експлуатацію електроустановок. Особа, призначена відповідальною за їхній протипожежний стан (головний енергетик, енергетик, інженерно-

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		84

технічний працівник відповідної кваліфікації), зобов'язана:

організовувати та проводити профілактичні огляди та планово-попереджувальні ремонти електрообладнання й електромереж, а також своєчасне усунення порушень, які можуть призвести до пожежі;

забезпечувати правильність застосування електрообладнання, кабелів, електропроводок залежно від класу пожежо- та вибухонебезпечності зон і умов навколишнього середовища, а також справний стан апаратів захисту від коротких замикань, перевантажень та інших небезпечних режимів робіт;

організовувати навчання та інструктажі чергового персоналу з питань пожежної безпеки під час експлуатації електроустановок. У разі неможливості технічного обслуговування електроустановок силами персоналу підприємства його власник повинен укласти договір на планове технічне обслуговування зі спеціалізованою організацією.

Загальні вимоги:

Усе електрообладнання (корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників, розподільчих щитів, щитів управління, металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів тощо) підлягає зануленню або заземленню відповідно до вимог розділів Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

На підприємстві слід встановити порядок відключення напруги з електрообладнання, силових та контрольних кабелів на випадок пожежі. При цьому електроживлення систем пожежної автоматики, протипожежного водопостачання та експлуатаційного (аварійного) освітлення не повинно відключатися.

В усіх приміщеннях, які після закінчення роботи замикаються і не контролюються черговим персоналом, з усіх електроустановок та електроприладів, а також з мереж їхнього живлення повинна бути відключена напруга (за винятком чергового освітлення, протипожежних та охоронних установок, а також електроустановок, які за вимогами технології працюють цілодобово). При цьому в будівлях усі електроустановки, які

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		85

працюють цілодобово, повинні бути заживлені самостійними лініями, починаючи від увідного пристрою в будівлю. Кожна така електроустановка повинна мати свій апарат захисту (запобіжник або автоматичний вимикач). Вимкнення електропостачання повинно виконуватися від одного загального вимикача, до якого є вільний доступ електротехнічному персоналу та який розміщений біля виходу з будівлі.

Електроприлади та апаратура повинні вмикатися в електромережу тільки за допомогою справних штепсельних з'єднань та електророзеток заводського виготовлення.

Електричні машини, апарати, обладнання (апарати управління, пускорегулювання, контрольно-вимірювальні прилади, електродвигуни, світильники тощо), електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту повинні відповідати класу зони згідно з ПУЕ, мати апаратуру захисту від струмів короткого замикання та інших аварійних режимів.

Плавкі вставки запобіжників повинні бути калібровані із зазначенням на клеймі номінального струму вставки (клеймо ставиться заводом-виготовлювачем або електротехнічною лабораторією).

Температура зовнішньої поверхні електроопалювальних приладів у найбільш нагрітому місці в нормальному режимі роботи не повинна перевищувати 85 °С.

Несправності в електромережах та електроапаратурі, які можуть викликати іскріння, коротке замикання, понаднормовий нагрів горючої ізоляції кабелів і проводів, повинні негайно ліквідуватися черговим персоналом. Пошкоджену електромережу потрібно відключати до приведення її в пожежобезпечний стан.

Замір опору ізоляції електричних мереж та електроустановок має проводитися в особливо вологих і жарких приміщеннях, у зовнішніх установках, а також у приміщеннях з хімічно активним середовищем у повному обсязі не рідше 1 разу на рік, в інших випадках — 1 раз на 2 роки, якщо інші терміни не обумовлені правилами технічної експлуатації.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		86

На електродвигуни, світильники, інші електричні машини, апарати та обладнання, встановлені у вибухонебезпечних або пожежонебезпечних зонах, повинні бути нанесені знаки, які вказують на ступінь їхнього захисту згідно з чинними стандартами.

Електропостачання всіх протипожежних пристроїв (пожежних насосів, вогнезатримуючих клапанів з електроприводом, централізованої системи оповіщення про пожежу, установок охоронно-пожежної сигналізації, пожежогасіння, електрозасувки на протипожежних водопроводах, сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій горючих газів, вибухонебезпечних парів, пилу тощо слід виконувати за першою категорією надійності, крім випадків, обумовлених у нормативних документах.

Не дозволяється:

Відкрите прокладання електропроводів і кабелів транзитом через пожежонебезпечні і вибухонебезпечні зони будь-якого класу і ближче 1 м і 5 м від них відповідно, а також у сходових майданчиках;

Прокладання проводів і кабелів (за винятком тих, які прокладаються в сталевих трубах) безпосередньо поверхнею металевих панелей та плит з полімерними утеплювачами, а також установлення електричних апаратів, щитів тощо ближче 1 м від указаних конструкцій;

Проходження повітряних ліній електропередач та зовнішніх електропроводок над горючими покрівлями, навісами, штабелями лісу, складами паливно-мастильних матеріалів, торфу, дров та інших горючих матеріалів;

Експлуатація кабелів і проводів з пошкодженою або такою, що в процесі експлуатації втратила захисні властивості, ізоляцією;

Залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими струмопровідними жилами;

Застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам ПУЕ до переносних (пересувних) електропроводок;

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		87

Застосування електричних опалювальних приладів у приміщеннях категорій за вибухопожежонебезпекою А та Б, у пожежонебезпечних зонах складських приміщень, у будівлях архівів, музеїв, картинних галерей, бібліотек (крім спеціально призначених і обладнаних для цього приміщень);

Застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання;

Улаштування та експлуатація тимчасових електромереж;

Користування пошкодженими розетками, відгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання;

Установлення будь-яких місцевих вимикачів або штепсельних роз'єднувачів у мережах аварійного (евакуаційного) освітлення;

Підвішування світильників безпосередньо на струмопровідні проводи, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами);

Використання електроапаратури та приладів в умовах, які не відповідають вказівкам підприємств-виготовлювачів;

Застосування в пожежонебезпечних зонах складських приміщень світильників з відбивачами та розсіювачами, виготовленими з горючих матеріалів;

Використання в пожежонебезпечних зонах світильників з лампами розжарювання без захисного суцільного скла (ковпаків);

Залишення без догляду при виході з приміщення увімкнених в електромережу нагрівальних приладів, телевізорів, радіоприймачів тощо;

Складування горючих матеріалів на відстані менше 1 м від електроустаткування та під електрощитами;

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		88

ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі розроблено розрахунок електричної мережі енергопостачання промислового району.

У роботі було виконано наступне:

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

2. Визначено сумарне розрахункове навантаження обраного району. Було розраховано місце спорудження підстанцій, а також план розташування на місцевості чотирьох споживачів електроенергії, джерела електроенергії та центра навантаження.

3. Серед конфігурацій побудови електричної мереж, які розглянуто, оптимальним за допустимими втратам напруги, за струмовими економічними інтервалами, а також за технічними показникам – є радіальна резервована мережа, що складається з дво-ланцюгових ліній. Для цього варіанту було обрано проводи типу АС та силові трансформатори ТРДН потужністю 40 МВА.

4. Розглянуто проблеми компенсації реактивної потужності та проведено розрахунок потужності конденсаторних батарей, які забезпечують необхідний економічне значення тангенса φ . Для живильної напруги 110 кВ $\text{tg } \varphi_{ек} = 0,28$;

5. В бакалаврській роботі виконано уточнені розрахунки оптимального варіанту в режимі зимового максимуму, літнього мінімуму, а також після-аварійного режиму роботи мережі.

Розроблена система електропостачання є досить універсальною та легко адаптується до деяких варіацій вихідних умов у відповідності з технічними умовами та вимогами ПУЕ.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		89

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок Х.: Вид5во «Форт», 2017. – 760 с.
2. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків [навч. посібник] / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [навч. посібн.] / П. О. Василега. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
6. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні [навч. посібник] / Ю. В. Лук'яненко., Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Шестеренко В. С. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Підручн.] / В. С. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656с.
8. Коменда Т. І. Електропостачальні системи та їх проектування . Коспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т. І. Коменда., Н. В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		90

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.007 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		91

