

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднєв Є.С.

" ____ " _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Дарницькому Юрію Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Проектування електричної мережі загальною активною потужністю 79 МВт

керівник проекту Морнева Марина Олегівна, к.т.н., доц.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від " 16 " 05 2023 року

№ 267/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 15.06.2023р.

3. Вихідні данні до проекту.

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

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	X_A	Y_A	X_1	Y_1	X_2	Y_2	X_3	Y_3	X_4	Y_4
	40	212	70	247	107	265	40	180	40	140

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	T_m	P_1	$\cos\varphi_1$	P_2	$\cos\varphi_2$	P_3	$\cos\varphi_3$	P_4	$\cos\varphi_4$
	5797	10	0,825	28	0,815	24	0,810	17	0,818

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

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

№ варіанта	Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
14	1	Машинобудування	10	II	II
	2	Лкгка промисловість	6	I	
	3	Машинобудування	10	I	
	4	Машинобудування	10	I	

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

- 4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.
- 4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.
- 4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.
- 4.4. Регулювання напруги у мережі.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).
1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А3).

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	доц. Морнева М.О.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

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

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

Дата видачі завдання 8 травня 2023 р.

Студент

_____ (підпис)

Дарницький Ю.Ю.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник проекту

_____ (підпис)

Морнева М.О.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 111 стор., 38 рис., 20 табл., 12 бібл. найм.

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

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

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	82
7 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	90
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	109
ДОДАТОК А.....	111

ВСТУП

Призначення розподільчих мереж – доставка електроенергії безпосередньо споживачам напругою 6-10 кВ, розподіл електроенергії між підстанціями 6-110 / 0,38-35 кВ району електроспоживання, збір потужності, виробленої невеликими станціями (теплофікаційними і гідравлічними), потужності яких становлять десятки, іноді сотні мегават.

Безперервне зростання в часі цих потужностей призводить до постійного збільшення номінальної напруги розподільних мереж. Так, ще до недавнього часу, розподільні функції покладалися, головним чином, на мережі 6-35 кВ електропостачання окремих груп споживачів. Призначення мереж 110 кВ полягало в передачі (без проміжних відборів) цих потоків до зон (територій) їх розподілу.

На сучасному етапі електрифікації, розвитку господарсько-економічної діяльності, що супроводжується збільшенням охоплення цих територій і кількості великих енергоємних підприємств, розподільні функції покладаються на мережі 110 кВ, а в деяких ЕЕС перейшли до розгалужених ліній електропередачі 220 кВ. Крім того, зростання потужностей, споживаних промисловими підприємствами, великими містами, призводить до необхідності застосування глибокого вводу ліній 110-220 кВ, тобто максимального наближення підвищених напруг до вузлів, районів електроспоживання. Тому необхідно відзначити умовність поділу системи передачі і розподілу ЕЕ на системоутворюючі, протяжні мережі (системи передачі ЕЕ) і системи розподілу ЕЕ по їх номінальній напрузі.

Отже, систему розподілу ЕЕ становлять мережі напругою 6-150 (220) кВ, що включають дві-три ступені (рівня) напруги з трансформаціями 110 (150) / 35 / 6-10 кВ або 220/35 / 6-10 кВ. Рівень середньої напруги (СН) відповідає напругам мереж 110-150 (220) кВ, що живиться від мереж високої

напруги (ВН) 330-750 кВ системи передачі ЕЕ через трансформацію ВН / СН. Рівень нижчої напруги представлений мережами напругою 6-35 кВ, що живиться від мереж СН з трансформацією СН / НН 110-150 (220) / 6-35 кВ або безпосередньо від мереж ВН з трансформацією ВН / НН з напругою 220-330 / 6-35 кВ.

Низьковольтні мережі 0,22-0,66 кВ також відносяться до нижчого рівня, що утворюється в результаті додаткової трансформації 6-35 / 0,22-0,66.

Розподільні мережі СН передають потужності в десятки мегават, мережі НН доставляють потужності споживачам від декількох сотень кіловат до декількох мегават. Низьковольтні, або споживчі мережі, живлять безпосередньо апарати промислового або побутового призначення. Навантаження, що живляться цими мережами 0,22-0,38 кВ (за винятком промислових), мають потужності від часток кіловат до декількох кіловат, в промислових мережах 0,38-0,66 кВ передана потужність становить від декількох десятків і рідше до декількох сотень кіловат.

Електричні мережі системи розподілу ЕЕ специфічні за структурою (складом), конфігурації і електричним режимам, і тому виділені в окремий клас напругою до 150 (220) кВ.

Структура мережі визначається їх призначенням. Зокрема, мережі СН 110-220 кВ, що виконуються, за рідкісним винятком, повітряними лініями, з'єднані автотрансформаторним зв'язком, містять великі підстанції районного значення та можуть об'єднувати електростанції невеликої потужності. Мережі НН 0,38-35 кВ, розраховані на розподіл і доставку ЕЕ значно менших потужностей, певною мірою відображають галузеву приналежність і можуть бути виконані як повітряними, так і кабельними. Так, мережі 35 кВ зовнішнього електропостачання промислових підприємств і міст, сільської електрифікації 0,38-35 кВ виконуються повітряними лініями; міські мережі 0,38-10 кВ, мережі внутрішнього електропостачання промислових підприємств переважно кабельні.

Багато в чому режимна специфіка розподільних мереж визначається їх конфігурацією. Конфігурація схеми мережі залежить від взаємного розташування центрів живлення, прийомних підстанцій і від вимог забезпечення надійності (резервування) електропостачання.

Розподільні мережі можуть виконуватися роз'єднаними і замкнутими. За розімкнутої конфігурації - у вигляді радіальної і магістральної схем з одним центром живлення (ЦЖ). За магістральної конфігурації мережі витрачається менше провідників і комутаційної апаратури, ніж при радіальному її виконанні. Крім того, з причини меншою сумарною протяжності ВЛ зменшується витрата опор, ізоляторів, лінійної арматури тощо. Тому магістральні мережі дешевше радіальних. Однак вони менш надійні, тому що відключення головного ділянки виводить з роботи всі електроприймачі, які отримують живлення з даної магістралі. Разом з тим магістральні мережі, виконані шинопроводами, забезпечують високу надійність.

Розподільні мережі СН 110-220 кВ постачають електроенергією великі райони електроспоживання, тому виконуються переважно резервованими, наприклад, у вигляді радіально - магістральних схем з одним центром живлення. Причому нерезеровані розімкнуті схеми слід розглядати як першу чергу споруди (розвитку) резервованої мережі - при можливості їх резервування по мережі СН або НН. Подвійна радіально-магістральна мережа за рахунок дублювання лінії (на одних або різних опорах) забезпечує резервування живлення споживачів. Ця схема характеризується рівномірним завантаженням обох ліній, що відповідає мінімуму втрат, не викликає збільшення струмів короткого замикання в суміжних ділянках мережі, дозволяє здійснювати чітке ведення режиму роботи.

Перевагами розімкнутих мереж є проста конфігурація схеми, низька вартість, мінімальні витрати провідникового металу і обладнання. Відсутність перевантажень в аварійних режимах дозволяє вести розрахунок і вибирати перетину проводів тільки по нормальному режиму роботи.

Дві радіальні нерезервованої мережі, що живляться від одного центру, при розвитку за рахунок підключення нових ділянок, які подовжують магістралі, можуть бути перетворені в замкнуту мережу кільцевої конфігурації (петльова схема), або в мережу з двома джерелами живлення, що дозволяє резервувати живлення споживачів.

Можливості даної конфігурації обмежуються пропускною спроможністю головних ділянок, тому при відключенні одної з них необхідно забезпечити електропостачання всіх підстанцій мережі; в залежності від потужності трансформаторів обмежена кількість підстанцій. Подвійна конфігурація має більшу пропускну здатність, застосовується в мережах 110 кВ систем електропостачання міст, а також в мережах 110-220 кВ для електропостачання протяжних споживачів - проводиться електрифікація залізниць і трубопроводів.

Розподільні мережі НН 0,38-35 кВ виконують переважно роз'єднаними радіальної і магістральної конфігурації, які отримують живлення від одного або двох центрів. Головна особливість розподільних мереж НН - їх масовість. Кількість трансформаторних пунктів, ділянок мереж сягає в межах мережевого підприємства кілька сотень. Тому в цих мережах для зміни, поліпшення режиму напруги використовують прості недорогі пристрої: трансформатори без автоматичного регулювання та переважно нерегульовані конденсаторні батареї.

Розподільні мережі НН і особливо мережі 0,38-10 кВ сильно розгалужені, характеризуються великою сумарною протяжністю.

Схемне побудова і функціонування розподільних мереж визначається необхідною надійністю електропостачання, галузевою належністю, характером споживачів.

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10/0,825 = 12,1. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (12,1^2 - 10^2)^{0,5} = 6,9. \quad (1.2)$$

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	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	10	+j	6,9	Машинобудування	10	II
2	28	+j	19,9	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	17,4	Машинобудування	10	I
4	17	+j	12,0	Машинобудування	10	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 10 + 28 + 24 + 17 = 79,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 6,9 + 19,9 + 17,4 + 12,0 = 56,20. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (79,00^2 + 56,20^2)^{0,5} = 96,95. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 79,00 + 0,02 \cdot 96,95 = 4,31. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 56,20 + 0,1 \cdot 96,95 = 12,51. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 79,00 + 4,31 = 79,36. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 56,20 + 12,51 = 65,90. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (79,36^2 + 65,90^2)^{0,5} = 103,15. \quad (1.10)$$

1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місяця 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	10	70	700	247	2470	37	370
2	28	107	2996	265	7420	67	1876
3	24	40	960	180	4320	41	984
4	17	40	680	140	2380	75	1275
Разом	79,00	-	5336	-	16590	-	4505

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 5336/79,00 = 68 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 16590/79,00 = 210 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	40	212
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	70	247
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	107	265
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	40	180
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	40	140
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	68	210

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.

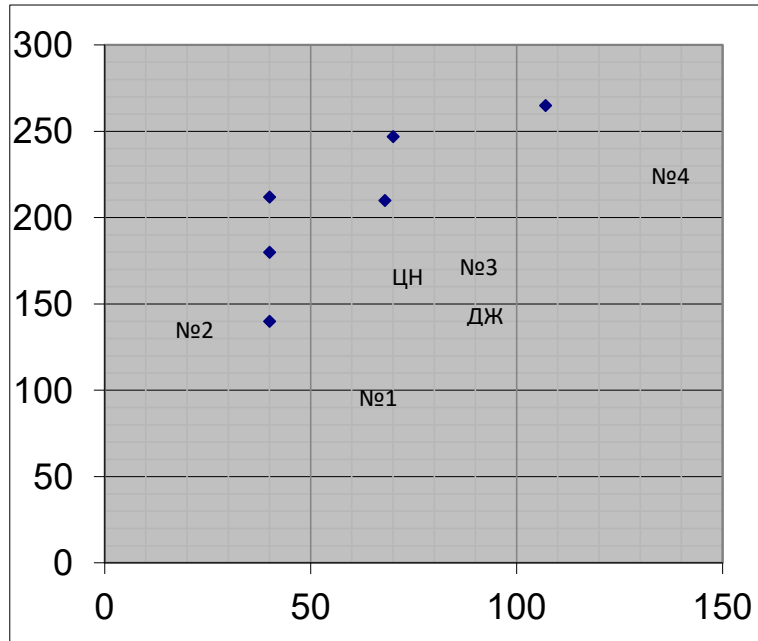


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((40-68)^2 + (212-210)^2)^{0.5} = 28. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((70-68)^2 + (247-210)^2)^{0.5} = 37. \quad (1.16)$$

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

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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 4505/79,00 = 57. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 28/57 = 0,49, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(40-70)^2 + (212-247)^2]^{0,5} \cdot 1 = 46 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
46	85	32	72	41	73	111	108	142	40

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

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

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

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

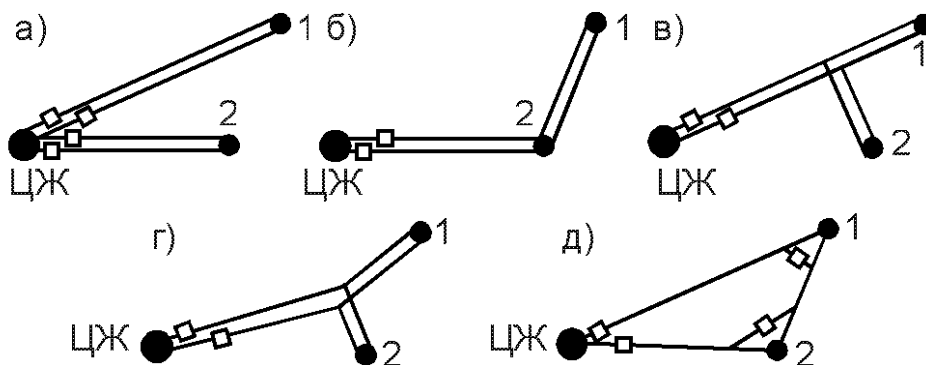


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де m – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 46 = 50,6.$$

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

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

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

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

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

де n_B – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

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

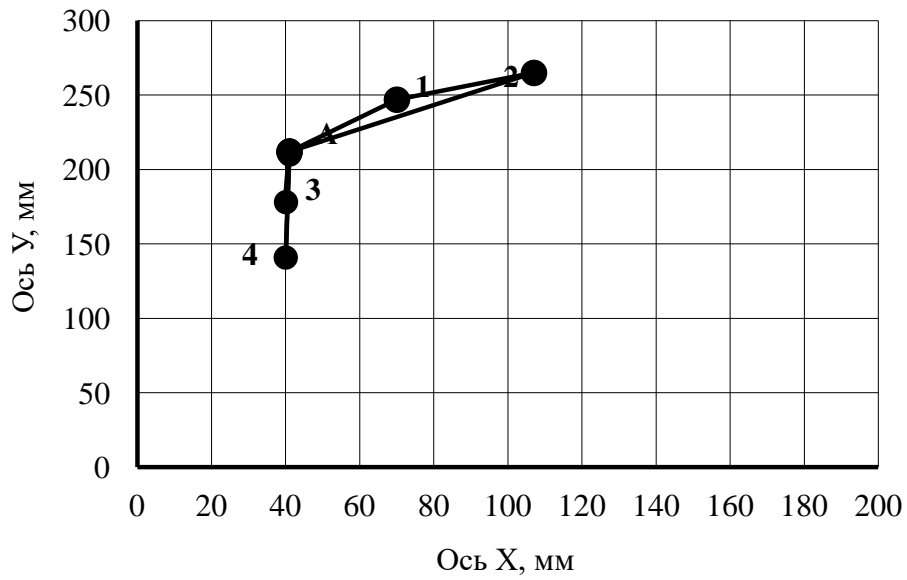


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

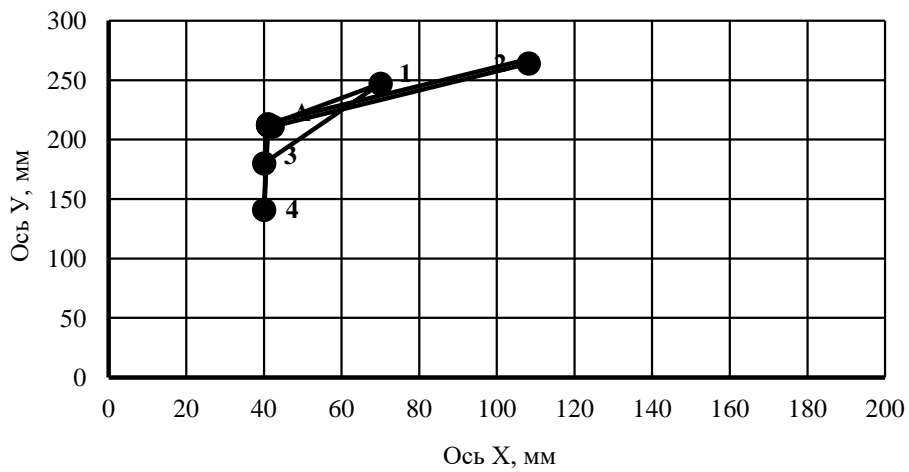


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

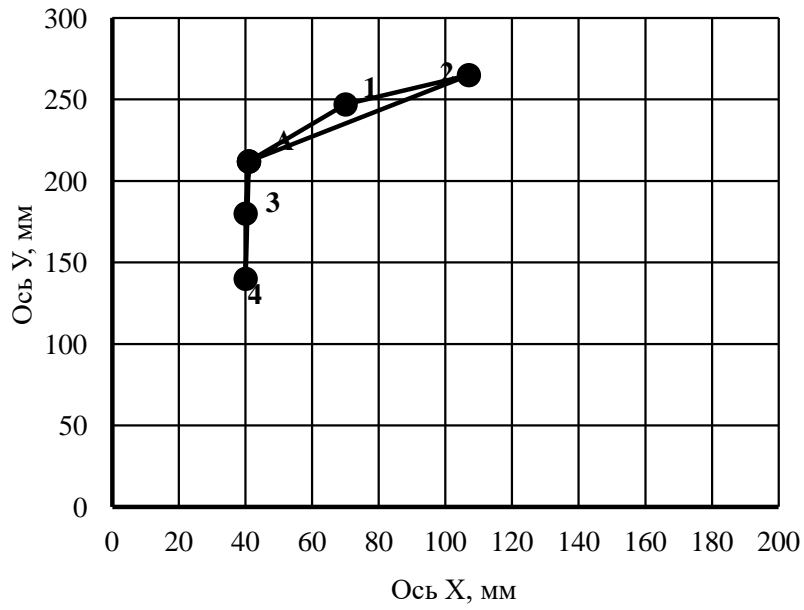


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

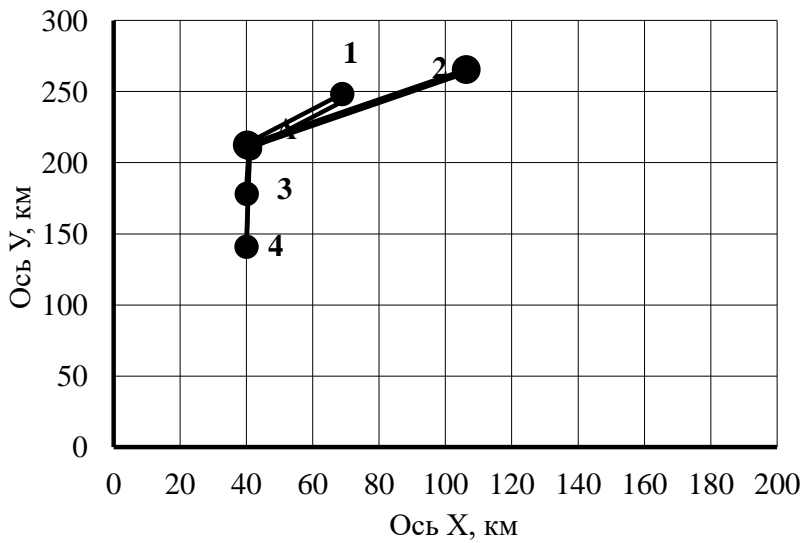


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, l_i , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$, км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$, км	Сумарна довжина ЛЕП, L_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	46	50,6	50,6	372,2	9	399,2
	1-2	1	41	45,1	45,1			
	A-2	1	85	93,5	93,5			
	A-3	1,6	32	35,2	56,3			
	A-4	1,6	72	79,2	126,7			
“б”	A-1	1	46	50,6	50,6	442,4	9	469,4
	A-3	1	32	35,2	35,2			
	1-3	1	73	80,3	80,3			
	A-4	1,6	72	79,2	126,7			
	A-2	1,6	85	93,5	149,6			
“в”	A-1	1	46	50,6	50,6	347,6	9	374,6
	1-2	1	41	45,1	45,1			
	A-2	1	85	93,5	93,5			
	A-3	1	32	35,2	35,2			
	3-4	1	40	44	44			
	A-4	1	72	79,2	79,2			
“г”	A-1	1,6	46	50,6	81	413,6	9	440,6
	A-2	1,6	85	93,5	149,6			
	A-3	1,6	32	35,2	56,3			
	A-4	1,6	72	79,2	126,7			

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

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

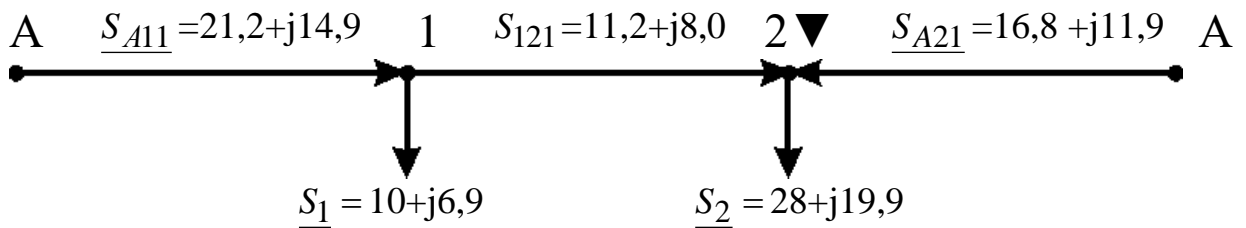


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (10 \cdot (45,1 + 93,5) + 28 \cdot 93,5) / \\ &/(50,6 + 45,1 + 93,5) = 21,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,9 \cdot (45,1 + 93,5) + 19,9 \cdot 93,5)}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 14,9 \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (21,2 + j14,9) \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(10 \cdot 50,6 + 28 \cdot (45,1 + 50,6))}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 16,8 \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,9 \cdot 50,6 + 19,9 \cdot (45,1 + 50,6))}{50,6 + 45,1 + 93,5} = 11,9 \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (16,8 + j11,9) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 21,2 + 16,8 = 38,0. \quad P_1 + P_2 = 10 + 28 = 38,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 14,9 + 11,9 = 26,8. \quad Q_1 + Q_2 = 6,9 + 19,9 = 26,8 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 21,2 - 10 = 11,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 14,9 - 6,9 = 8,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (11,2 + j8,0). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 24 + j17,4$$

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

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

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 17 + j12,0,$$

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

А	$\underline{S}_{A31} = 24 + j17,4$	3	А	$\underline{S}_{A41} = 17 + j12,0$	4
		$\underline{S}_3 = 24 + j17,4$			$\underline{S}_4 = 17 + j12,0$
Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)			Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)		

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7. Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 10 + j6,9;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 28 + j19,9;$$

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

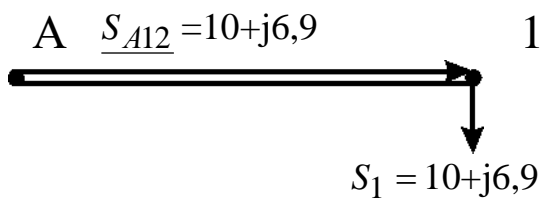


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

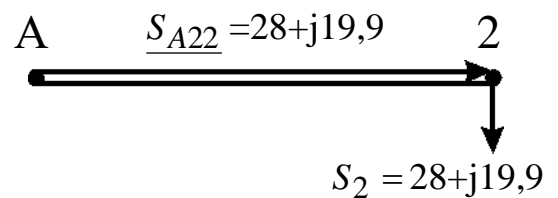


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

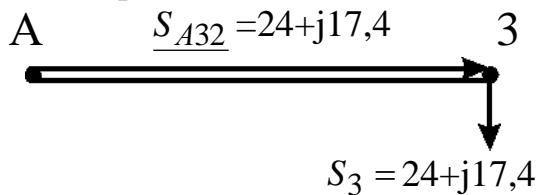


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

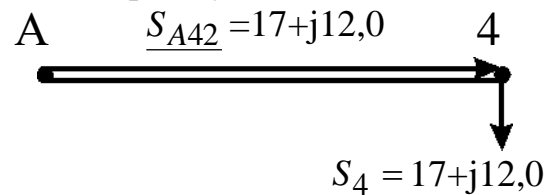


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

У 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). Її величина визначається за значенням розрахункового активного навантаження на район (P_p) (див. п. 1.2) і відстані між джерелом живлення ДЖ і вузловою підстанцією ВП.

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

номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості 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_{dil} , км	Активна потужність, що протікає на ділянці P_{dil} , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана U_{ndil} кВ
1	A-1	50,6	21,2	1	86	110
	A-2	93,5	16,8	1	83	110
	1-2	45,1	11,2	1	65	110
	A-3	35,2	24	2	50	110
	A-4	79,2	17	2	65	110
2	A-1	50,6	10	2	64	110
	A-2	93,5	28	2	50	110
	A-3	35,2	24	2	77	110
	A-4	79,2	17	2	65	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,

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

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

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n – кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (21,2^2 + 14,9^2)^{1/2} = 25,9$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 25,9 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 136,1;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_M = 5797$ год/рік (вихідні данні проекту)

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

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{\text{ек}}} = 136,1 / 1 = 136$$

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

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провoda, F , мм ²	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, Ссм
1	A-1	21,2	14,9	25,9	110	1	136,1	136	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	16,8	11,9	20,6	110	1	108,3	108	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	11,2	8,0	13,8	110	1	72,5	73	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	77,8	78	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	54,7	55	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	10	6,9	12,1	110	2	31,8	32	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-2	28	19,9	34,4	110	2	90,4	90	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	77,8	78	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	54,7	55	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 10 + 28 = 38,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 6,9 + 19,9 = 26,8.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (38,0^2 + 26,8^2)^{0,5} = 46,5.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 46,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 244 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 244 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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	38,0	26,8	46,5	110	1	244	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	28	19,9	34,4	110	1	181	265
	А-3	24	17,4	29,6	110	2	78	330
	А-4	17	12,0	20,8	110	2	55	450
2	А-1	10	6,9	12,1	110	2	32	330
	А-2	28	19,9	34,4	110	2	90	330
	А-3	24	17,4	29,6	110	2	78	330
	А-4	17	12,0	20,8	110	2	55	450

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

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

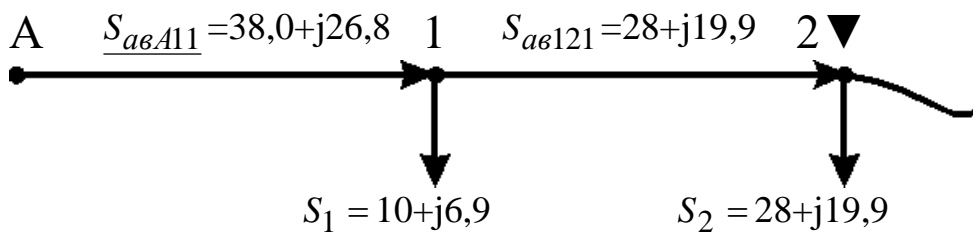


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

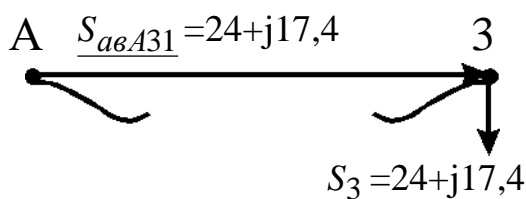


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

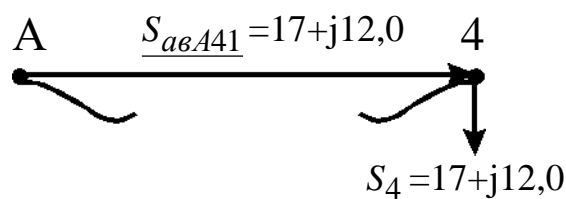


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

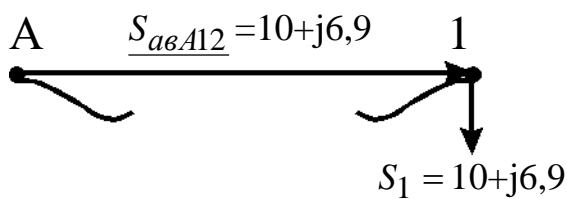


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

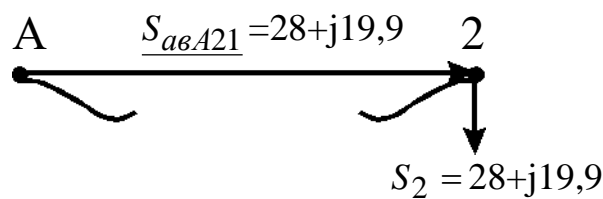


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

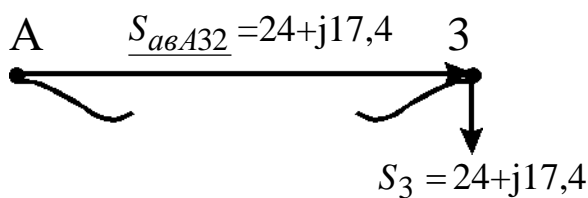


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

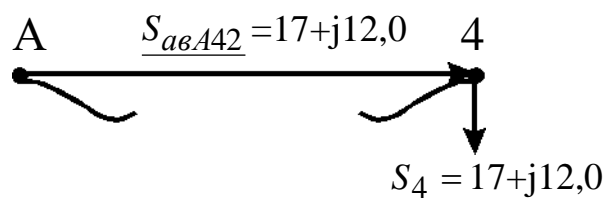


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 50,6 = 6,1. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 50,6 = 20,5. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 \cdot 1 = 1,72, \quad (2.28)$$

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

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

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Довжина ділянки, $l_{дiл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, b_{0i} , Ом ⁻¹ км ⁻¹	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{вi}$, МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	2,81	1,72
	A-2	1	0,198	0,420	93,5	18,5	39,3	2,70	3,05
	1-2	1	0,428	0,444	35,2	15,1	15,6	2,55	1,09
	A-3	2	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	2,61	5,00
	A-4	2	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	2,70	3,31
2	A-1	2	0,306	0,434	50,6	15,5	22,0	2,61	3,20
	A-2	2	0,306	0,434	93,5	28,6	40,6	2,61	5,91
	A-3	2	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	2,61	5,00
	A-4	2	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	2,70	3,31

2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,5/1 = 20,5.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (38,0 \cdot 6,1 + 26,8 \cdot 20,5) / 110 = 7,1.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 15,1/1 = 15,1.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,5/1 = 15,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (28 \cdot 15,1 + 19,9 \cdot 15,6) / 110 = 6,7.$$

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, %,

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 7,1 \cdot 100 / 110 = 6,5.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 6,7 \cdot 100 / 110 = 6,1.$$

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

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

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 6,5 + 6,1 = 12,6\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{дiл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дiл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	38,0	26,8	7,1	6,5	
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	93,5	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	35,2	15,1	15,6	28	19,9	6,7	6,1	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	24	17,4	10,7	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	17	12,0	3,9	3,5	
2	A-1	АС-95/16	0,306	0,434	93,5	28,6	40,6	10	6,9	5,1	4,6	
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	35,2	10,8	15,3	28	19,9	5,5	5,0	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	79,2	24,2	34,4	24	17,4	10,7	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	50,6	10,0	21,3	17	12,0	3,9	3,5	

2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

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

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

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10 / 0,825 = 12,1.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 12,1 = 8,5.$$

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-25000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 25 \text{ МВА.}$$

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (12,1 - 25) \cdot 100 / 25 = -51,6 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном},$

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$, МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діл}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, U_{III} , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	10	6,9	12,1	8,5	110	10
2	28	19,9	34,4	24,1	110	6
3	24	17,4	29,6	20,7	110	10
4	17	12,0	20,8	14,6	110	10

Таблиця 2.7

Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_k , %	Втрати короткого замикання P_k , кВт	Втрати холостого ходу, P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	-51,6
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	37,6
3	ТРДН-25000/110	25	115/10,5	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	18,4
4	ТРДН-40000/110	40	115/10,5	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	± 9 ×	1,78	%	-48,0

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (21,2^2 + 14,9^2)^{0,5} = 25,9.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (25,9/110)^2 \cdot 6,1/1 = 0,03,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5797/10000)^2 \cdot 8760 = 4338. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,03 \cdot 4338 = 1466 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 10^{-3} = 0,054. \quad (2.38)$$

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 129,0 \cdot 10^{-3} \cdot (12,1/25,0)^2 = 0,015 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де P_{K1} - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл.2.7,

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

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

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	21,2	14,9	25,9	110	1	6,1	0,338	2,28	1466	9890
	A-2	16,8	11,9	20,6	110	1	18,5	0,649		2815	
	1-2	11,2	8,0	13,8	110	1	15,1	0,238		1032	
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	24,2	0,876		3800	
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	10,0	0,179		777	
2	A-1	10	6,9	12,1	110	2	15,5	0,094	2,55	408	11054
	A-2	28	19,9	34,4	110	2	28,6	1,399		6069	
	A-3	24	17,4	29,6	110	2	24,2	0,876		3800	
	A-4	17	12,0	20,8	110	2	10,0	0,179		777	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,015 = 0,069. \quad (2.40)$$

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

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

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

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5797/10000)^2 \cdot 8760 = 4338, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5797 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,015 \cdot 4338 = 538,1.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	
Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	
Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, S_n , МВА,	
Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, P_{xx} , кВт	
Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$, кВт	
Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$, МВт	
Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, ΔP_m , МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$, МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$, МВт	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$, МВт·год./рік	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$, МВт·год./рік	

1	12,1	25,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	129,0	0,054	0,015	0,069	0,484	538,1	3134,4
2	34,4	25,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	129,0	0,054	0,122	0,176		1002,3	
3	29,6	25,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	129,0	0,054	0,090	0,144		863,5	
4	20,8	40,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	172,0	0,072	0,023	0,095		730,5	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 2,28 + 0,484 = 2,76. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 2,55 + 0,484 = 3,03. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 9890,00 + 3134,4 = 13024. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 11054,00 + 3134,4 = 14188. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1. Вибір компенсаційних пристроїв

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

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

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі $U_H=110$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,28$$

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

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 10 \cdot 0,28 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 6,9 - 2,8 = 4,1 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу **ТРДН-25000/110** двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,45 = 3,6 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((4,1 - 3,6) / 3,6) \cdot 100\% = 13,9\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 6,9 - 3,6 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблица 3.1 – Компенсация реактивной мощности

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$, МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$, МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P + jQ_{крп}$, МВА
1	10	6,9	0,28	2,8	4,1	10 +j 2,8
2	28	19,9		7,8	12,1	28 +j 7,8
3	24	17,4		6,7	10,7	24 +j 6,7
4	17	12,0		4,8	7,2	17 +j 4,8

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

4.1 Режим максимального навантаження

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

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

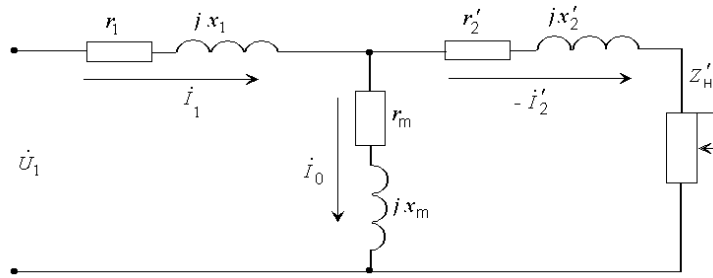


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

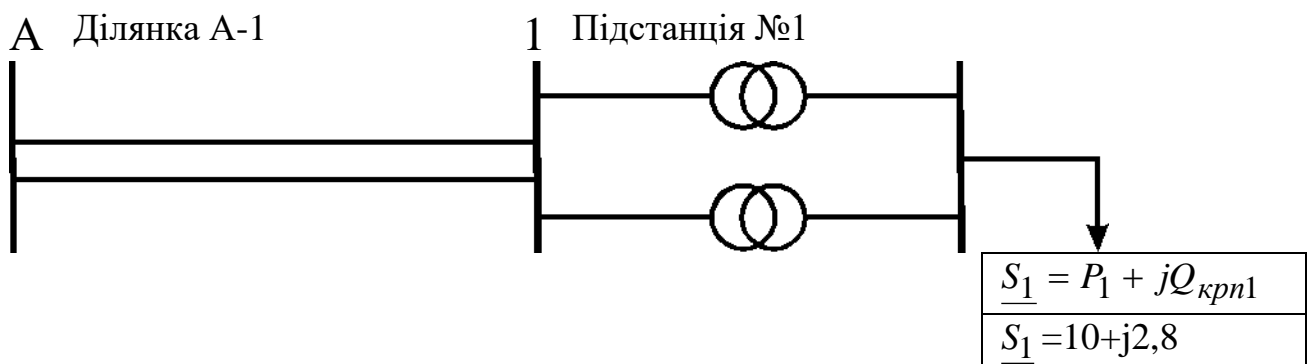


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

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

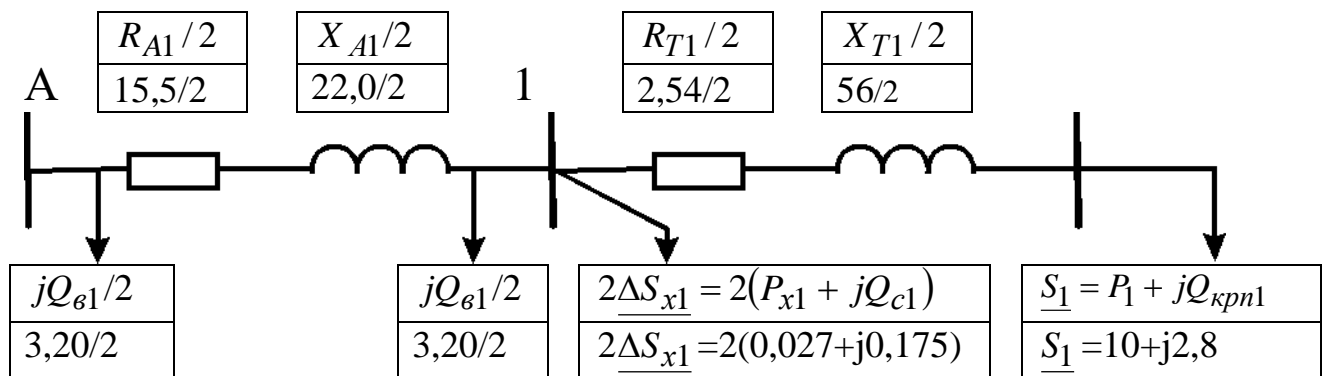


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

де P_M - активна потужність на виході вузла 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

$$\Delta P_{T1} = ((10^2 + 2,8^2) / 110^2) \cdot 2,54 / 2 = 0,01 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((10^2 + 2,8^2) / 110^2) \cdot 56 / 2 = 0,25.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 10 + 0,01 = 10,02.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 2,8 + 0,25 = 3,05.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (10,02 + j3,05).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 10,02 + 2 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден} \cdot 10^{-3} = 10,07.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 3,05 + 2 \cdot 175,0 \cdot 10^{-3} = 3,40.$$

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

$$\underline{S}_{np} = P_{np} + jQ_{np} = (P_{ex} + 2P_x) + j(Q_{ex} + 2Q_c) \quad (4.14)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (10,07 + j3,40).$$

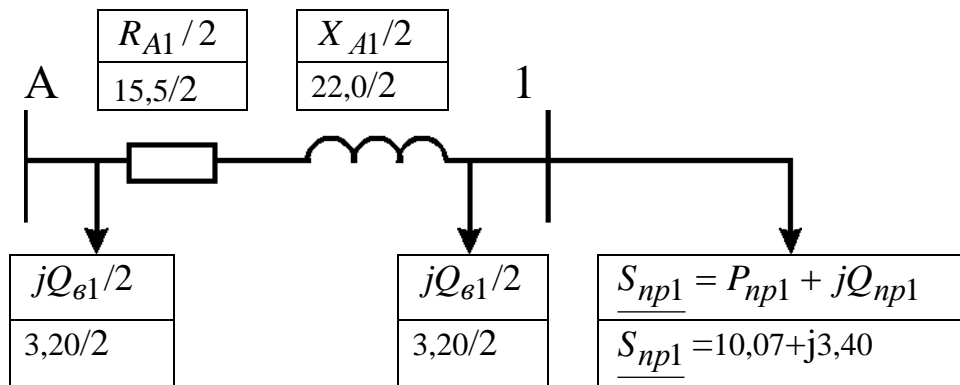


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

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

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

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

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 3,40 - 3,31 / 2 = 1,80.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (10,07 + j1,80).$$

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

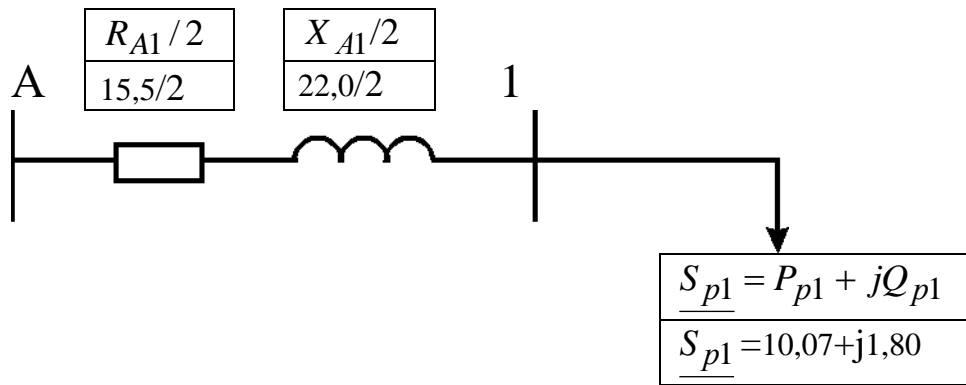


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Розрахунки для ділянок мережі зводимо до табл. 4.1. Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.5.

Знаючи розрахункові потужності підстанцій, визначаємо потужності без урахування втрат потужностей у лініях (потужність кінця лінії S_k) і потужності з урахуванням втрат у лініях (на початку лінії S_n).

Для ділянки А-1

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 10,07 + j1,80 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

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

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

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

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

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

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

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((10,07^2 + 1,80^2) / 110^2) \cdot (6,1/2) = 0,03, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = \frac{(10,07^2 + 1,80^2)}{110^2} \cdot (20,5/2) = 0,07, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 10,07 + j0,03 = 10,10 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 1,80 + j0,07 = 1,89 \quad (4.25)$$

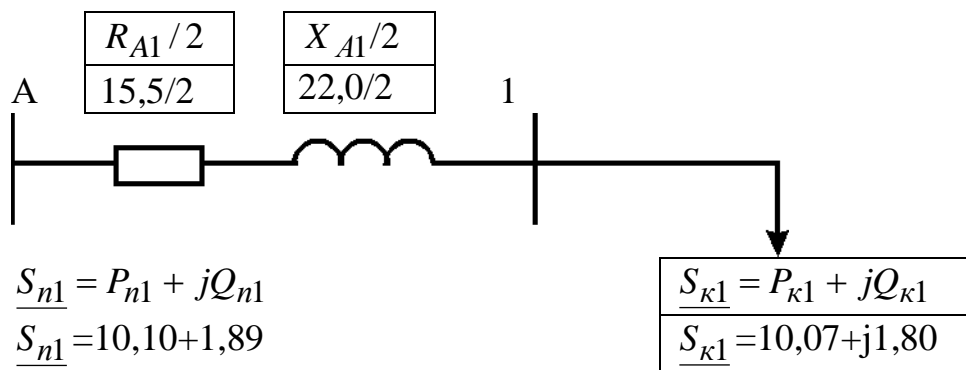


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	56	56	56	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,027	0,027	0,027	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,175	0,175	0,175	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	10	28	24	17
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	2,8	7,8	6,7	4,8
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,02	0,18	0,13	0,04
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,25	1,96	1,44	0,45
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	10,02	28,18	24,13	17,04
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	3,05	9,76	8,14	5,25
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	10,07	28,23	24,18	17,11
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	3,40	10,11	8,49	5,77
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	3,20	5,91	5,00	3,31
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	10,07	28,23	24,18	17,11
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	1,80	7,16	5,99	4,12

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_k , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_k МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	10,07	1,80	2	15,5	22,0	0,07	0,10	10,14	1,90
А-2	28,23	7,16	2	28,6	40,6	1,00	1,42	29,23	8,58
А-3	24,18	5,99	2	24,2	34,4	0,62	0,88	24,80	6,87
А-4	17,11	4,12	2	10,0	21,3	0,13	0,27	17,24	4,39

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

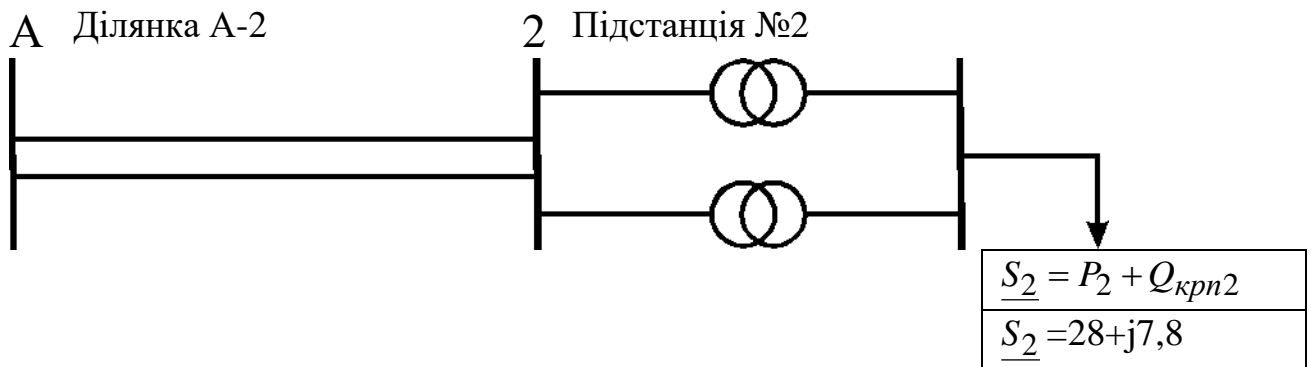


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

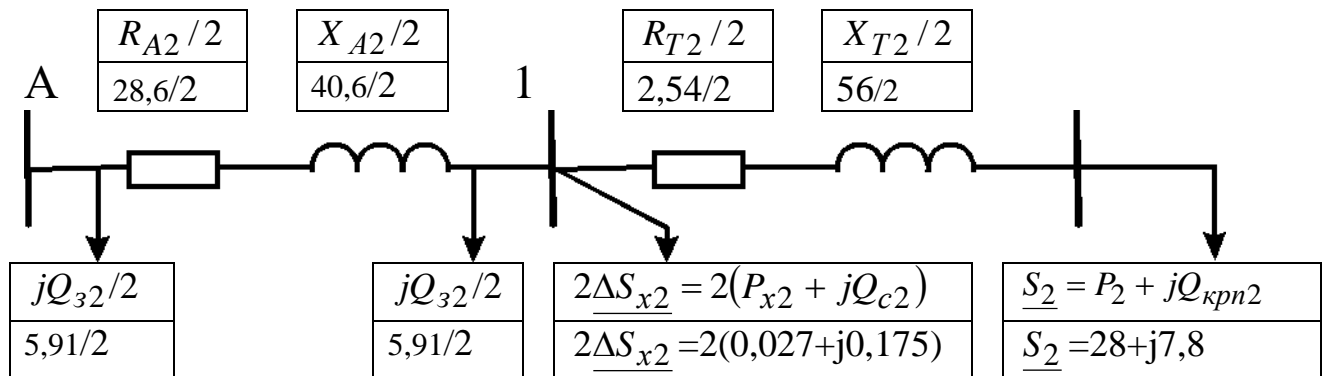


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

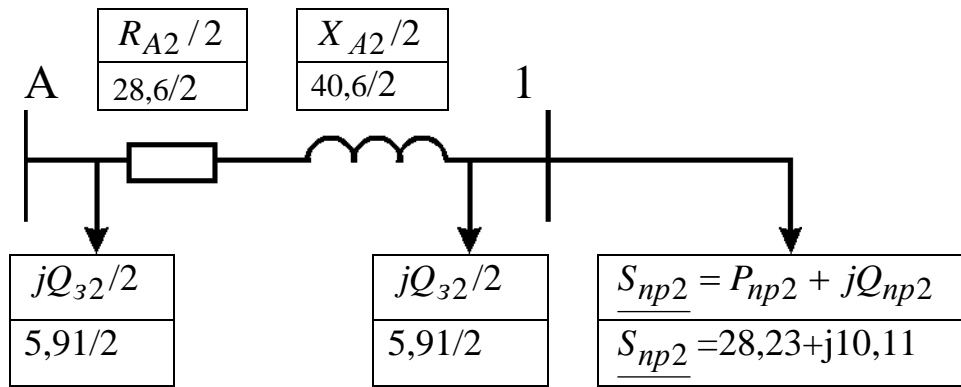


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

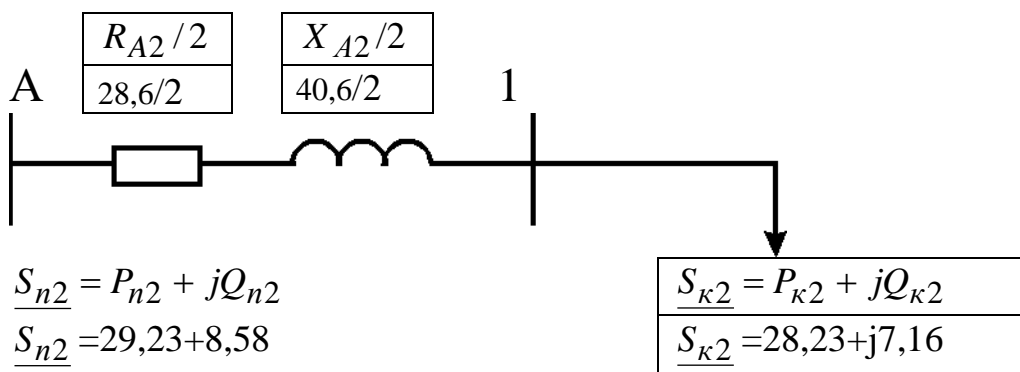


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

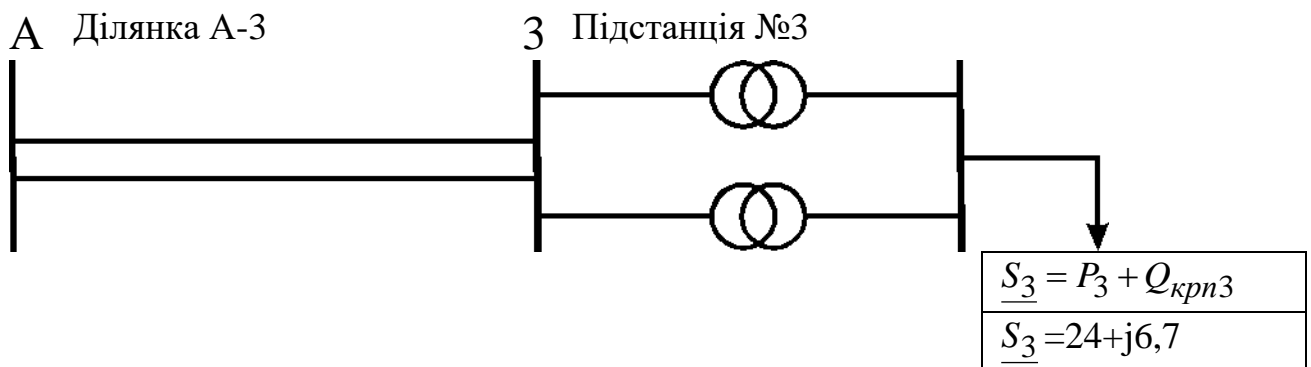


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

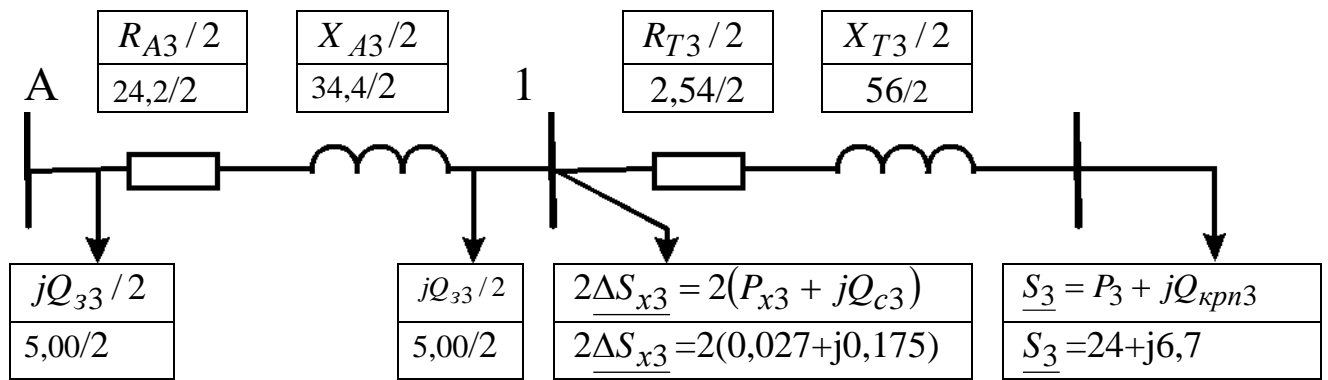


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

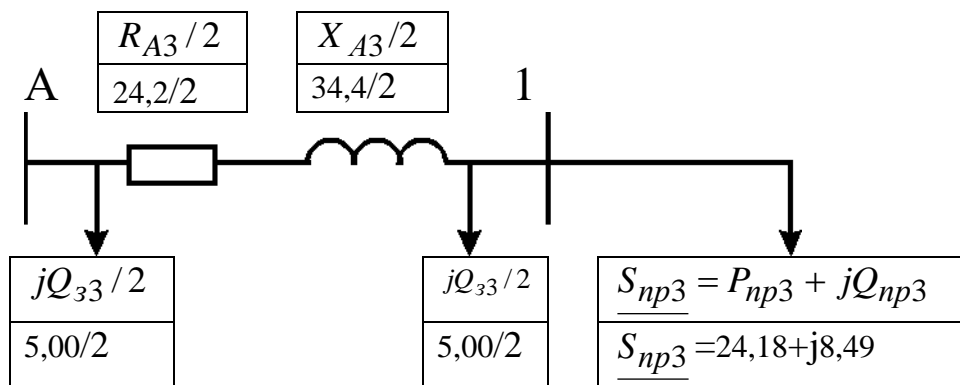


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

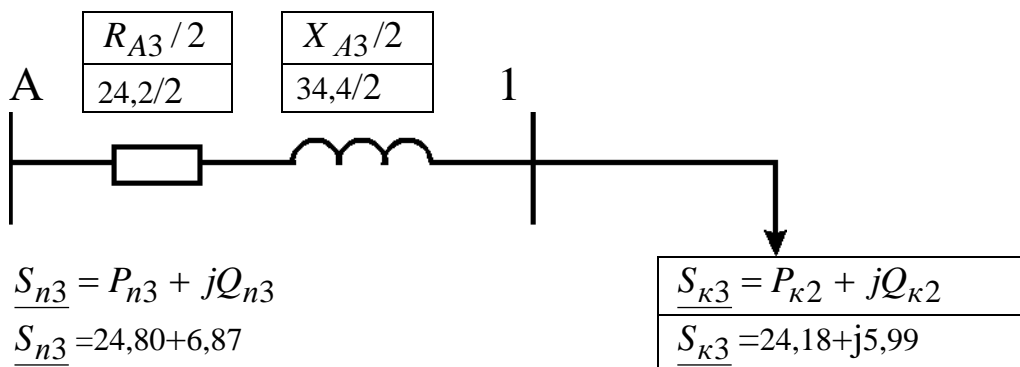


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

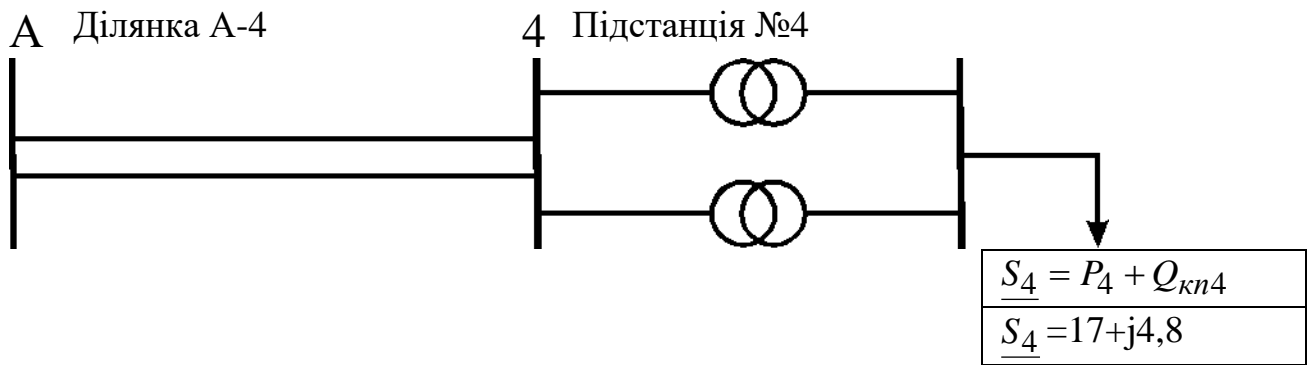


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

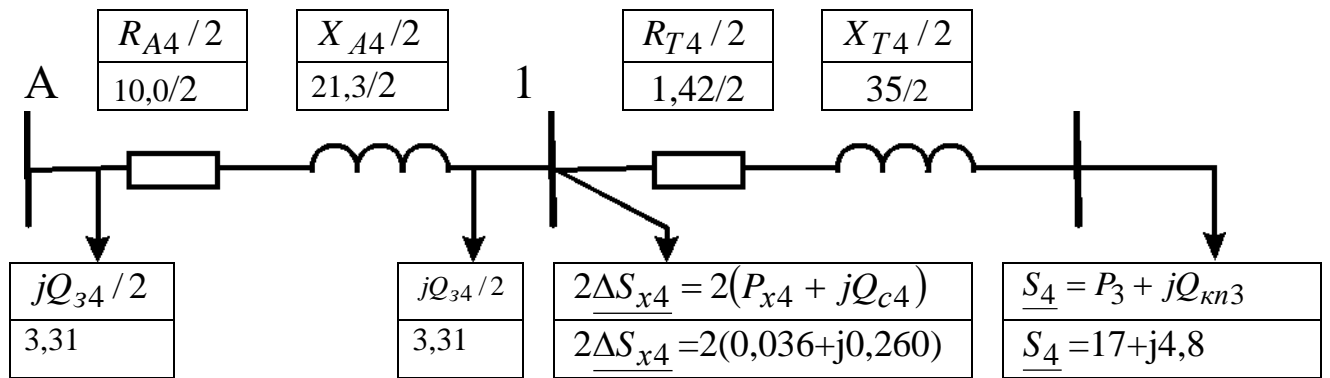


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

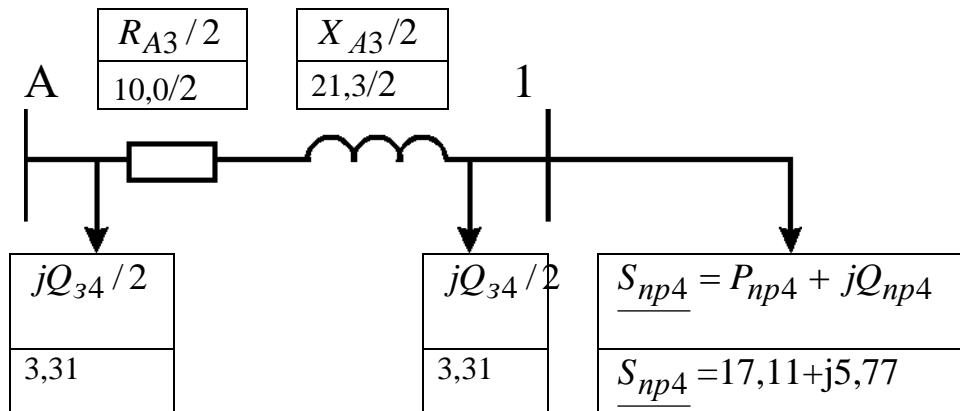


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

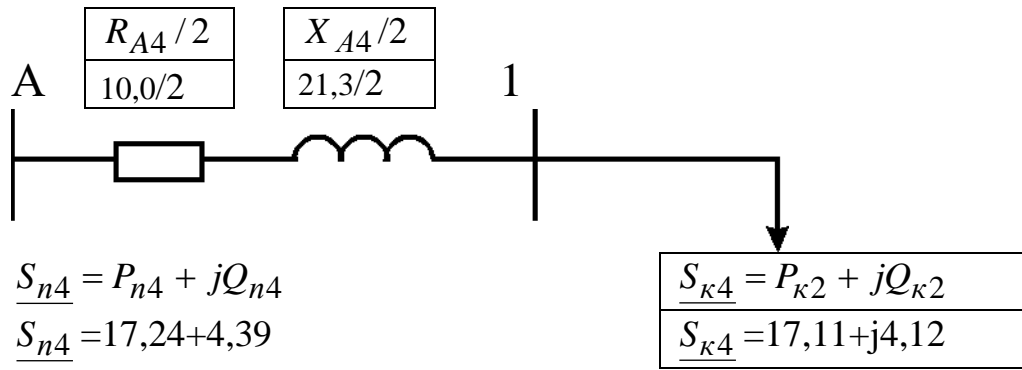


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (10,14 \cdot 15,5/2 + 1,90 \cdot 22,0/2) / 115 = 0,87 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 0,87 = 114,1. \quad (4.26)$$

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.

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 10,02 \cdot 2,54/2 + 3,05 \cdot 56/2 / 115 = 0,89. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 114,1 - 0,89 = 113,20.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	10,14	29,23	24,80	17,24
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	1,90	8,58	6,87	4,39
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,5	28,6	24,2	10,0
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,0	40,6	34,4	21,3
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	0,87	5,15	3,64	1,16
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	114,1	109,9	111,4	113,8
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,02	28,18	24,13а	17,04
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,05	9,76	8,14	5,25
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,89	2,81	2,35	0,95
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	113,2	107,1	109,1	112,9

4.2. Післяаварійний режим

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

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

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

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 10,07 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 3,20/2 = 1,60. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 3,40 - 1,60/2 = 2,60 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (10,07 + j2,60). \quad (4.32)$$

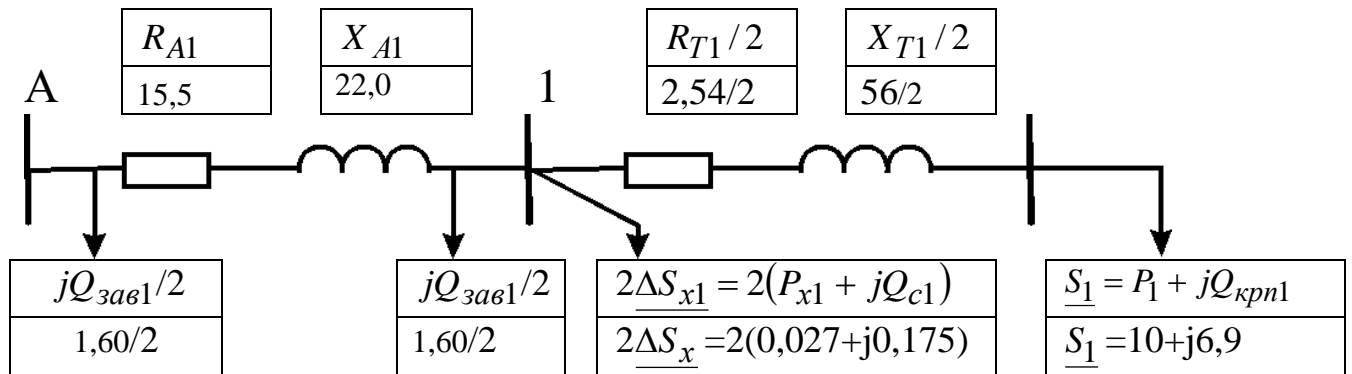


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

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

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$, МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	10,07	28,23	24,18	17,11
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	3,40	10,11	8,49	5,77
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	1,60	2,96	2,50	1,66
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	2,6	8,6	7,2	4,9
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,5	28,6	24,2	10,0
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,0	40,6	34,4	21,3
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (4.22)	0,14	2,06	1,27	0,26
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (4.23)	0,20	2,92	1,81	0,56
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	10,21	30,29	25,45	17,37
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	2,80	11,52	9,01	5,46

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_{avn} , МВт, (табл. 4.4)	10,21	30,29	25,45	17,37
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	2,80	11,52	9,01	5,46
Кількість ланцюгів на ділянці, n_{av}	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,5	28,6	24,2	10,0
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,0	40,6	34,4	21,3
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	1,91	11,60	8,05	2,52
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (4.22)	113,1	103,4	107,0	112,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,02	28,18	24,13	17,04
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,05	9,76	8,14	5,25
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	0,89	2,81	2,35	0,95
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$, кВ	112,2	100,6	104,7	111,6

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

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

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

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

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

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

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 113,20/11,00 = 10,29 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (10,29 - 10,50) \cdot 100/10 = -2,1 \quad (5.5)$$

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

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

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

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -2,1/1,78 = -1,18 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -1.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 10,29 / ((1 + (-1) \cdot 1,78) / 100) = 10,48. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,48 - 10,50) / 10,50 = -0,19 \%. \quad (5.8)$$

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), U_{cni} , кВ, (табл. 5.3)	113,20	107,10	109,10	112,90
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (5.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дннi}$, кВ, (5.4)	10,29	5,84	9,92	10,26
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$, (6.5)	-2,1	-7,7	-5,8	-2,4
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, n_{cmi} , (5.6)	-1,18	-4,33	-3,26	-1,35
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-1	-4	-3	-1
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$, кВ, (5.7)	10,48	6,29	10,48	10,45
8. Відхилення напруг, m_i , %	-0,19	-0,16	-0,19	-0,48
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$, %				

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

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ, (табл. 5.5)	112,20	100,60	104,70	111,60
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	11,00	11,00	11,00	11,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$, кВ, (6.4)	10,20	5,49	9,52	10,15
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$, (6.5)	-3,0	-13,5	-9,8	-3,5
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$, (6.6)	-1,69	-7,58	-5,51	-1,97
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-2	-8	-6	-2
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$, кВ, (6.7)	10,58	6,40	10,66	10,52
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	0,76	1,59	1,52	0,19
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$, %				

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Статична електрика та захист від неї

Статична електрика - особливий вид зарядів, що виникають при терті двох діелектриків або діелектрика і провідника. При терті двох діелектриків на одному з них, що має вищі діелектричні характеристики, виникає позитивний, а на іншому, з іншими діелектричними властивостями, - негативний заряд. Такі заряди виникають при терті твердих діелектриків (пластмаси, синтетичні і вовняні тканини, гумові матеріали, суха деревина, сухе зерно, папір тощо), рідких (нафтопродукти, спирти, етиловий ефір тощо) і газоподібних (сухе повітря та газоподібні суміші тощо). Ці заряди можуть виникати при заправці незаземлених резервуарів і цистерн рідкими діелектриками, транспортуванні нафтопродуктів по гумових шлангах, перевезенні бензину в незаземлених автоцистернах і зливанні з них, випусканні повітря чи газів з ресиверів або пневмосистем, пневмотранспортуванні сухого зерна, борошна, механічній обробці пластмаси, терті гумових шин об асфальт та в інших випадках.

Заряди статичної електрики мають властивості накопичуватися на окремих об'єктах. Так, при заповненні бензином резервуара методом падаючого струменя заряд може досягти 18000-20000 В, а на тілі людини, ізольованої від підлоги, 7000 В і більше. Нагромадження заряду призводить до іскрових розрядів.

Іскрові розряди статичної електрики пожежо- і вибухонебезпечні. Іскра від потенціалу на тілі людини може досягти 2,5-7,9 мДж, що достатньо для спалаху багатьох речовин (парів ацетону, метану, оксиду вуглецю і інших).

Згідно з Правилами захисту від статичної електрики електростатична безпека вважається задовільною, якщо максимальна енергія зарядів не перевищує 40% мінімальної енергії спалаху речовини.

Іскрові розряди статичної електрики викликають відчуття уколу чи незначного поштовху, які самі по собі не становлять небезпеки для людини, оскільки сила струму дуже мала. Однак, враховуючи несподіваність такого розряду, у людини може виникнути переляк, що може призвести за небезпечних обставин до нещасного випадку.

Систематичний вплив статичної електрики на тіло людини викликає порушення фізіологічних процесів, функціональні розлади центральної нервової системи, органів кровообігу. Відповідно до ГОСТ 12.10.4584 гранична допустима напруженість електричного поля на робочих місцях не повинна перевищувати 60 кВ/м, якщо час впливу не перевищує 1 години.

Основні засоби захисту від статичної електрики полягають у відведенні зарядів у землю (заземлення цистерни з паливом, компресорних та котельних установок, трубопроводів), запобіганні виникненню та накопиченню статичної електрики, її нейтралізації.

Зменшенню заряду статичної електрики сприяє: підвищення вологості повітря до 70%, напилення на діелектричній поверхні електропровідних плівок, добавка до нафтопродуктів спеціальних присадок (АСП-1, СИГБОЛ та ін.), що знижують електричний опір у 1000 разів і більше.

Графіт, сажа, металевий порошок, що додаються до виготовлення гуми, знижують заряди статичної електрики. В окремих випадках статичну електрику нейтралізують за допомогою спеціальних приладів - іонізаторів.

Працюючим у вибухонебезпечних приміщеннях рекомендується користуватись антистатичним взуттям, їм забороняється носити синтетичний одяг; підлогу таких приміщень вкривають антистатиками.

6.2 Атмосферна електрика та захист від неї

Атмосферна електрика - особливий вид електричних зарядів, що нагромаджуються і розподіляються на хмарах внаслідок аеродинамічних і термічних процесів в атмосфері.

Блискавка - електричний розряд в атмосфері між зарядженими хмарою і землею, між хмарами, що мають різнойменний заряд. Довжина каналу блискавки може досягти кількох кілометрів з потенціалом від 10^6 до 10^9 В. Внаслідок розряду на землю по каналу блискавки протікає струм силою до 230-250 кА, створюючи температуру більш як 30 000 °С. Такі розряди мають високу пожежну небезпеку. Щосекунди земну кулю уражують в середньому більше 100 блискавок. Питома вага пожеж, що виникають від ураження блискавками, складає біля 1%. Розрізняють первинні (прямий удар) і вторинні прояви блискавки.

Прямий удар блискавки - це безпосередня дія блискавки на будівлю, споруду, тварину, людину, дерево, що супроводжується електричним, тепловим та механічним ефектами.

Вторинний прояв характеризується появою наведених потенціалів під час близьких розрядів блискавки на металевих елементах конструкцій, в незамкнутих металевих контурах, які можуть викликати іскріння всередині будівель, споруд і тим самим ініціювати пожежу чи вибух.

Блискавкозахист - це система захисних заходів від блискавок, які гарантують безпеку людей, збереження будівель і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загорання й руйнування. Найпростішими і надійними способами захисту від блискавки є створення блискавковідводів (гromовідводів). Вони бувають стержневі, тросові (антени), сітчасті і комбіновані.

За рівнем блискавкозахисту будівлі і споруди поділяються на три категорії, що визначається, головним чином, класом вибухонебезпечності згідно з ПУЕ.

До *першої категорії* належать будівлі та споруди з вибухонебезпечними зонами класів В-0, В-1, В-20, В-21. В них зберігаються чи знаходяться легкозаймисті та горючі речовини, здатні утворювати газо-, пило-, пароподібні суміші, які можуть вибухнути за наявності іскри.

Друга категорія включає будівлі та споруди (класи В-2 В-21), в яких пароподібні суміші можуть з'явитися лише у разі аварії чи порушення технологічного процесу. Сюди же належать склади з вибухонебезпечними матеріалами, горючими та легкозаймистими рідинами.

До *третьої категорії* належать будівлі та споруди з пожежонебезпечними зонами класів П-1, П-2 та П-2а, зовнішні технологічні установки, відкриті склади горючих речовин, димові труби підприємств і котельних, башти та вишки різного призначення висотою 15 м і більше.

Будівлі та споруди першої і другої категорій необхідно захищати як від прямих ударів блискавки, так і від вторинних її проявів; третьої - як правило, лише від прямих ударів блискавки.

Будь-який блискавковідвід складається з блискавкоприймача, який безпосередньо сприймає удар блискавки; несучої опори, на якій розташовують блискавкоприймач; струмопроводу, яким струм блискавки стікає на землю; заземлювача, який забезпечує розтікання струму блискавки в землі.

Блискавкоприймачі виготовляють зі сталі довжиною 1-1,5 м і площею поперечного розрізу не менше 100 мм².

Струмопроводи виготовляють зі сталюго дроту діаметром не менше 6 мм.

Заземлювачі роблять з металевих труб, кутників або стержнів аналогічно до заземлювачів електроустановок.

Зона захисту громовідводу - це частина простору, всередині якого будівлі, споруди та інші об'єкти захищені від ударів блискавки з певним

рівнем надійності 95% (тип Б) і понад 99% (тип А). Розкид зони захисту блискавковідводу визначають за спеціальними формулами.

Захист від електростатичної індукції (вторинний прояв блискавки) здійснюється приєднанням устаткування до заземлювача для відведення електростатичних зарядів в землю. Захист від занесення високих потенціалів у будівлю здійснюється приєднанням до заземлювача металоконструкцій. Перемички між металоконструкціями в місцях їхнього зближення менше ніж на 10 см зварюють, щоб уникнути проявів електромагнітної індукції та іскри.

Заходи безпеки при проявах атмосферної електрики здійснюються таким чином:

- у приміщенні: зачинити кватирки і вікна; відімкнути непотрібне освітлення і радіотрансляційну мережу; не перебувати поруч із трубами центрального опалення, заземлення, телефоном (ближче 1 м);
- поза приміщенням: не шукати укриття поруч з лінією електропередач, місцями розміщення блискавковідводів і високих поодиноких дерев, спорудами, щитовими і трансформаторними підстанціями;
- не перебувати у водоймах під час грози;
- не їздити верхи і т. п.

6.3 Інструктажі з питань пожежної безпеки

1) За призначенням та часом проведення інструктажі з питань пожежної безпеки поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

2) Вступний протипожежний інструктаж проводиться з усіма працівниками, які щойно прийняті на роботу (постійну або тимчасову), а також з особами, які прибули на підприємство у відрядження, на виробничу практику (навчання) і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі.

Вступний протипожежний інструктаж проводиться на підставі чинних на підприємстві правил, інструкцій та інших нормативних актів з питань пожежної безпеки у спеціально обладнаному для цього приміщенні фахівцем, на якого наказом покладені ці обов'язки.

Програму для проведення вступного протипожежного інструктажу затверджує керівник енергетичного підприємства.

3) Первинний протипожежний інструктаж проводиться безпосередньо на робочому місці до початку виробничої діяльності працівника.

Його повинні проходити:

усі новоприйняті на роботу (постійну чи тимчасову);

працівники, переведені з інших структурних підрозділів чи виробничих дільниць;

особи, які прибули на підприємство у відрядження і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі;

працівники сторонніх організацій, які будуть виконувати на підприємстві будівельно-монтажні, ремонтні або інші роботи;

студенти під час виробничої практики (навчання).

Програму проведення первинного протипожежного інструктажу затверджує керівник відповідного структурного підрозділу і погоджують з начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

4) Повторний протипожежний інструктаж проводиться на робочому місці з усіма працівниками не менше ніж один раз на рік за примірним переліком питань, з якими треба ознайомити працівників під час проведення вступного та первинного протипожежних інструктажів.

5) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці або у спеціально відведеному для цього приміщенні:

у разі введення в дію нових нормативних актів з питань пожежної безпеки (норм, правил, інструкцій, положень тощо) або внесення змін та доповнень до них;

у разі зміни технологічного процесу, застосування нового або заміни чи модернізації наявного пожежонебезпечного обладнання;

на вимогу посадових осіб, які мають відповідні повноваження щодо здійснення контролю за діяльністю підприємства у сфері пожежної безпеки, якщо виявлено незадовільне знання працівниками правил пожежної безпеки на робочому місці, невміння діяти у разі пожежі та користуватися первинними засобами пожежогасіння;

в інших випадках за відповідними розпорядчими документами.

6) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться індивідуально або з групою працівників споріднених спеціальностей (видів робіт). Обсяг та зміст інструктажу визначаються в кожному випадку окремо залежно від причин, що зумовили потребу його проведення.

7) Цільовий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками перед виконанням ними разових (тимчасових) пожежонебезпечних робіт (зварювальних, розігрівальних та інших), у разі ліквідації аварії, стихійного лиха.

8) Первинний, повторний, позаплановий та цільовий протипожежні інструктажі проводяться безпосередньо посадовими особами або фахівцями, які пройшли навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, а також за потреби начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

9) Первинний, повторний та позаплановий протипожежні інструктажі завершуються перевіркою знань. Перевірку знань здійснює особа, яка проводила інструктаж.

10) Проведення протипожежних інструктажів може здійснюватись разом із відповідними інструктажами з охорони праці.

Про проведення усіх видів протипожежних інструктажів, окрім цільового, у спеціальних журналах робляться записи (окремо від інструктажів з питань охорони праці) за підписами осіб, з якими проводився інструктаж, і тих, хто його проводив. Форму журналу реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки наведено у додатку 1 до цих Правил.

У разі організації вогневих робіт запис про проведення цільового протипожежного інструктажу робиться в документі, що дозволяє виконання робіт (в наряді-допуску на вогневі роботи тощо).

РОЗДІЛ 7

СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

7.1 Кольорове кодування та маркування

Кольорове кодування – це один з засобів функціонування інтерфейсу «людина-машина», призначений для надання операторам та іншим користувачам невербальної інформації** про стан певних об'єктів, їх частин, а також пов'язаного з цими об'єктами обладнання. Загальні принципи інтерфейсу «людина-машина» наводяться в міжнародному стандарті ІЕС 60073. Серед інших принципів цього інтерфейсу стандарт встановлює певні правила застосування кольорів стосовно захищеності людей, умов у процесі та стану обладнання. Зокрема для актуаторів та індикаторів рекомендуються такі кольори: ЧЕРВОНИЙ, ЖОВТИЙ, ЗЕЛЕНИЙ, БЛАКИТНИЙ, БІЛИЙ, СІРИЙ, ЧОРНИЙ. Значення кольорів наведено у табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Значення кольорів (основні правила)

Колір	Захищеність людей або оточення	Умови процесу	Стан обладнання
ЧЕРВОНИЙ	Загроза	Небезпека	Пошкодження
ЖОВТИЙ	Застереження / Привернення уваги	Ненормальні умови	Ненормальний стан
ЗЕЛЕНИЙ	Безпека	Нормальні умови	Нормальний стан
БЛАКИТНИЙ	Значення припису (наприклад, сигнал оператору про умови, які вимагають дій, необхідність введення певної інформації тощо)		
БІЛИЙ СІРИЙ ЧОРНИЙ	Конкретні значення не регламентуються		

Для актуаторів стандарт рекомендує застосовувати білий, сірий та чорний кольори, надаючи перевагу чорному кольору. Чорний колір може застосовуватися також і в індикаторах, наприклад для символів на екрані.

Кольорові позначення в сфері використання електричних апаратів застосовуються для:

- 1) позначення стану головних контактів комутаційних апаратів, придатних до роз'єднання;
- 2) позначення стану топких елементів запобіжників;
- 3) привернення уваги до небезпечних частин;
- 4) привернення уваги до актуаторів, призначених для аварійного від'єднання електричних електроустановок від джерел живлення;
- 5) ідентифікації окремих провідників та їх функціонального призначення у кабелях та шнурах;
- 6) позначення характеристик апаратів та аксесуарів;
- 7) індикації стану обладнання, пов'язаного з апаратами кіл керування.

Позначення стану головних контактів комутаційних апаратів, придатних до роз'єднання

Одним із способів індикації положення головних контактів (замкнене чи розімкнене) комутаційних апаратів, придатних до роз'єднання відповідно до вимог базового стандарту стосовно комутаційних апаратів та апаратів керування низької напруги ІЕС 60947-1 є застосування спеціальних механічних індикаторів. Хоча згаданий стандарт не висуває вимог щодо способів індикації, але в реальних конструкціях комутаційних апаратів (рис. 7.1) застосовується саме кольорова індикація – зелений колір індикатора показує, що головні контакти апарата розімкнені, тобто між терміналами не існує струмопровідного шляху, а червоний колір індикатора показує, що головні контакти замкнені, тобто між терміналами існує струмопровідний шлях.



Рисунок 7.1 – Індикація положення контактів в комутаційному апараті з функцією роз'єднання

Позначення стану топких елементів запобіжників

Запобіжники промислового застосування мають доступні небезпечні струмопровідні частини. У розподільних пристроях іноді їх розташовують дуже щільно (рис. 7.1, а). Якщо розподільний пристрій живить багато однофазних навантаг, то заміну запобіжника, який вийшов з ладу, доводиться здійснювати, не відмикаючи увідний комутаційний апарат, аби не знеструмлювати споживачів, які живляться через інші запобіжники. І хоча заміна вставки здійснюється за допомогою ізоляційного знімача, помилкове витягування з контактів непошкодженого запобіжника, який знаходиться під навантаженням, приведе до виникнення електричної дуги з непередбачуваними наслідками. Тому деякі виробники пропонують запобіжники з механічними кольоровими індикаторами: червоний колір свідчить про непошкодженість вставки, а зелений колір – про відсутність струмопровідного шляху між контактами вставки.

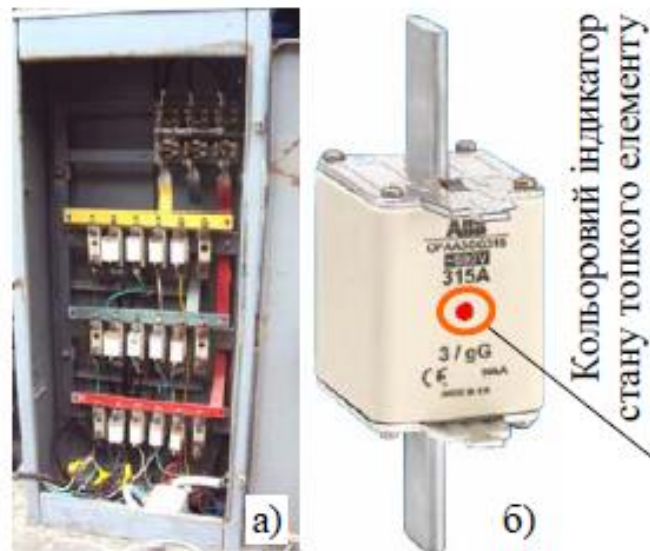


Рисунок 7.2 – Застосування запобіжників промислового призначення у розподільних пристроях (а) та вставка з кольоровим індикатором стану топкого елемента (б)

Привернення уваги до небезпечних частин

Колір поверхонь обладнання та окремих його частин має бути підібраний так, щоб забезпечити привернення уваги до небезпечних частин.

Наприклад, розподільна шафа при закритих дверцях не становить небезпеки для персоналу, який працює у даному приміщенні та не повинен виконувати роботи з розподільною шафою. Якщо ж допущені особи мають виконувати певні роботи у цій шафі й відкривати її дверці, то інші особи не повинні наближатися до шафи й на підлозі необхідно позначити небезпечну зону жовто-чорною лінією. Небезпечні зони у приміщеннях, де працюють допущені особи, мають бути огорожені, а огорожа має бути пофарбована у жовтий колір.

Розподільні пристрої (РП) зазвичай складаються з однієї або декількох металевих (інколи – пластикових) комірок, всередині яких розташовують збірні шини (busbar), які через комутаційний апарат та апарат захисту приєднують до джерела живлення, й до яких через комутаційні апарати та апарати захисту приєднують навантаги одного чи декількох споживачів

електричної енергії. Збірні шини зазвичай складаються з неізольованих шин (bar), дотик до яких є надзвичайно небезпечним.

Для привернення уваги персоналу, що обслуговує РП, до цих небезпечних активних частин (hazardous-live-part) шини фарбують у різні кольори, зокрема у трифазних РП згідно з ПУЕ застосовують червоний, зелений та жовтий кольори, причому шини, які розташовані ближче до обслуговуючого персоналу, мають бути пофарбовані у кольори, які найбільше привертають увагу – червоний та жовтий (див. рис. 7.2,а).

Привернення уваги до актуаторів, призначених для аварійного від'єднання електричних електроустановок від джерел живлення

При виникненні в обладнанні аварійної ситуації, не пов'язаної з перевантаженнями та короткими замиканнями, апарат захисту, через який живиться обладнання, не зреагує на цю ситуацію й не від'єднає пошкоджене обладнання від джерела живлення. При цьому негайне відмикання повинен здійснити оператор, який доглядає за обладнанням. Актуатор, за допомогою якого відмикається живлення, має привертати увагу й згідно з вимогами базового стандарту щодо комутаційної апаратури та апаратури керування ІЕС 60947-1 має бути червоного кольору.

На рис. 7.3 зображено фото автоматичного відмикача з кнопковими актуаторами, один з яких (червоного кольору) призначений для ручного відмикання навантаги від джерела живлення.



Рисвунок 7.3 – Актуатор червоного кольору забезпечує відмикання обладнання від джерела живлення

Ідентифікація окремих провідників та їх функціонального призначення у кабелях та шнурах

При приєднанні кабелів до обладнання завжди виникає проблема правильного вибору одного провідника (який треба приєднати до конкретного терміналу обладнання) з декількох провідників, які містяться всередині захисного покриття кабелю. В інформаційних кабелях (control cable) ця проблема є дуже гострою й розв'язується застосуванням різнокольорової ізоляції різних провідників. В кабелях та шнурових комплектах (cord set) кольори ізоляції не тільки розрізняють провідники, але й позначають їх функціональне призначення: N провідники мають ізоляцію синього або блакитного кольору, PE провідники – ізоляцію жовто-зеленого кольору, а лінійні провідники – ізоляцію будь-якого кольору, крім синього, блакитного або жовто-зеленого.

Позначення характеристик апаратів та аксесуарів

Якщо розміри апаратів або аксесуарів (accessory) не дозволяють

наносити на їх поверхні літерно-цифрову або графічну інформацію про їх характеристики, застосовуються кольорові позначення, форма та колір яких регламентуються профільними стандартами. Зокрема, для вставок мініатюрних запобіжників (miniature fuse-link) та субмініатюрних вставок (subminiature fuse-link), стандарт ІЕС 60127-1 встановлює спосіб маркування, який передбачає нанесення на циліндричні корпуси вставок чотирьох кільцевих смужок, які відрізняються за товщиною та кольором (рис. 7.4). Значення розмірів s та d , що визначають товщину смужок та відстань між ними, мають дорівнювати $0,4^{+0,1}$ мм. Кольорове позначення, що здійснене у такий спосіб, дозволяє ідентифікувати номінальний струм вставки (за поєднанням кольорів перших трьох вузьких стрічок) та її швидкодію (за кольором четвертої широкої стрічки).

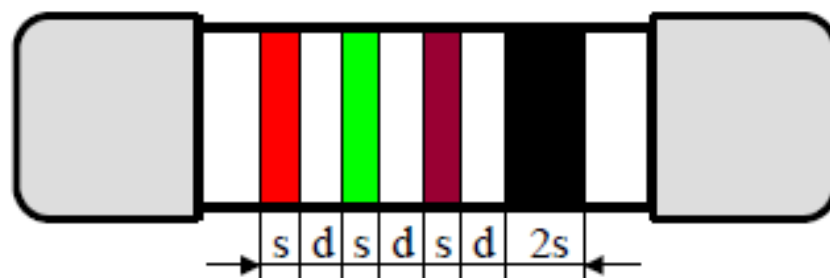


Рисунок 7.4 – Спосіб кольорового маркування субмініатюрних вставок

Індикація стану обладнання, пов'язаного з апаратами кіл керування

Деякі апарати кіл керування, зокрема кнопкові перемикачі можуть містити приєднані сигнальні лампи, які розташовують під напівпрозорою поверхнею кнопки певного забарвлення. Колір кнопки, а також кольори окремих індикаторних ламп та екранів регламентуються вимогами інтерфейсу «людина-машина» (див. табл. 7.1).

7.2 Запобіжники

Запобіжник (fuse) – це апарат, який шляхом розтоплення одного або декількох спеціально спроектованих деталей розмикає коло, у якому він встановлений, відмикаючи струм, коли той перевищує задане значення впродовж обумовленого часу. Таким чином, запобіжник здійснює захист електричних мереж та обладнання від перевантажень й коротких замикань, забезпечуючи, за певних умов, ефект струмообмеження.

За своїм призначенням (категорією застосування) розрізняють запобіжники, призначені для захисту розподільних мереж (запобіжники цієї категорії позначають літерами G або L), запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв (їх позначають літерою R) та запобіжники, призначені для захисту кіл з електродвигунами (їх позначають літерою M).

При правильно виконаній системі уземлення електрообладнання, запобіжники забезпечують захист людей та тварин від непрямих дотиків.

Оскільки процес нагрівання провідників електромереж є досить інерційним, запобіжники категорії G або L мають відмикати коло із надструмом не одразу після його виникнення, а через визначений проміжок часу, тривалість якого визначається у залежності від рівня надструму. Таким чином, ці запобіжники не припиняють живлення навантаг при випадкових короткочасних надструмах, які є безпечними для мереж, отже не переривають технологічний процес, пов'язаний з такими надструмами. Так само діють й запобіжники категорії M. Вставки запобіжників категорії R призначені для захисту напівпровідникових пристроїв (fuse-links for the protection of semiconductor devices) від коротких замикань, вони мають діяти дуже швидко, тому їх називають також швидкодіючими.

Запобіжник не слід ототожнювати з частиною, що розтоплюється при надструмах або тією частиною, яку належить замінити після спрацьовування. Запобіжник містить усі частини, що утворюють єдиний пристрій (рис. 7.5).



Рисунок 7.5 – Частини запобіжника ПРС: 1 – ізоляційна кришка; 2 – основа (fuse-base); 3 – тримач вставки (fuse-carrier); 4 – калібрувальна деталь (gauge-piece); 5 – вставка (fuse-link). До складу вставки входить топкий елемент (fuse-element), який розтоплюється при надструмах. Тримачем запобіжника (fuse-holder) називають поєднання основи та тримача вставки

Основними кількісними характеристиками запобіжника є номінативна напруга, номінативний струм (встановлюються окремо для тримачів та вставок, причому характеристики тримачів мають поглинати відповідні характеристики вставок, придатних для встановлення на них), а також номінативна здатність до відмикання (rated breaking capacity), тобто значення очікуваного струму, який вставка запобіжника спроможна відімкнути при заданій напрузі та деяких інших приписаних умовах. Для вставок дуже важливим є такий показник, як діапазон відмикання (breaking range) тобто діапазон очікуваних струмів, у межах якого забезпечується здатність до відмикання вставки.

Якщо вставка здатна відмикати усі струми, які розтоплюють топкий елемент аж до номінативної здатності до відмикання, вона позначається літерою g, а якщо лише у частині цього діапазону – літерою a. Вставки, позначені літерою g, забезпечують захист обладнання як від коротких замикань, так і від перевантажень, а вставки, позначені літерою a, зазвичай забезпечують захист обладнання лише від коротких замикань. Поєднання діапазону відмикання та категорії застосування прийнято називати класом

запобіжника.

Наприклад, запобіжники класу gG призначені для захисту мереж від перевантажень та коротких замикань, а запобіжники класу aR призначені для захисту напівпровідникових пристроїв лише від коротких замикань.

Важливою захисною характеристикою запобіжника є часо-струмова характеристика (time-current characteristic) – крива, що показує залежність часу, наприклад, переддугового часу або часу спрацьовування, від очікуваного струму при заданих умовах роботи. Час спрацьовування (operating time) складається з переддугового часу (pre-arcing time), тобто проміжку між моментом виникнення надструму й моментом початку розтоплення топкого елемента та часу горіння дуги, що виникає після розтоплення топкого елемента. Оскільки часо-струмові характеристики мають значний розкид, виробники в технічній документації для кожного значення номінального струму запобіжника певного типорозміру наводять так звану часо-струмову зону (timecurrent zone) – область, яка обмежена мінімальною переддуговою часо-струмовою характеристикою та максимальною часо-струмовою характеристикою спрацьовування при визначених умовах. Часо-струмова зона запобіжника повинна розташовуватися нижче характеристики пошкодження об'єкту захисту, тобто залежності часу виходу з ладу цього об'єкту від очікуваного струму (рис. 7.6).

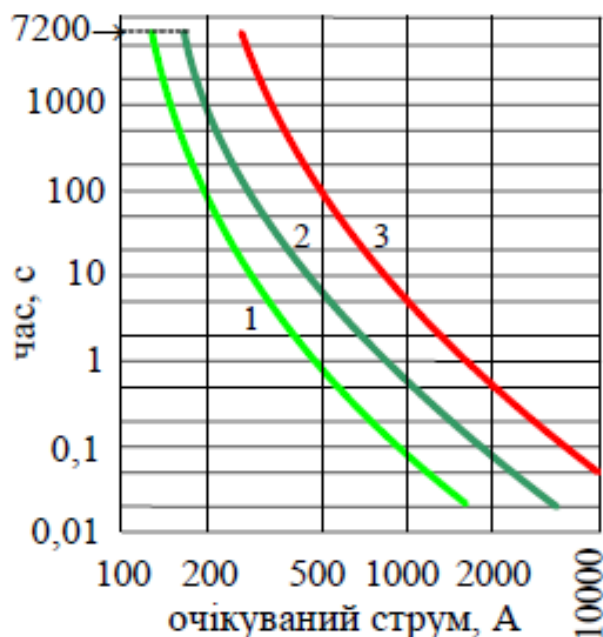


Рисунок 7.6 – Узгодження часо-струмової зони запобіжника з характеристикою пошкодження об'єкту захисту:

- 1 – мінімальна переддугова часо-струмова характеристика; 2 – максимальна часо-струмова характеристика спрацьовування; 3 – характеристика пошкодження об'єкту захисту

Відповідно до вимог стандарту ІЕС 60269-1 у запобіжників категорії G з номінальним струмом I_n , розтоплення топкого елемента не повинно наставати впродовж визначеного умовного часу при струмі $1,25 \cdot I_n$ (умовний струм нерозтоплення), а при струмі $1,6 \cdot I_n$ (умовний струм розтоплення) розтоплення має відбуватися обов'язково впродовж того самого часу. Значення умовного часу визначено в ІЕС 60269-1 у залежності від номінального струму і може становити від однієї до чотирьох годин.

Зокрема, при $I_n = 100$ А зазначений умовний час становить дві години, тому зверху часо-струмова зона обмежена часом 7200 с (див. рис. 7.6).

Розрізняють запобіжники для експлуатації некваліфікованими особами (fuses for use by unskilled persons) та запобіжники для експлуатації допущеними (кваліфікованими або інструктованими) особами (fuses for use by authorized persons). У запобіжників першої групи (їх називають також

запобіжниками побутового та аналогічного призначення – fuses for domestic and similar applications), небезпечні струмопровідні частини у робочому стані закриті ізоляційними деталями (див. рис. 7.5), що робить ці апарати відносно безпечними, навіть якщо їх експлуатацію здійснюють некваліфіковані особи.

У запобіжників другої групи (їх називають також запобіжниками промислового призначення – fuses for industrial application) небезпечні струмопровідні частини є відкритими і доступними для прямого дотику, тому їх завжди монтують у закритих металевих шафах. Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2 (рис. 7.7) мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінативних струмів від 31,5 А до 630 А при номінативній напрузі 380 В. Здатність до відмикання коротких замикань у запобіжників ПН2-100 (найменший габарит) становить 100 кА, а у запобіжників ПН2-600 (найбільший габарит) становить лише 40 кА. Вітчизняні запобіжники для побутових та аналогічних електроустановок серії ПРС (див. рис. 7.5) також мають чотири типорозміри, які охоплюють діапазон номінативних струмів від 1 А до 100 А при номінативній напрузі 380 В. Здатність до відмикання коротких замикань у запобіжників ПРС становить 15 ... 20 кА.

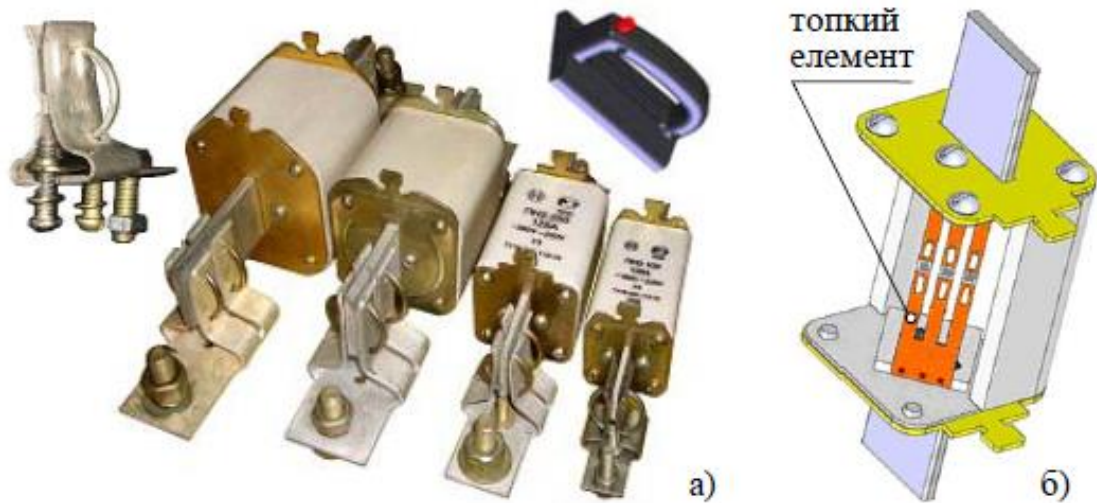


Рисунок 7.7 – Вітчизняні запобіжники промислового призначення серії ПН2:
 а – чотири типорозміри (ПН2-600, ПН2-400, ПН2-250 та ПН2-100),
 ізоляційний знімач вставок (праворуч) та контакт основи (ліворуч) ;
 б – вставка запобіжника у перетині

Сучасні запобіжники промислового призначення європейської системи NH (рис. 7.8) охоплюють діапазон номінальних струмів від 2 А до 1600 А при номінальній напрузі 500 В та 690 В. Здатність до відмикання цих запобіжників сягає 160 кА. У порівнянні із ПН2, запобіжники системи NH при однакових номінативах мають менші розміри та більш економічні – розсіювана потужність у вставках (power dissipation in a fuse-link) запобіжників системи NH приблизно на 30% ... 40% менша ніж у вставках ПН2.



Рисунок 7.8 – Сучасні європейські запобіжники промислового призначення системи NH: вставки типорозмірів 000, 00, ... , 4a, 5 та ізоляційні основи з терміналами різних виконань (знизу) та різними можливостями приєднання зовнішніх провідників

Топкі елементи запобіжників промислового призначення зараз виготовляють з міді, хоча раніше існувала думка, що мідь, внаслідок її схильності до окислення при високих температурах (понад 300°C), не може забезпечити стабільність часо-струмових характеристик. Для топких елементів застосовувався цинк та інші відносно легкотопні метали, не схильні до окислення. Ще й зараз подекуди працюють розподільні пристрої з запобіжниками ПР-2, топкі елементи яких виготовлені з цинку.

Застосування міді для топких елементів запобіжників розпочалося в середині минулого століття, коли було відкрито так званий металургійний ефект (m-effect), який проявляється у розчиненні міді в розтопленому легкотопному металі. Топкі елементи запобіжників виготовляють з тонких (товщиною порядку 0,1 мм) пластин з отворами різних форм (рис. 7.9-а), які розбивають топкий елемент на послідовні та паралельні ділянки. Проміжки між отворами називають перешийками, а ділянки без отворів – широкою частиною. Поблизу одного з рядів отворів розташовують канавку, заповнену легкотопною компонентою – металургійним розчинником (олово та його стопи тощо). При номінативному струмі температура мідного топкого елементу для запобігання окисненню не повинна перевищувати 150 ... 200°C,

а оскільки температура топлення міді становить 1083°C , спрацьовування запобіжника без металургійного розчинника відбудеться при струмі, який у 2 ... 3 рази перевищує номінативне значення.

За наявності металургійного розчинника, коли при струмі, який перевищує номінативне значення в 1,3 ... 1,6 разів, температура топкого елемента сягає температури топлення розчинника (зазвичай – це $200 \dots 250^{\circ}\text{C}$), останній розтоплюється, піднімається до перешийків, розчиняє їх, внаслідок чого перешийки розтоплюються, на них виникає дуга, й запобіжник спрацьовує. Отже, запобіжники з мідним топким елементом без металургійного ефекту не здатні здійснювати захист в зоні перевантажень, а можуть забезпечувати лише захист в зоні коротких замикань (діапазон відмикання а). Запобіжники з металургійним ефектом здатні здійснювати захист не тільки в зоні коротких замикань, а й у зоні перевантажень (діапазон відмикання г).

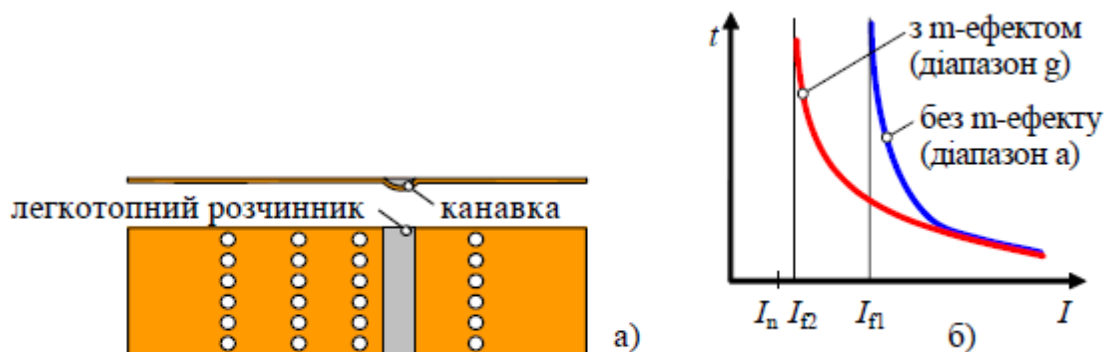


Рисунок 7.9 – Мідний топкий елемент з металургійним ефектом (а) та вплив металургійного ефекту на часо-струмові характеристики запобіжника (б)

Сучасні запобіжники для побутових та аналогічних електроустановок європейських систем D, D0 та циліндричні вставки (рис. 7.10) охоплюють діапазон номінативних струмів від 2 А до 100 А при номінативній напрузі 400 В (система D0) та 500 В (система D та циліндричні вставки). Здатність до відмикання коротких замикань у цих запобіжників сягає 40 ... 50 кА (системи D та D0) та 120 кА (циліндричні вставки).



Рисунок 7.10 – Вставки запобіжників побутового призначення систем D0, D, та циліндричні вставки різних типорозмірів, а також запобіжник системи D0 в зібраному стані на DIN рейці

Запобіжники системи D0 призначені тільки для захисту електропроводок (клас gG), циліндричні вставки, які застосовуються у комбінаціях з комутаційними апаратами, призначені для захисту електропроводок та кіл з електродвигунами (класи gG та aM), а запобіжники системи D забезпечують також захист напівпровідникових пристроїв, відтак охоплюють усі основні класи – gG, aR та aM.

Запобіжники, призначені для захисту напівпровідникових пристроїв, зазвичай не мають основ та тримачів й закріплюються на шинопроводах за допомогою болтів через отвори на виводах (рис. 7.11). Топкі елементи цих запобіжників виготовляють з чистого срібла, металургійний ефект в них не застосовують. Незважаючи на це, вони забезпечують як діапазон a, так і діапазон g.

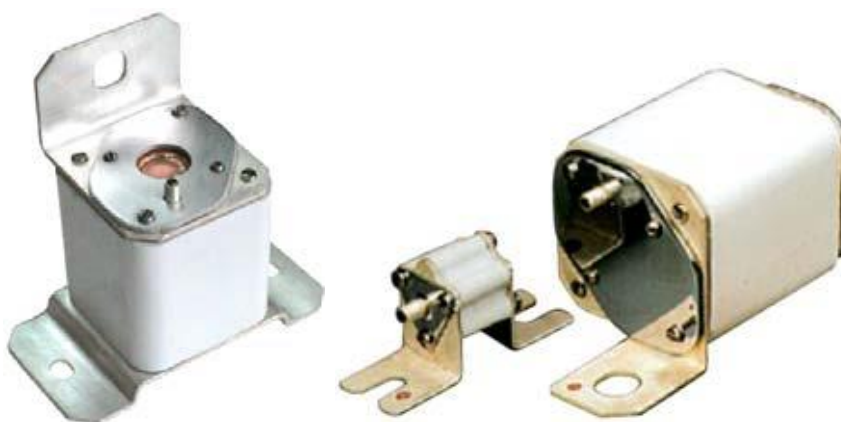


Рисунок 7.11 – Деякі вітчизняні швидкодіючі запобіжники для захисту напівпровідникових приладів

Швидкодіючі запобіжники оснащують спеціальними пристроями – ударниками (striker). При спрацьовуванні запобіжника ударник впливає на актуатор розташованого поруч комутаційного апарата кіл керування, який передає сигнал про спрацьовування вставки на пульт оператора або забезпечує виконання певних автоматичних дій. Швидкодіючі запобіжники, на відміну від будь-яких інших апаратів, забезпечують надійний захист випростувачів від внутрішніх коротких замикань (рис. 7.12), коли пошкоджений вентиль починає проводити струм в обох напрямках, внаслідок чого виникає струм короткого замикання в вентилях сусідніх плечей мосту. Запобіжники, розташовані послідовно з тими вентилями, не здатні їх захистити, але виходу їх з ладу заважає запобіжник, розташований послідовно з пошкодженим вентилям. Через цей запобіжник тече значно більший струм, тому спрацьовує саме він, розриваючи коло короткого замикання.

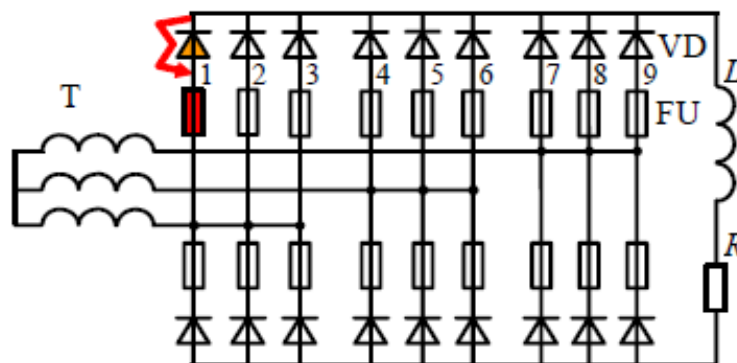


Рисунок 7.12 – Внутрішнє коротке замикання в випростувачі Ларіонова: запобіжник 1 захищає не вентиль 1, який вже вийшов з ладу, а вентиля 4 ... 9, які на момент виходу з ладу вентиля 1 лишалися непошкодженими

Для захисту радіоелектронних пристроїв застосовують мініатюрні запобіжники (miniature fuse), вставки яких (miniature fuse-link) мають принаймні один розмір, що не перевищує 10 мм (рис. 7.13-а), та субмініатюрні вставки (sub-miniature fuse-link), жодний з розмірів яких не перевищує 10 мм (рис. 7.13-б), з номінативними струмами від 2 мА до 10 А

(номінативна напруга – 250 В) та здатністю до відмикання від 35 А до 1,5 кА.



Рисунок 7.13 – Деякі конструкції мініатюрних запобіжників (а)
та субмініатюрних вставок (б)

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту були розраховані основні режими роботи мережі сумарною активною потужністю 79 МВт.

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

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

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

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

Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі порівняння ряду варіантів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

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

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

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

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

Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

