

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра
освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

на тему

**Вимірювальні трансформатори напруги, їх використання та
експлуатаційні особливості. Трансформаторна підстанція для
ЕМ потужністю 79 МВт**

Виконав: студент групи ЕЕ-20дв

Мохов А. О.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Керівник

доц. Філімоненко Н. М.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

_____ (підпис)

Київ 2024 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри

_____ доц. Руднев Є.С.

« _____ » червня 2024 року

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Мохову Андрію Олександровичу

1. Тема проекту Вимірювальні трансформатори напруги, їх використання та експлуатаційні особливості. Трансформаторна підстанція для ЕМ потужністю 79 МВт

Спецзавдання Розрахунок режимів експлуатації електричної мережі

Керівник проекту Філімоненко Ніна Миколаївна, к.т.н. доц., доц.

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

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2024 р.

3. Вихідні дані до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35 – 330 кВ.

Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів										
Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
X_A	Y_A	X_1	Y_1	X_2	Y_2	X_3	Y_3	X_4	Y_4	
111	125	91	97	44	116	108	146	166	192	

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження Р (Мвт) и $\cos\phi$ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	P_1	$\cos \phi_1$	P_2	$\cos \phi_2$	P_3	$\cos \phi_3$	P_4	$\cos \phi_4$	
T_m									
5600	10	0,923	28	0,848	24	0,848	17	0,849	

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

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

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

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

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

5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень): Згідно до презентації.

8. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Розділи проекту
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками	1 тижд.	
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.	2 тижд.	
3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Вибір компенсаційних пристроїв.	3 тижд.	
4	ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ РІЗНИХ ВИДІВ, ОСОБЛИВОСТІ СХЕМ ЇХ З'ЄДНАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ. Конструктивні особливості будови вимірювальних трансформаторів напруги. Схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів напруги	4 тижд.	
5	ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ	5 тижд.	
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	6 тижд.	
7	Оформлення проекту	7 тижд.	

Студент _____ **Мохов А. О.**
(підпис)

Керівник проекту _____ **Філімоненко Н. М.**
(підпис)

Дата видачі завдання ” 07 ” травня _____ 2024р.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 95 стор., 37 рис., 19 табл.,
24 бібл. найм.

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

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проєктованої мережі. Визначена потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування.

Проаналізовано конструктивні особливості та методи застосування вимірювальних трансформаторів напруги та схеми їх з'єднання або включення.

ABSTRACT

The explanatory note contains 95 pages, 37 figures, 19 tables,
24 bibliographic names

ELECTRICAL NETWORK, CALCULATION, SCHEMES, TRANSFORMER,
WIRE SECTIONS, ECONOMICAL OPTION, METHODS OF VOLTAGE
REGULATION

Reasonable expedient network configuration. Selected nominal voltages, wire cross-sections of power lines on all sections of the projected network. The capacity of substation transformers is determined. Selected compensating and regulating devices and their locations. Design features and methods of application of measuring voltage transformers and their connection or switching schemes are analyzed.

					РБ.141.29дв.006 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Вимірювальні трансформатори напруги, їх використання та експлуатаційні особливості. Трансформаторна підстанція	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Мохов						5	
Перевір.	Філімоненко							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднєв					СНУ ім. В. Даля, каф.ЕІ		

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	11
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	12
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	13
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	25
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	25
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	36
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	39
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	40
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
4. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ РІЗНИХ ВИДІВ, ОСОБЛИВОСТІ СХЕМ ЇХ З'ЄДНАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	57
4.1. Конструктивні особливості будови вимірювального трансформатора напруги типу ЗНОЛ-9.....	57
4.2. Конструктивні особливості будови вимірювальних трансформаторів напруги типу ЗНОМ і ЗНОМП.....	58
4.3. Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів напруги типу НКФА і ЕТН.....	63
4.4. Вимірювальні трансформатори напруги з елегазовою ізоляцією внутрішньої установки.....	65
4.5. Схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів напруги	67
4.6. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	75
4.7. Експлуатація та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги.....	82
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	85
5.1. Статична електрика та захист від неї.....	85
5.2. Атмосферна електрика та захист від неї.....	87
5.3. Інструктажі з питань пожежної безпеки.....	89
ВИСНОВКИ.....	92
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	93

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 10/0,923 = 10,8. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (10,8^2 - 10^2)^{0,5} = 4,2. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	10	+j	4,2	Машинобудування	6	II
2	28	+j	17,5	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	15,0	Машинобудування	10	II
4	17	+j	10,6	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:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 4,2 + 17,5 + 15,0 + 10,6 = 47,30. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (79,00^2 + 47,30^2)^{0,5} = 92,08. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 79,00 + 0,02 \cdot 92,08 = 4,21. \quad (1.6)$$

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 47,30 + 0,1 \cdot 92,08 = 11,57. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 79,00 + 4,21 = 79,26. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 47,30 + 11,57 = 56,51. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (79,26^2 + 56,51^2)^{0,5} = 97,34. \quad (1.10)$$

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.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						14
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	10	91	910	97	970	42	420
2	28	44	1232	116	3248	57	1596
3	24	108	2592	146	3504	14	336
4	17	166	2822	192	3264	88	1496
Разом	79,00	-	7556	-	10986	-	3848

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7556/79,00 = 96 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10986/79,00 = 139 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	111	125
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	91	97
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	44	116
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	108	146
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	166	192
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	96	139

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

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.

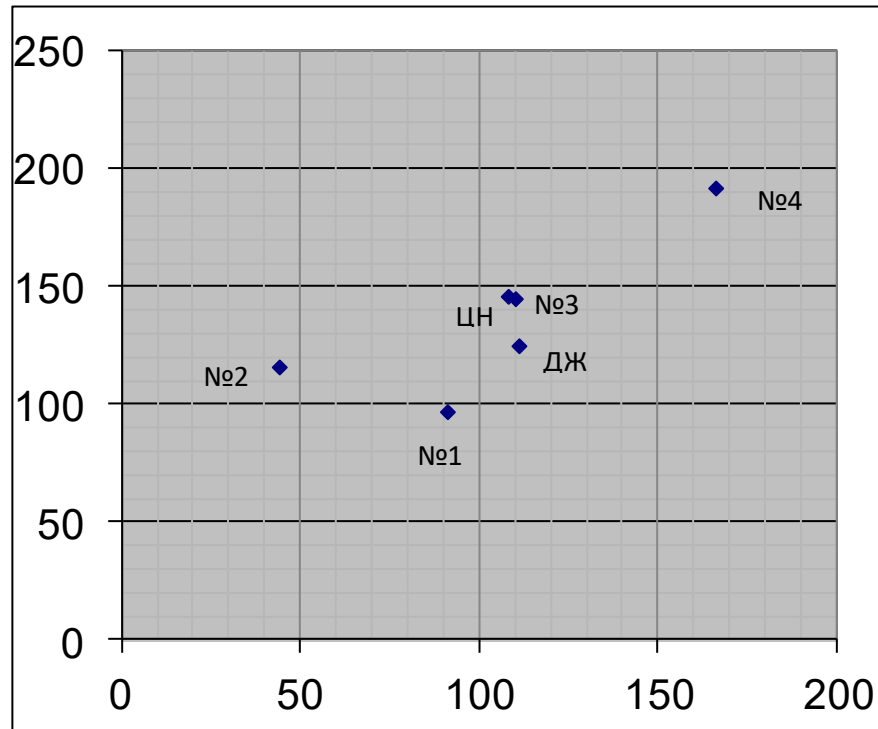


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((111-96)^2 + (125-139)^2)^{0.5} = 21. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((91-96)^2 + (97-139)^2)^{0.5} = 42. \quad (1.16)$$

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

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

$$L_{\text{с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-\text{тцн}}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3848/79,00 = 49. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{\text{дж-цн}}}{L_{\text{с.в.}}} = 21/49 = 0,43, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [((111-91)^2 + (125-97)^2)^{0,5}] \cdot 1 = 34 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
34	68	21	87	51	52	121	71	144	74

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі. Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність

електропостачання, необхідне якість електроенергії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

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

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

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

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

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						18
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

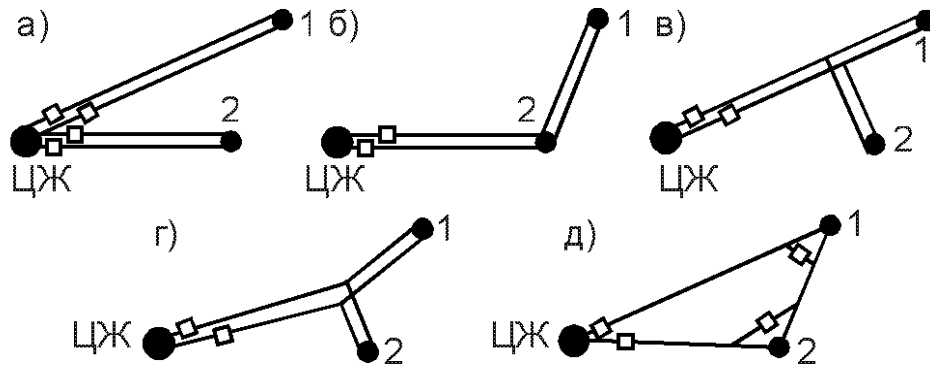


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де m – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

$$l_{\partial i l \partial 1} = 1,1 m l_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 34 = 37,4.$$

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

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

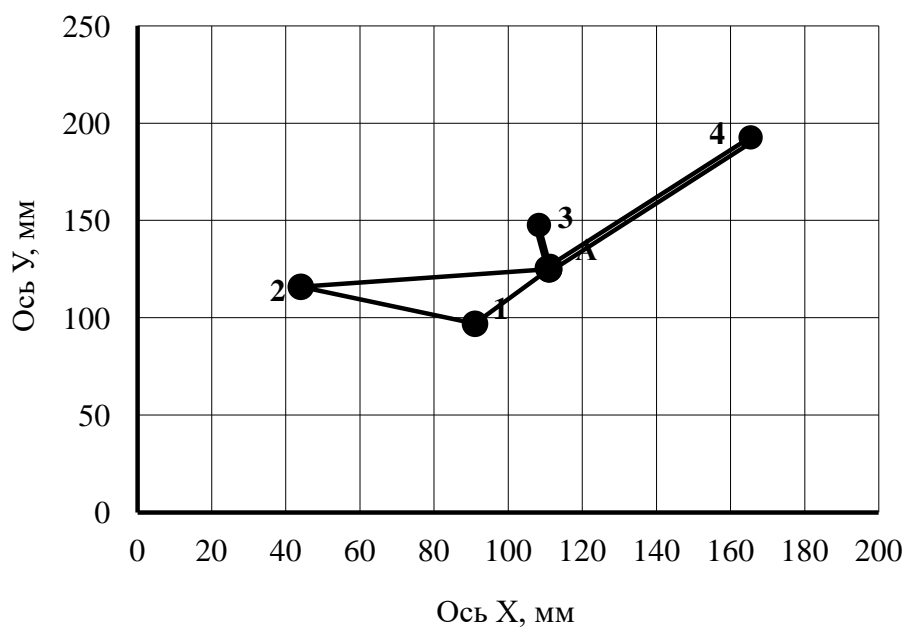


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

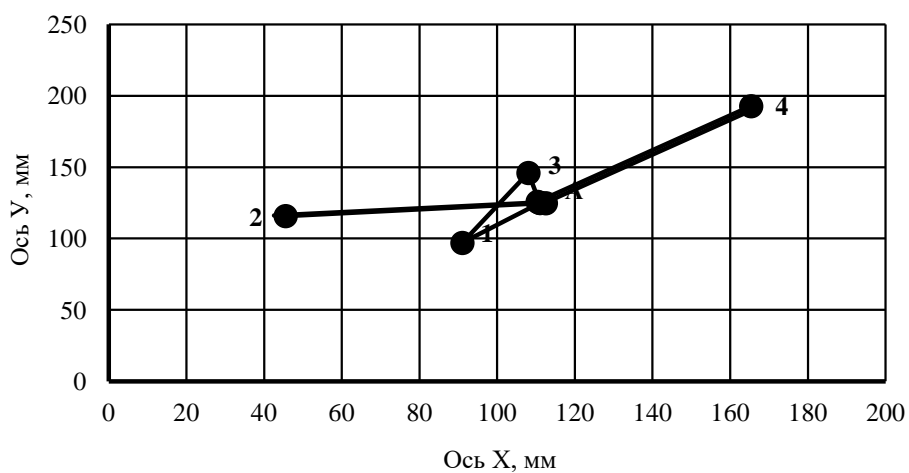


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

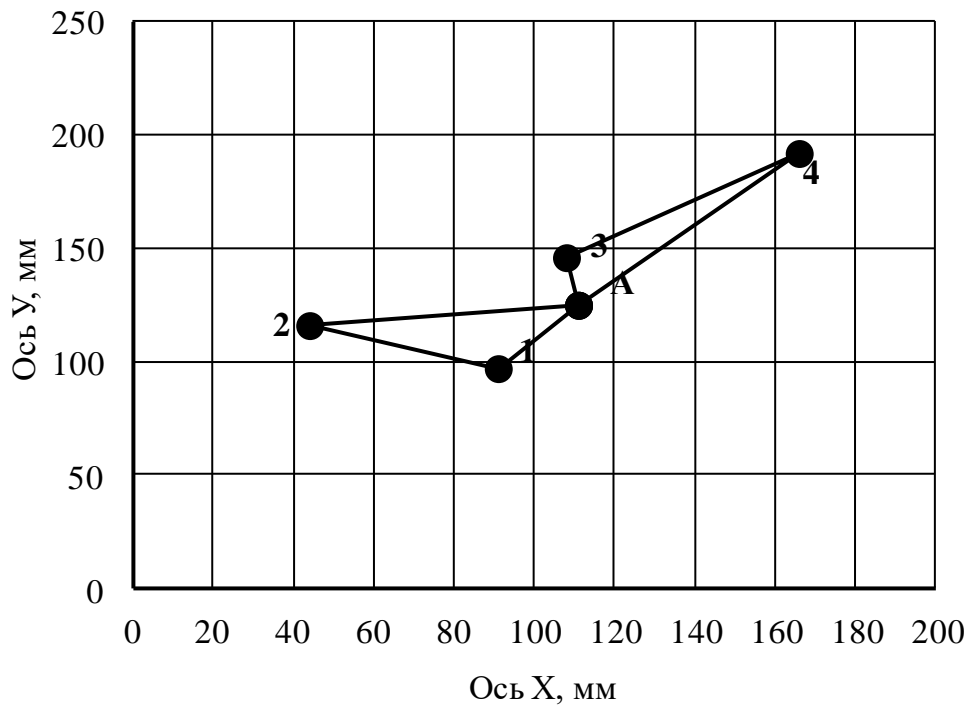


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

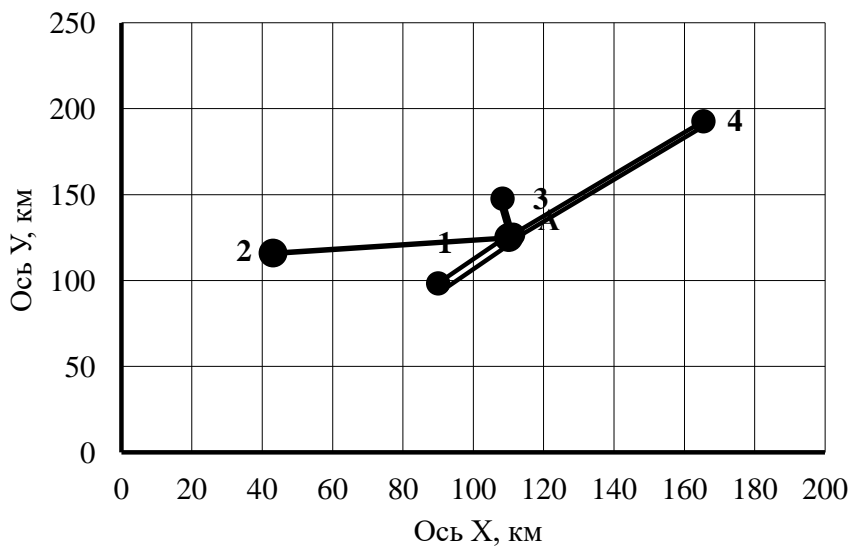


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опіра і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, l_i , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$, км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$, км	Сумарна довжина ЛЕП, L_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	34	37,4	37,4	358,4	9	385,4
	1-2	1	51	56,1	56,1			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1,6	21	23,1	37			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
“б”	A-1	1	34	37,4	37,4	390,5	9	417,5
	A-3	1	21	23,1	23,1			
	1-3	1	52	57,2	57,2			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			
	A-2	1,6	68	74,8	119,7			
“в”	A-1	1	34	37,4	37,4	368,5	12	404,5
	1-2	1	51	56,1	56,1			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1	21	23,1	23,1			
	3-4	1	74	81,4	81,4			
	A-4	1	87	95,7	95,7			
“г”	A-1	1,6	34	37,4	59,8	369,6	9	396,6
	A-2	1,6	68	74,8	119,7			
	A-3	1,6	21	23,1	37			
	A-4	1,6	87	95,7	153,1			

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

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист 25
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

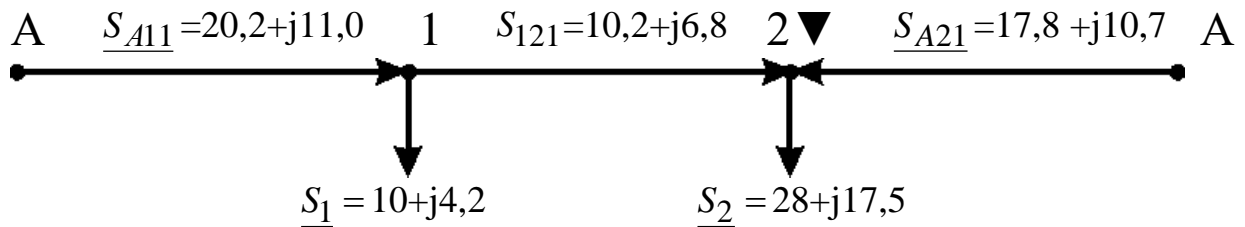


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (10 \cdot (56,1 + 74,8) + 28 \cdot 74,8) / \\ &/(37,4 + 56,1 + 74,8) = 20,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (4,2 \cdot (56,1 + 74,8) + 17,5 \cdot 74,8) /$$

$$/(37,4+56,1+74,8)=11,0. \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (20,2 + j11,0). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A21} &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial il A1} + P_2 \cdot (l_{\partial il 12} + l_{\partial il A1})}{l_{\partial il A1} + l_{\partial il 12} + l_{\partial il A2}} = (10 \cdot 37,4 + 28 \cdot (56,1 + 37,4)) / \\ &/(37,4 + 56,1 + 74,8) = 17,8, \end{aligned} \quad (2.8)$$

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

$$\begin{aligned} Q_{A21} &= \frac{Q_1 \cdot l_{\partial il A1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il 12} + l_{\partial il A1})}{l_{\partial il A1} + l_{\partial il 12} + l_{\partial il A2}} = (4,2 \cdot 37,4 + 17,5 \cdot (56,1 + 37,4)) / \\ &/(37,4 + 56,1 + 74,8) = 10,7, \end{aligned} \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (17,8 + j10,7) \quad (2.10)$$

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,

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						28
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{A11} + P_{A21} = 20,2 + 17,8 = 38,0. \quad P_1 + P_2 = 10 + 28 = 38,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 11,0 + 10,7 = 21,7. \quad Q_1 + Q_2 = 4,2 + 17,5 = 21,7 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 20,2 - 10 = 10,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 11,0 - 4,2 = 6,8. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (10,2 + j6,8). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 24 + j15,0$$

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

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

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 17 + j10,6,$$

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

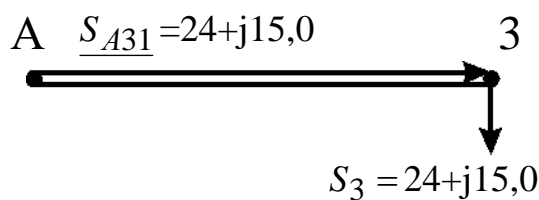


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

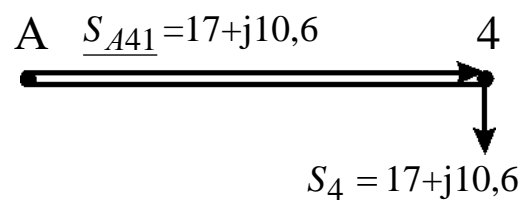


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						31
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{дiл}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{дiл}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{ндiл}$ кВ
1	A-1	37,4	20,2	1	82	110
	A-2	74,8	17,8	1	82	110
	1-2	56,1	10,2	1	64	110
	A-3	23,1	24	2	51	110
	A-4	95,7	17	2	64	110
2	A-1	37,4	10	2	66	110
	A-2	74,8	28	2	47	110
	A-3	23,1	24	2	75	110
	A-4	95,7	17	2	64	110

2.2. Розрахунок перерізів проводів

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

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

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

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

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

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n - кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (20,2^2 + 11,0^2)^{1/2} = 23,0$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 23,0 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 120,9;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m = 5600$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 120,9 / 1 = 121$$

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						33
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

припустимих до використання по ПУЕ. Зведення про їх приведені в табл. А.2.

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						34
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провуда, F , мм ²	Прийнята марка провуду	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провуду при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір провуду на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См
1	A-1	20,2	11,0	23,0	110	1	120,9	121	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-2	17,8	10,7	20,8	110	1	109,3	109	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	1-2	10,2	6,8	12,3	110	1	64,6	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74,4	74	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	52,5	53	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
2	A-1	10	4,2	10,8	110	2	28,4	28	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	28	17,5	33,0	110	2	86,7	87	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74,4	74	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	52,5	53	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55

2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

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

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 4,2 + 17,5 = 21,7.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (38,0^2 + 21,7^2)^{0,5} = 43,8.$$

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

					РБ.141.29дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		36

$$I_{авA11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 43,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 230 \text{ А.}$$

$$I_{авA11} = 230 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А.}$$

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 _H , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, I _{ав} , А, формула (2.23) при n=1	Допустимий струм, I _{доп} , А, табл.2.2
1	A-1	38,0	21,7	43,8	110	1	230	390
	A-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	390
	1-2	28	17,5	33,0	110	1	173	265
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74	265
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	53	265
2	A-1	10	4,2	10,8	110	2	28	265
	A-2	28	17,5	33,0	110	2	87	390
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	74	390
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	53	265

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

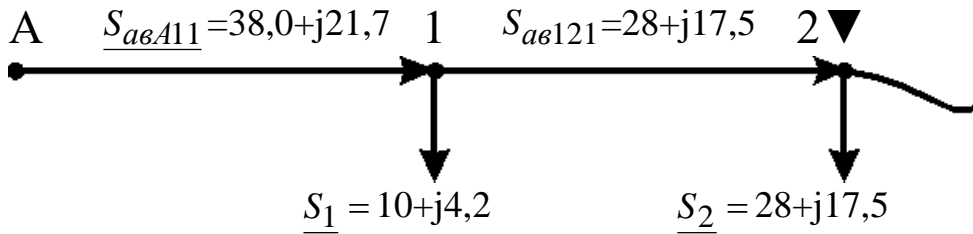


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

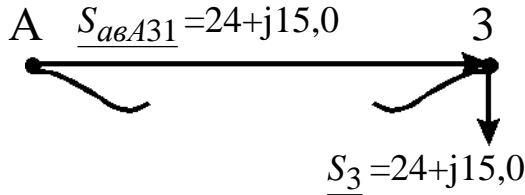


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

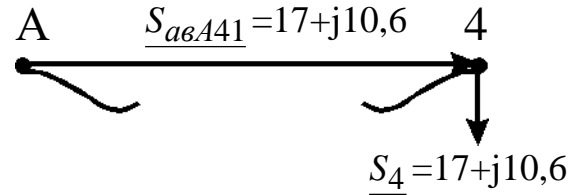


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

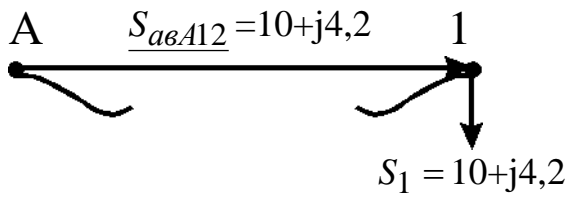


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

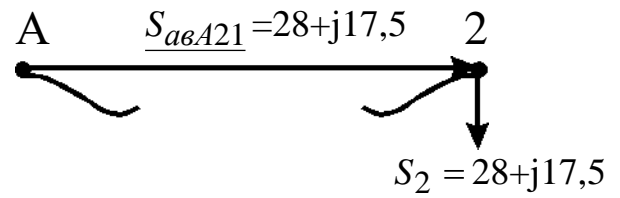


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

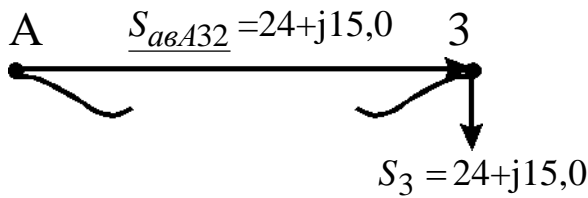


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

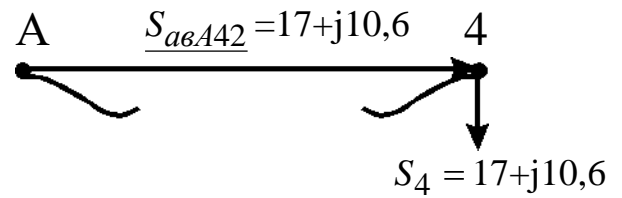


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,249 \cdot 37,4 = 9,3. \quad (2.26)$$

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,427 \cdot 37,4 = 16,0. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вА1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлА1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 37,4 \cdot 1 = 1,20, \quad (2.28)$$

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, $R_{лiнiя}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{вi}$, МВАр
1	А-1	1	0,249	0,427	37,4	9,3	16,0	2,66	1,20
	А-2	1	0,249	0,427	74,8	18,6	31,9	2,66	2,41
	1-2	1	0,428	0,444	23,1	9,9	10,3	2,55	0,71
	А-3	2	0,428	0,444	95,7	41,0	42,5	2,55	5,91
	А-4	2	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	2,55	2,31
2	А-1	2	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	2,55	2,31
	А-2	2	0,249	0,427	74,8	18,6	31,9	2,66	4,82
	А-3	2	0,249	0,427	95,7	23,8	40,9	2,66	6,16
	А-4	2	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	2,55	2,31

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------

2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

Для забезпечення нормальних умов роботи споживачів електроенергії необхідно, насамперед, забезпечити належну величину напруги у вузлових пунктах мережі. Для цього звичайно обмежують втрати напруги в мережі при максимальних навантаженнях як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. Так, у мережах 35 – 110 кВ у нормальному режимі $\Delta U_{дон} \leq 7,5\%$, а в післяаварійних режимах - $\Delta U_{авддон} \leq 15\%$ [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,:

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.29дв.006 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 9,3/1 = 9,3.$$

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

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

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (38,0 \cdot 9,3 + 21,7 \cdot 16,0) / 110 = 6,4.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 9,9/1 = 9,9.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 16,0/1 = 10,3.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (28 \cdot 9,9 + 17,5 \cdot 10,3) / 110 = 4,2.$$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

					РБ.141.29дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		41

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 6,4 \cdot 100 / 110 = 5,8.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 4,2 \cdot 100 / 110 = 3,8.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 5,8 + 3,8 = 9,6\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

					РБ.141.29дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		42

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, $l_{дл}$ 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, $P_{дл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-120/19	0,249	0,427	37,4	9,3	16,0	38,0	21,7	6,4	5,8	
	A-2	АС-120/19	0,249	0,427	74,8	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	23,1	9,9	10,3	28	17,5	4,2	3,8	
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	95,7	41,0	42,5	24	15,0	14,7	13,4	
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	17	10,6	4,1	3,7	
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	74,8	32,0	33,2	10	4,2	4,2	3,8	
	A-2	АС-120/19	0,249	0,427	23,1	5,8	9,9	28	17,5	3,1	2,8	
	A-3	АС-120/19	0,249	0,427	95,7	23,8	40,9	24	15,0	10,8	9,8	
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	37,4	16,0	16,6	17	10,6	4,1	3,7	

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10 / 0,923 = 10,8.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 10,8 = 7,6.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТДН-10000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 10 \text{ МВА.}$$

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

					РБ.141.29дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		44

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (10,8 - 10) \cdot 100 / 10 = 8,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$,

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, $U_{ноін}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	10	4,2	10,8	7,6	110	6
2	28	17,5	33,0	23,1	110	6
3	24	15,0	28,3	19,8	110	10
4	17	10,6	20,0	14,0	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	ТДН-10000/110	10	115/6,3	10,5	60	14	0,7	420	7,95	139	70	+ 9 ×	1,78	%	8,0
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	32,0
3	ТРДН-25000/110	25	115/10,5	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	13,2
4	ТДН-16000/110	16	115/10,5	10,5	85	19	0,7	545	4,38	86,7	112	± 9 ×	1,78	%	25,0

РБ.141.29ДВ.006 ПЗ

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (20,2^2 + 11,0^2)^{0,5} = 23,0.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділA1}} = \left(\frac{S_{\text{ділA1}}}{U_{\text{ділнA1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцA1}}}{n_{A1}} = (23,0/110)^2 \cdot 9,3/1 = \text{Ошибка! Источник}$$

ссылки не найден.,

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5600/10000)^2 \cdot 8760 = 4098. \quad (2.37)$$

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau$ =**Ошибка!** **Источник** **ссылки** **не**
найден. $4098=1668$ МВт·год,

Результати розрахунку втрат потужності й електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.8.

2.7.2. Втрати у трансформаторах. При розрахунку втрат потужності в трансформаторах доцільно визначити втрати активної потужності в сталі (наприклад для вузла №1), МВт,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 14,0 \cdot 10^{-3} = 0,028. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 60,0 \cdot 10^{-3} \cdot (10,8/10,0)^2 = 0,035 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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	20,2	11,0	23,0	110	1	9,3	0,407	2,82	1668	11544
	A-2	17,8	10,7	20,8	110	1	18,6	0,665		2725	
	1-2	10,2	6,8	12,3	110	1	9,9	0,124		508	
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	41,0	1,357		5561	
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	16,0	0,264		1082	
2	A-1	10	4,2	10,8	110	2	16,0	0,077	1,97	316	8057
	A-2	28	17,5	33,0	110	2	18,6	0,837		3430	
	A-3	24	15,0	28,3	110	2	23,8	0,788		3229	
	A-4	17	10,6	20,0	110	2	16,0	0,264		1082	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,028 + 0,035 = 0,063. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5600/10000)^2 \cdot 8760 = 4098, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5600 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,028 \cdot 8760 + 0,035 \cdot 4098 = 388,7.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		50

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	10,8	10,0	14,0	60,0	0,028	0,035	0,063	0,470	388,7	2737,2
2	33,0	25,0	27,0	129,0	0,054	0,112	0,166		932,0	
3	28,3	25,0	27,0	129,0	0,054	0,083	0,137		813,2	
4	20,0	16,0	19,0	85,0	0,038	0,066	0,104		603,3	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 2,82 + 0,470 = 3,29. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 1,97 + 0,470 = 2,44. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 11544,00 + 2737,2 = 14281. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 8057,00 + 2737,2 = 10794. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

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

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

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі $U_H=110$ кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,28$$

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

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		53

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 4,2 - 1,4 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , 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	4,2	0,28	2,8	1,4	10 +j 2,8
2	28	17,5		7,8	9,7	28 +j 7,8
3	24	15,0		6,7	8,3	24 +j 6,7
4	17	10,6		4,8	5,8	17 +j 4,8

РОЗДІЛ 4

ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ РІЗНИХ ВИДІВ, ОСОБЛИВОСТІ СХЕМ ЇХ З'ЄДНАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ

4.1 Конструктивні особливості будови вимірювального трансформатора напруги типу ЗНОЛ-9

Вимірювальний трансформатор напруги ЗНОЛ-9 на 3-10 кВ (рис. 4.1), на відміну від НОЛ, має один заземлений високовольтний вивід і дві вторинні обмотки. Напряга основної вторинної обмотки 100:3, а додаткової у залежності від призначення 100/3; 100; 127 В.

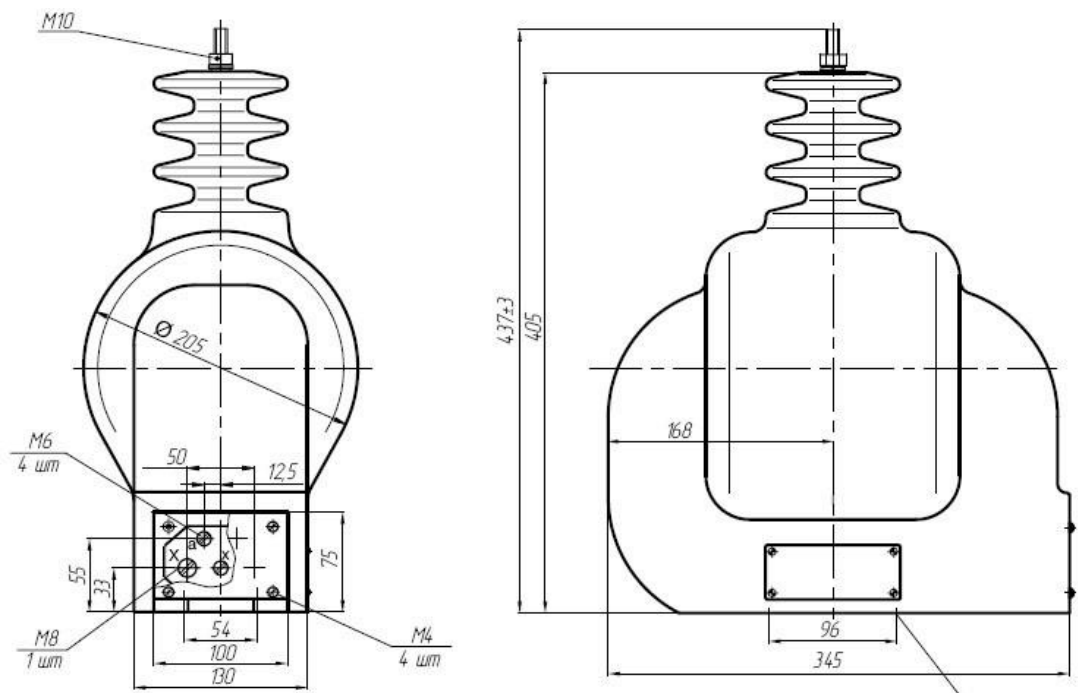


Рисунок 4.1 – Трансформатор ЗНОЛ - 9

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

Трансформатор являє собою магнітопровід стрижневого типу з холоднокатаної сталі з обмотками, розташованими на ньому концентрично. Магнітопровід і обмотки, залиті епоксидною смолою, утворюють єдиний литий блок. Первинна обмотка екранована алюмінієвою фольгою. Один кінець первинної обмотки заземлений і виведений поруч із виводами вторинної обмотки в нижній частині блоку. Другий кінець первинної обмотки приєднаний до шпильки, що, виходячи через приплив у верхній частині блоку, утворюючи високовольтний вивід. Литий блок кріплять на сталевій підставі, електрично з'єднаний з магнітопроводом. На підставі розташований болт заземлення.

4.2 Конструктивні особливості будови вимірювальних трансформаторів напруги типу ЗНОМ і ЗНОМП

Вимірювальні трансформатори напруги ЗНОМ-27 і ЗНОМП-40,5 використовуються для включення в мережу напругою 27 і 35 кВ.

Трансформатори напруги типу ЗНОМ-27 і ЗНОМП-40,5 (ЗНОМП-35) є однофазними масляними трансформаторами зовнішньої установки. Вони мають шихтоване осердя з електротехнічної сталі, на який намотані вторинна і первинна багат шарова циліндрична обмотка з тонкого мідного дроту круглого перетину. Вимірювальний трансформатор напруги типу ЗНОМ і ЗНОМП показано на рис. 4.2.

Активна частина трансформатора поміщена в корпус, на якому розташована коробка вторинних виводів, бобишка заземлення, табличка з технічними даними, отвори для монтажу на фундамент або опору. Ізоляція вимірювального трансформатора напруги виконана з ізоляційного трансформаторного паперу, висушеного під вакуумом і просоченого трансформаторним маслом. Високовольтний вивід обмотки проходить через порцелянову покрішку, заповнену трансформаторним маслом. Зверху порцелянаної покрішки розташований маслорозширювач з вузлом

герметизації. Конструкція трансформатора напруги і наявність вузла герметизації виключає необхідність перевірки характеристик трансформаторного масла протягом всього терміну експлуатації при збереженні його високих технічних характеристик. Вимірювальний трансформатор напруги ЗНОМП-40,5 (ЗНОМП-35) забезпечує облік електроенергії в класі точності 0,2 [14-17].



Рисунок 4.2 – Вимірювальний трансформатор напруги типу ЗНОМ і ЗНОМП

Трансформатори напруги ЗНОМ-27 і ЗНОМП-40,5 (ЗНОМП-35) мають надійну і стабільну працездатність у всьому допустимому діапазоні робочих температур, кліматичних і механічних навантажень, а також при забрудненні навколишнього середовища, маючи питому довжину шляху витoku 2,95 і 2,25 см / кВ відповідно.

Будова вимірювальних трансформаторів напруги типу НОМ

Вимірювальний трансформатор напруги НОМ показаний на рис. 4.3. Він є однофазним масляним трансформатором у вигляді сердечника з листової сталі, на якому розташовані первинна і вторинна обмотки.

Кінці вторинних обмоток а.1, а2 і х підведені до контактних затисків у нижній частині трансформатора. Ізоляція первинної і вторинної обмоток просочена епоксидним компаундом, що має гарну адгезію (зчеплення). Епоксидним компаундом заливають магнітопровід і обмотки, утворюючи литий блок [14-17].

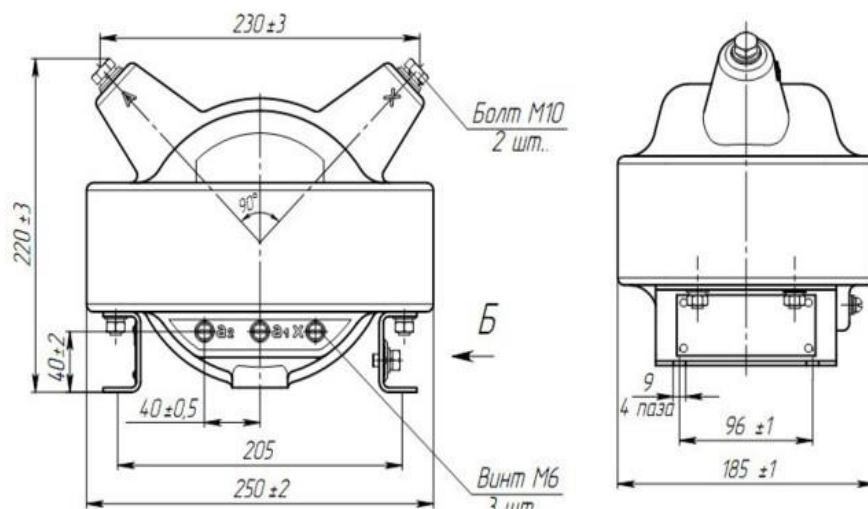


Рисунок 4.4 – Трансформатор НОМ-11-06

Литий блок за допомогою кронштейнів, електрично з'єднаних з магнітопроводом, може кріпитися до конструкцій у будь-якому положенні. На одному із кронштейнів є болт заземлення.

Трансформатори НІС-0,5 і НТС-6,5 на напругу 500/100 В виготовляють сухими, без масла. Магнітопровід зовні стягується за допомогою шпильок і пластинок зі смугового або кутового заліза, що закінчуються лапками для кріплення трансформатора на конструкціях.

Обмотки трансформатора із зовнішніми ланцюгами з'єднують на двох текстолітових планках затисків, укріплених над магнітопроводом. Обмотки трансформатора надійно ізолюють пресшпаном, а їхні виводи між планкою затисків і котушкою обмотки розміщують у трубку з ізоляційного матеріалу. У нижній частині магнітопроводу є болт заземлення. Будова вимірювальних трансформаторів напруги типу НКФ і НКФ-М

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

Вимірювальні трансформатори напруги серії НКФ і НКФ-М однофазні, індуктивні, масляні, зовнішньої установки, в порцеляновій покривці для включення в мережі з номінальною напругою від 66 до 500 кВ.

Зовнішній вигляд вимірювальних трансформаторів напруги НКФ і НКФ-М приведений на рис. 4.5.



Рисунок 4.5 –Зовнішній вигляд вимірювального трансформатора напруги серії НКФ і НКФ-М

Вимірювальні трансформатори напруги виконані за каскадною схемою: на клас напруги 66, 110 і 132 кВ - одноблокові, на 150, 220 і 330 кВ - двохблокові, а на 400 і 500 кВ - трьохблокові. Кожен блок трансформатора має свою активну частину і обмотки з електростатичними екранами. Активна частина поміщена в порцелянову покривку, заповнену трансформаторним маслом.

Опорою трансформатора (блоку) є цоколь, на який монтується активна частина і порцелянова покривка. Цоколь має зливний пристрій, коробку вторинних виводів, кабельну муфту, бобишки заземлення і табличку з технічними даними. Магнітопровід виготовлений з пластин анізотропної, холоднокатаної електротехнічної сталі.

Конструкція обмоток - циліндрична, багат шарова.

Ізоляція трансформатора напруги виконана з ізоляційного трансформаторного паперу, висушеного під вакуумом і просоченого трансформаторним маслом.

Електропровідні екрани на обмотках і магнітопроводах покращують стійкість трансформаторів напруги проти ударних атмосферних перенапруг і знижують рівень часткових розрядів [14-17].

4.3 Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів напруги типу НКФА і ЕТН

Вимірювальні трансформатори напруги серії НКФА - однофазні, електромагнітні, масляні, чотирьохобмоткові, антирезонансні, зовнішньої установки. Вони призначені для перетворення електричної напруги змінного струму частотою 50 Гц або 60 Гц з метою його подальшого вимірювання та подачі на входи засобів вимірювальної техніки, пристроїв захисту і сигналізації.

Трансформатори напруги серії НКФА виготовляються на класи напруги від 110 кВ до 500 кВ.

Основними відмінностями трансформаторів напруги НКФА, від трансформаторів напруги серій НКФ і НКФ-М, є стійкість до ферорезонансних явищ та наявність 3-х вторинних обмоток (НКФ і НКФ-М мають 2-і вторинні обмотки).

Трансформатори напруги серії НКФА виготовляються як негерметичні, так і герметичні. Герметизація здійснюється за допомогою компенсатора. Трансформатор напруги типу НКФА показано на рис. 4.6.



Рисунок 4.6 – Вимірювальний трансформатор напруги серії НКФА

Вимірювальні трансформатори напруги серії ЕТН - ємнісні, однофазні, масляні, чотирьохобмоткові, антирезонансні, зовнішньої установки. Вони призначені для застосування в електричних ланцюгах змінного струму частотою 50 Гц із заземленою нейтраллю, з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації і керування, а також для забезпечення високочастотного зв'язку.

Трансформатори напруги серії ЕТН мають антиферрорезонансні властивості, представляють собою єдину конструкцію ємнісного модуля і електромагнітного пристрою [14-17].

Трансформатори серії ЕТН виготовляються на класи напруги від 110 кВ до 750 кВ. Трансформатори ЕТН мають герметичну конструкцію. На рис. 4.7 зображено трансформатор напруги типу ЕТН.

Основною відмінністю трансформаторів напруги ЕТН від трансформаторів напруги серій НКФ, НКФ-М, НКФА є наявність виводу для підключення апаратури високочастотного зв'язку.



Рисунок 4.7 – Вимірювальний трансформатор напруги типу ЕТН

4.4 Вимірювальні трансформатори напруги з елегазовою ізоляцією внутрішньої установки

Вони призначені для застосування в комплектних розподільних пристроях з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) для живлення електровимірювальних приладів, ланцюгів захисту та сигналізації, а також як випробувальні трансформатори при живленні з боку вторинних обмоток. Трансформатори призначені для роботи у приміщеннях (рис. 4. 8) [18].

Трансформатори заповнені елегазом. Контроль тиску – загальний за КРУЕ.

Конструкція

Конструкція трансформаторів передбачає запобіжний пристрій (мембрану), що не допускає збільшення надлишкового тиску всередині

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

трансформатора понад 7 кгс/см^2 при аварії, пов'язаній із пробоем внутрішньої ізоляції та горінням дуги. При цьому потік газу спрямований уздовж корпусу трансформатора.



Рисунок 4.8 – Елегазовий вимірювальний трансформатор напруги серії ЗНОГ

Технічні характеристики

Трансформатори ЗНОГ мають характеристики, наведені нижче(табл.4.1)

Обслуговування

Трансформатори мають стабільні характеристики ізоляції протягом усього терміну служби та не вимагають середніх та капітальних ремонтів із сушінням або заміною ізоляції. Трансформатори вибухо-, пожежобезпечні: не руйнуються металоконструкції та не виникає пожежа при короткому замиканні. Трансформатори розраховані на первинну напругу 110 – 500 кВ.

Документи та гарантії

Трансформатори відповідають вимогам ДСТУ ГОСТ 1983-2003, технічним умовам та робочим кресленням.

При дотриманні споживачем умов транспортування, зберігання, монтажу та експлуатації підприємство зобов'язується безоплатно замінити або відремонтувати трансформатор, що вийшов з ладу, протягом

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

гарантійного строку за умови дотримання споживачем вимог керівництва з експлуатації.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики елегазових трансформаторів напруги

Тип изделия	Номинальное напряжение, В		
	первичное	вторичное основной обмотки	вторичное дополнительной обмотки
НКГ-362 П I У1 (НКГ-330 П I У1)	330000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НКГ-525 П I У1 (НКГ-500 П I У1)	500000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НОГ-123 П I У1 (НОГ-110 П I У1)	110000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НОГ-145 Ш Ш У1 (НОГ-132 Ш Ш У1)	132000/ $\sqrt{3}$	110/ $\sqrt{3}$	110
НОГ-170 П I У1 (НОГ-150 П I У1)	150000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НОГ-245 П I У1 (НОГ-220 П I У1)	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
ЗНОГМ-123 04	110000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
ЗНОГМ-245 04	220000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100

Трансформатори відповідають наступним показникам:

1. середній термін служби – 30 років;
2. гарантійний термін зберігання – 1 рік;
3. гарантійний термін експлуатації:
 - о з моменту введення в експлуатацію – 3 роки;
 - о з дня відвантаження з підприємства-виробника – не більше 3,5 років

4.5 Схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів напруги

Наведемо літерні позначення трансформаторів: перша літера вказує на кількість фаз (О — однофазний, Т — трифазний). Наступна (одна або дві літери) розшифровують вид охолодження. Літерами С, СЗ, СТ, СД

буквами А, В, С, а вторинної НН - а, б, з і цифрою 0. В однофазних трансформаторів виводи мають відповідно позначення А-Х, а-х.

Схема включення однофазного вимірювального трансформатора напруги представлена на (рис. 4.9). Запобіжники FV1 і FV2 захищають мережу високої напруги від пошкоджень первинної обмотки TV. Запобіжники FV3 і FV4 (або автоматичні вимикачі) захищають TV від пошкоджень в навантаженні.

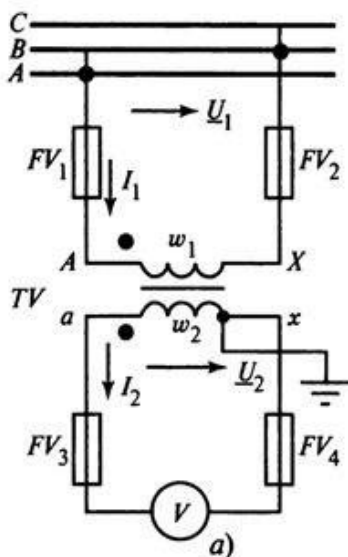


Рисунок 4.9 – Схема включення вимірювального трансформатора напруги

Схема з'єднання двох однофазних трансформаторів напруги TV1 і TV2 у відкритий трикутник (рис. 4.10). Трансформатори включені на дві міжфазні напруги, наприклад UAB і UBC. Напруга на затискачах вторинних обмоток. TV завжди пропорційна міжфазним напругам, підведеним з первинної обмотки. Між проводами вторинного ланцюгу включається навантаження (реле).

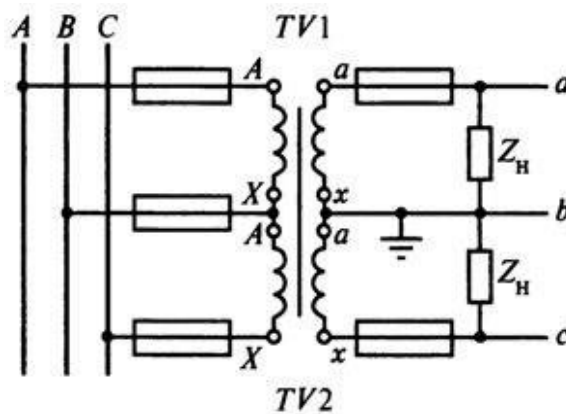


Рисунок 4.10 – Схема з'єднання двох однофазних трансформаторів напруги у відкритий трикутник

Схема дозволяє отримувати всі три міжфазні напруги U_{AB} , U_{BC} та U_{CA} (не рекомендується приєднувати навантаження між точками a і c , так як через трансформатори буде протікати додатковий струм навантаження, що викликає підвищення похибки).

Схема з'єднання трьох однофазних трансформаторів напруги в зірку, наведена на (рис. 4.11). Вона призначена для отримання напруг фаз відносно землі і міжфазних (лінійних) напруг. Три первинні обмотки TV з'єднуються в зірку. Початок кожної обмотки L приєднуються до відповідних фаз лінії, а кінці X об'єднуються в загальну точку (нейтраль $N1$) і заземлюються [14,19].

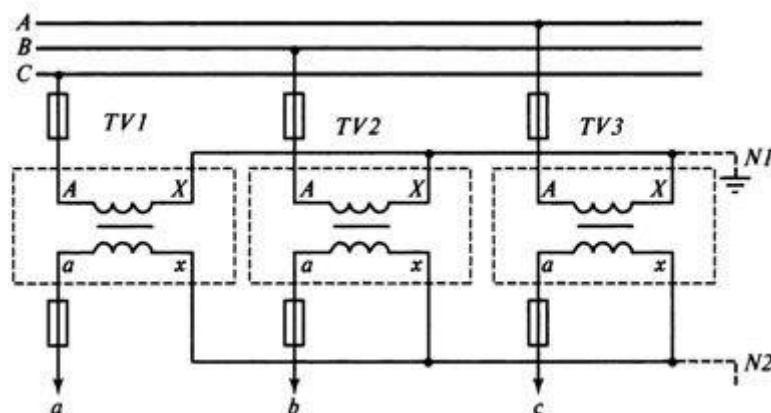


Рисунок 4.11 – Схема з'єднання трьох однофазних трансформаторів напруги в зірку

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

При такому включенні до кожної первинної обмотки трансформатора напруги (ТН) підводиться напруга фази ЛЕП відносно землі. Кінці вторинних обмоток ТН (x) також з'єднують в зірку, нейтраль якої N2 з'єднується з нульовою точкою навантаження. У наведеній схемі нейтраль первинної обмотки (точка N1) жорстко пов'язана із землею і має потенціал, рівний нулю, такий же потенціал матимуть нейтраль N2 і пов'язана з нею нейтраль навантаження.

При такій схемі фазні напруги на вторинній стороні відповідають фазним напруженням щодо землі первинної сторони. Заземлення нейтралі первинної обмотки трансформатора напруги і наявність нульового проводу у вторинному ланцюзі є обов'язковою умовою для отримання фазних напруг щодо землі.

Схема з'єднання однофазних трансформаторів напруги в фільтр напруги нульової послідовності приведена на рис. 4.12.

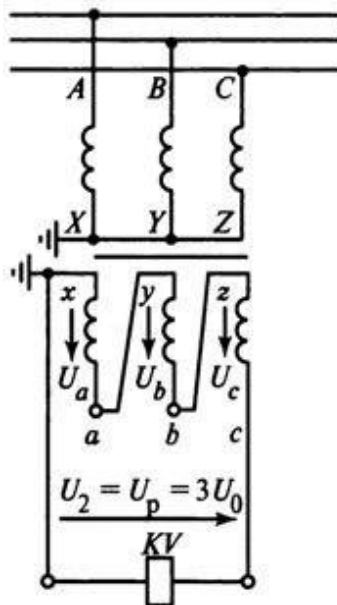


Рисунок 4.12 – Схема з'єднання трьох однофазних трансформаторів напруги в фільтр напруг нульової послідовності

Первинні обмотки з'єднані в зірку із заземленою нейтраллю, а вторинні - послідовно, утворюючи незамкнений трикутник. До затисків розімкнутих вершин трикутника приєднуються реле напруги KV. Напруга U_2 на затискачах розімкнутого трикутника дорівнює геометричній сумі напруг вторинних обмоток:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c = 3U_0$$

Розглянута схема є фільтром нульової послідовності (НП). Необхідною умовою роботи схеми в якості фільтра НП є заземлення нейтралі первинної обмотки ТН. Застосовуючи однофазні ТН з двома вторинними обмотками, можна з'єднати одну з них за схемою зірки, а другу - за схемою розімкнутого трикутника, як показано на рис. 4.13.

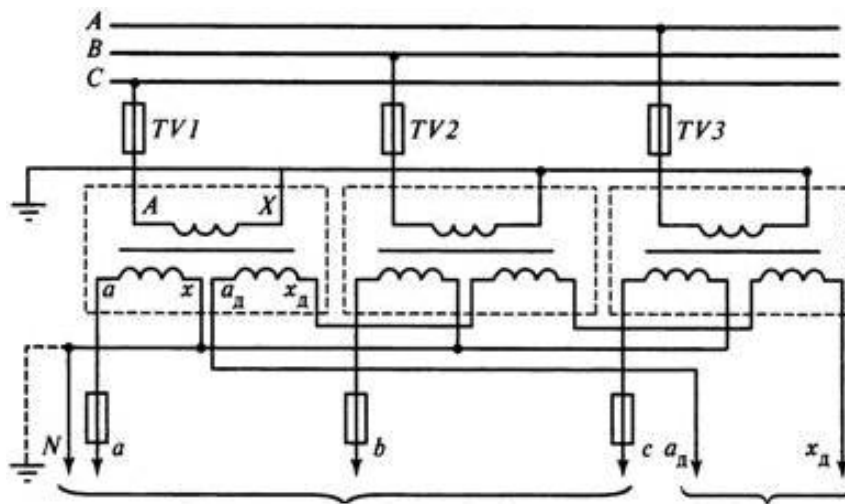


Рисунок 4.13 – Схема включення трьох однофазних трансформаторів напруги для контролю ізоляції

Номінальна вторинна напруга у обмотки, призначеної для з'єднання в розімкнутий трикутник, приймається рівною для мереж із заземленою нейтраллю 100 В, а для мереж з ізолюваною нейтраллю 100/3 В.

Схема включення трифазного трьохстержневого трансформатора напруги показана на рис. 4.14. Нейтраль ТН заземлена.

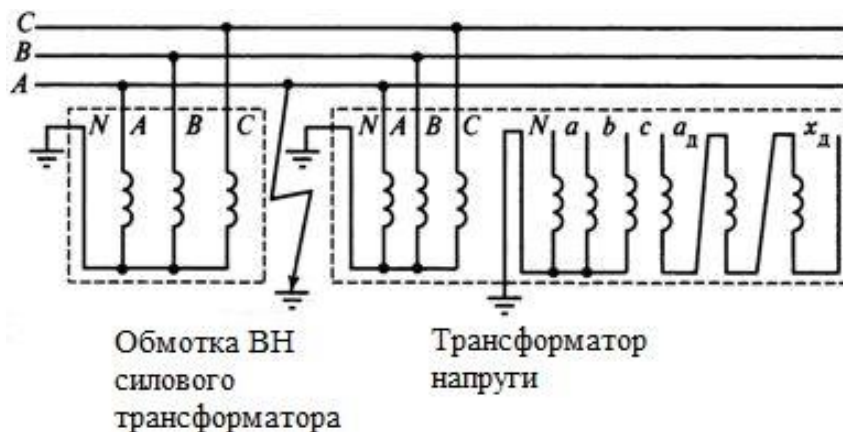


Рисунок 4.14 – Схема включення трифазного трьохстержневого трансформатора напруги в системі із заземленою нейтраллю

У п'яти стержневих трансформаторах, схема яких приведена на рис.4.15, для замикання потоків Φ_0 служать четвертий і п'ятий стрижень.

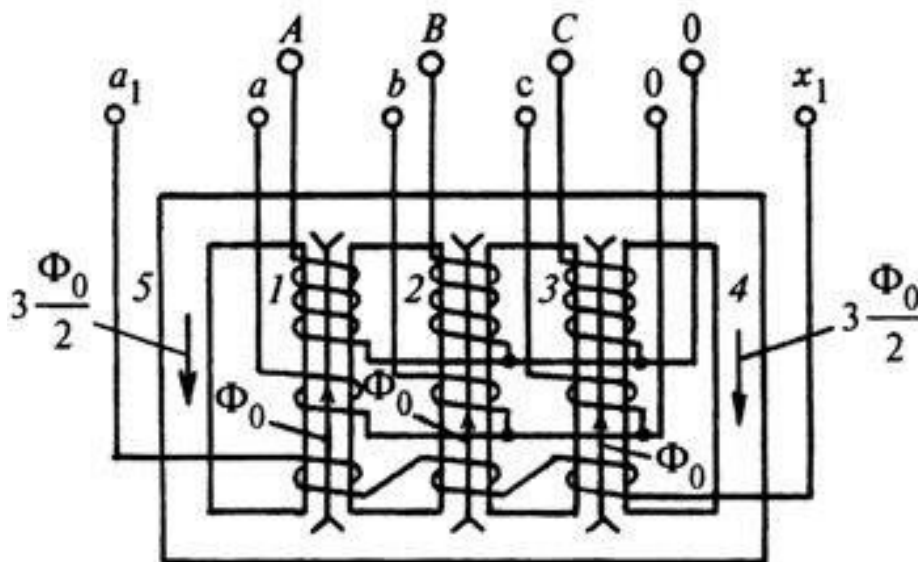


Рисунок 4.15 – Шляхи замикання магнітних потоків нульової послідовності в трифазному п'яти стержневом трансформаторі напруги

Для отримання $3U_0$ від трифазного п'яти стержневого трансформатора напруги на кожному з його основних стрижнів 1, 2 і 3 виконується додаткова (третя) обмотка, з'єднана за схемою розімкнутого трикутника.

Напруга на виводах цієї обмотки з'являється лише при КЗ на землю, коли виникають магнітні потоки НП, замикаються 4 і 5 стержні магнітопровода. Схеми з п'яти стержневим ТН дозволяють отримувати одночасно з напругою НП фазні і міжфазні напруги. Застосовуються для вимірювання тиску і контролю ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю.

При вимірюванні потужності або енергії трифазної системи застосовується схема включення трансформатора напруги, наведена на рис. 4.16.

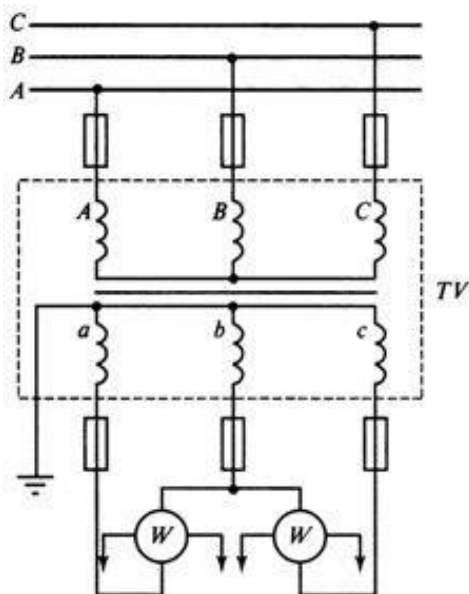


Рисунок 4.16 – Схема включення трифазного трьохстержневого трансформатора напруги для вимірювання потужності за допомогою методу двох ватметрів

4.6 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

При виборі вимірювальних трансформаторів напруги враховують то, що первинна обмотка включена на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів і реле. Для безпеки обслуговування один вихід вторинної обмотки заземлений.

Номінальний коефіцієнт трансформації визначається за допомогою наступного виразу:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (4.1)$$

Розсіювання магнітного потоку і втрати в осерді приводять до похибки вимірювань

$$\Delta U\% = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_1} 100. \quad (4.2)$$

Аналогічно трансформаторам струму, вектор вторинної напруги тут зсунутий щодо вектора первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку. У залежності від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Конструкцією трансформаторів напруги передбачається компенсація похибки за напругою шляхом зменшення числа витків первинної обмотки, а також компенсація кутової похибки за рахунок спеціальних 37абл.37суючи обмоток.

Сумарне споживання обмоток вимірювальних приладів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинне перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, інакше це приведе до збільшення похибок.

Трансформатори напруги вибираються за наступними умовами:

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		75

- за напругою установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (4.3)$$

- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- за вторинним навантаженням:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (4.4)$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність в обраному класі точності (для однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, слід взяти сумарну потужність усіх фаз);

$S_{2\Sigma}$ - навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги.

Для прикладу розглянемо умови вибору вимірювального трансформатора напруги, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 20$ кВ.

Схема включення вимірювальних приладів до ТН приведена на рис. 4.17.

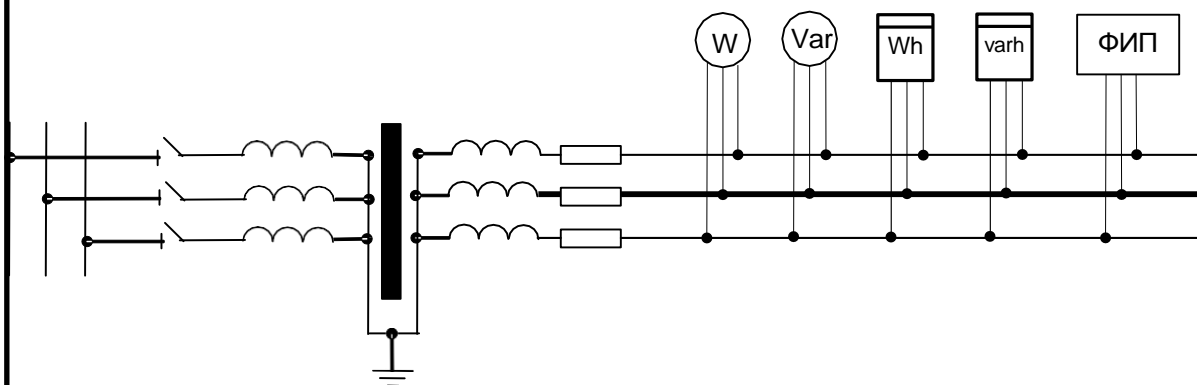


Рисунок 4.17 – Схема включення вимірювальних приладів до ТН

Трансформатор напруги типу ЗНОМ-20-63У2 , вбудований в КЕС:

$U_{н1} = 20$ кВ.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

$$S_{2н} \geq S_{2розр.}, \quad (4.5)$$

де $S_{2н} = 75 \cdot 3 = 225$ (В·А) (в класі точності 0,5) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ Складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Параметри трансформаторів напруги

Назва приладу	Тип	S однієї катуш ки	К-ть катуш ок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И680	2 Вт	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-372	3	1	1	0	3	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-372	3	1	1	0	3	—
Сумарне значення						71	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (4.6)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В}\cdot\text{А)};$$

$$S_{2\text{розр}} = 71,65 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 225 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Отже умова виконується і трансформатор буде працювати в обраному класі точності [17].

Вибір інших трансформаторів напруги проводимо аналогічно.

Вибрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, визначеному технічними вимогами, що забезпечує точний облік електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

На ЛЕП – 35 кВ встановлюємо трансформатор напруги ЗНОМ-35-65У1. Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{розр}}, \quad (4.7)$$

де $S_{2\text{н}} = 150 \cdot 3 = 450 \text{ (В}\cdot\text{А)}$ (в класі точності 0,5 [14]) вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2\text{розр}}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2\text{розр}}$ Використовуємо дані табл. 4.3. Схема підключення приладів до трансформатора напруги наведена на рис. 4.17.

Таблиця 4.3 – Прилади підключенні до ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність		
							P, Вт	Q, Вар	
Ватметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-	
Варметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-	
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3,0	-	
Лічильник активної енергії	И-680	2,0 Вт	2	0,925	0,38	1	4,0	9,7	
Лічильник реактивної енергії	И-676	3,0 Вт	2	0,925	0,38	1	6,0	14,5	
Разом								19	24,2

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19^2 + 24,2^2} = 30,8 \text{ (В·А)};$$

$$S_{2н} = 150 \cdot 3 = 450 \text{ (В·А)};$$

$$S_{2\Sigma} = 30,8 \text{ (В·А)} < S_{2н} = 450 \text{ (В·А)},$$

Отже, умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності. Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, встановленому технічними вимогами, що забезпечує точний контроль електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

Розглянемо умови вибору трансформатора напруги для ЛЕП – 220 кВ. Вибираємо трансформатор напруги НКФ-330-58.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню. Відповідно до (3.7) $S_{2н} = 400 \cdot 3 = 1200$ (В·А) (в класі точності 0,5) вторинна номінальна потужність трансформатора напруги.

Для визначення розрахункового навантаження трансформатора напруги $S_{2розр}$. Складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 4.4). Схема підключення приладів до трансформатора напруги наведена на рис. 4.17.

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{29^2 + 24,2^2} = 37,8 \text{ (В·А)};$$

$$S_{2\Sigma} = 37,8 \text{ (В·А)} < S_{2н} = 1200 \text{ (В·А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Таблиця 4.4 – Прилади підключені до ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	Cosφ	Sinφ	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	3,0	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3,0	-
Лічильник активної енергії	И-680	2,0 Вт	2	0,925	0,38	1	4,0	9,7
Лічильник реактивної енергії	И-676	3,0 Вт	2	0,925	0,38	1	6,0	14,5
Разом							19	24,2

Розглянемо для прикладу також вимірювальний трансформатор напруги в колі ЛЕП-330 кВ. Дані для розрахунків беремо з таблиці 4.5. Встановлюємо ТН типу НКФ-330-73У1.

Таблиця 4.5 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм}$ ВА	$n_{обм}$ шт	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил}$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Фіксуєчий прилад	ФПП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							29	-

$$U_{1ном} = 330000 / \sqrt{3};$$

$$U_{2ном} = 100 / \sqrt{3};$$

$$U_{2доп} = 100В;$$

$$S_{2ном} = 400В \cdot А.$$

Перевіряємо ТН на табл. точності. Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = 29ВА < S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200ВА;$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом $2,5\text{мм}^2$.

4.7 Експлуатація та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювання опору ізоляції первинних і вторинних обмоток проводиться згідно з місцевим графіком, але не рідше одного разу за три роки мегомметром на напругу 2500В. В табл. 4.5 приведені значення випробувальної напруги промислової частоти.

Згідно з місцевим графіком вимірюють тангенс кута діелектричних втрат ізоляції обмоток; випробовують підвищеною напругою ізоляцію первинних та вторинних обмоток, а також ізоляцію доступних стяжних болтів протягом 1 хв. В табл. 4.6 наведено випробувальну напругу промислової частоти для трансформаторного масла та ізоляторів, апаратів, трансформаторів напруги [19, 20].

Трансформатори прийнято вважати найнадійнішими елементами в енергетичних системах. Дійсно, у порівнянні з іншими видами енергетичного обладнання (котлами, турбінами, генераторами) трансформатор відрізняється високою надійністю в експлуатації. Однак ця надійність досягається лише при дотриманні всіх технічних правил.

У випадках будь-яких відхилень або порушень правил експлуатації, а також технологічної дисципліни виробництва трансформаторів або порушень діючих правил монтажу та транспортування трансформаторів виникає спочатку ненормальна їх робота, а потім, якщо заходи по виявленню та усуненню причин не приймаються, трансформатори виходять з ладу і відновити їх можна тільки за допомогою ремонту. Це технологічна причина необхідності ремонту трансформаторів [19].

Вимірювальні трансформатори напруги за своєю конструкцією і принципом роботи нагадують звичайні силові трансформатори, але відрізняються від них малою потужністю (максимальна потужність трансформатора напруги НОМ-10 становить $720 \text{ В} \cdot \text{А}$) і виготовляються зі стороною високої напруги на всі напруги по ДСТУ від 0,38 до 500 кВ [20].

Перед включенням в мережу маслonaповненого трансформатора напруги з-під верхньої трубки виймають герметизуючу шайбу для забезпечення вільного входу і виходу повітря [21].

Технологія ремонту вимірювального трансформатора напруги, правила розбирання, зняття і ремонт котушок, виконання намотувальних робіт при виготовленні котушок, ремонт пластин тощо дуже схожі з подібними роботами стосовно силового трансформатора. На весь час ремонту або монтажу первинні і вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів напруги в цілях безпеки повинні бути закорочені, так як випадкові зіткнення з тимчасовими провідниками, призначеними для освітлення, зварювання та вимірювань, можуть викликати зворотну трансформацію і напругу, небезпечну для людей.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. 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, ізолюваної 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.

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.

5.3 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

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.

ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі розроблено розрахунок електричної мережі енергопостачання промислового району.

У роботі було виконано наступне:

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

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

3. Серед конфігурацій побудови електричної мереж обрано найбільш раціональну. Для цього варіанту було обрано проводи типу АС та силові трансформатори ТРДН потужністю 25 та 40 МВА.

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

5. Проаналізовано конструктивні особливості та методи застосування вимірювальних трансформаторів напруги.

6. Визначено характеристики та сфери застосування тієї чи іншої схеми з'єднання або включення вимірювальних трансформаторів напруги.

7. Розглянуто умови експлуатації та обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги.

Шаповалов Ю.О. - К.: ДП «Науково-технічний учбово-консультаційний центр». - 2012. - 552 с.

21. Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки: СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007. – Офіц. Вид. – К. М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго», Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВЩ, 2007. – 122 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

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

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

24. 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.

					РБ.141.20дв.006 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		95

