

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до дипломного проекту  
ступінь вищої освіти бакалавр**

**галузі знань 14 електрична інженерія**

**спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**на тему  
Експлуатаційні особливості трансформаторної підстанція для електричної  
мережі потужністю 18 МВт**

**Виконав: студент групи ЕЕ-20дб**

**Свиридов Б. О.**

(підпис)

**Керівник**

**доц. Філімоненко Н.М.**

(підпис)

**Завідувач кафедри**

**доц. Руднев Є. С.**

(підпис)

Київ 2024

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						1
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднєв Є. С.

" \_\_\_\_ " червня 2024 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Свиридову Богдану Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Експлуатаційні особливості трансформаторної підстанція для електричної мережі потужністю 18 МВт

керівник проекту Філімоненко Ніна Миколаївна канд. техн. наук, доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2024 р.

3. Вихідні данні до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35-150 кВ.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						2
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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	
$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
125	175	115	211	144	216	138	248	103	164

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

### 3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$	
$T_m$	5	0,795	4	0,810	6	0,81	3	0,81	

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	Сільське господарство	6	II	I
2	Сільське господарство	10	II	
3	Машинобудування	6	I	
4	Машинобудування	10	I	

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

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

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						3

5. Перелік графічного матеріалу – згідно до завдання.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	доц. Філімоненко Н.М.		
	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів 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.	I і II тижні
2	Розрахунок технічних показників. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.	II і III тижні
3	Аналіз впливу різних факторів зміни параметрів електроенергії на роботу силових трансформаторів	IV тиждень
4	Експлуатаційні особливості трансформаторної підстанції для електричної мережі потужністю 18 МВт.	V тиждень
5	Охорона праці	VI тиждень
6	Графічна частина	VI тиждень
7	Оформлення проекту	VII тиждень

Студент Свиридов Б. О.

(підпис)

Керівник проекту доц. Філімоненко Н.М.

(підпис)

Дата видачі завдання 07 травня 2024 р.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		4

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 91 стор., 32 рис., 12 табл., 23 найм.бібл. посилань

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій.. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі порівняльного аналізу декількох варіантів. Проведено аналіз факторів , які впливають на надійність роботи силових трансформаторів і відповідно на якість електроенергії

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, НЕЯКІСНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ТЕПЛОВИЙ РЕЖИМ РОБОТИ

## ABSTRACT

Pages – 91; Drawings –32; Tables – 12; Sources – 23.

Approved The Network configuration. Nominal Voltages, cross-sections of Wires of Power Lines on all sections of the designed Network are selected. The Powers of The Substation Transformers are appointed.. There are the most advantageous solution for several options of The Power Network after comparative analysis. An analysis of factors affecting the reliability of power transformers and, accordingly, the quality of electricity, was carried out.

**KEYWORDS:** ELECTRIC NETWORK, ELECTRICAL LOADS CALCULATIONS, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, POOR QUALITY ELECTRICITY, HEAT MODE OF WORK

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		5

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	12
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	12
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	13
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	14
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	19
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	26
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	26
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	33
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	37
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	40
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	41
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	49
3. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РІЗНИХ ФАКТОРІВ ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ .....	55
3.1. Фактори впливу на роботу силових трансформаторів .....	55
3.2. Вплив атмосферних перенапруг на роботу трансформаторів .....	58
3.3. Вплив комутаційних та дугових перенапруг на роботу трансформаторів.....	60
3.4. Вплив неякісної електроенергії на роботу трансформаторів .....	64
4. ВПЛИВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	67
4.1. Вплив спотворення якості електроенергії на тепловий режим роботи силового трансформатора .....	67
4.2. Вплив нелінійності навантаження на роботу силового трансформатора	74
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	80
5.1. Встановлення заземлень. Загальні вимоги .....	80
5.2. Пожежна безпека при експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів, компенсуювальних реакторів.....	83
ВИСНОВКИ	87
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	88

## ВСТУП

*Електропостачанням* називається забезпечення споживачів електричною енергією.

Сукупність електроустановок, що призначені для забезпечення споживачів електричною енергією, називається *електропостачальною системою*.

*Електропостачальною системою напругою до 1000 В* називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою до 1000 В.

*Електропостачальною системою напругою понад 1000 В* називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою понад 1000 В.

*Електропостачальною системою з глибоким вводом* називається електропостачальна система, у якій напруга 35 кВ і вище якомога ближче підводиться до споживача.

*Централізованою електропостачальною системою* називається електропостачальна система, джерелом енергії якої є енергетична система.

*Енергетичною системою (енергосистемою)* називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж що з'єднані між собою і зв'язані спільністю режимів у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим процесом.

*Електричною частиною енергосистеми* називається сукупність електроустановок електричних станцій і електричних мереж енергосистеми.

*Електроенергетичною системою* називається електрична частина енергосистеми і споживачі електричної енергії, що від неї живляться, які

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

об'єднані спільністю процесів виробництва, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії.

*Електроустановками* називається сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання, призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії і перетворення її на інший вид енергії. Згідно з ПУЕ електроустановки за умовами електробезпеки поділяються на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ.

*Відкритими, або зовнішніми, електроустановками* називають електроустановки, що незахищені приміщенням від атмосферних впливів. Електроустановки, які захищені лише навісом, огорожею із сітки і т.п. визначаються як зовнішні.

*Закритими, або внутрішніми, електроустановками* називаються електроустановки, які розміщені в середині будівлі, що захищає їх від атмосферних впливів.

*Електроприміщенням* називають приміщення або відгороджені, наприклад, сітками, частини приміщення, що доступні лише для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, в яких розміщені електроустановки.

*Електричною мережею* називається сукупність електроустановок для пересилання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, що працюють на певній території.

*Низьковольтною електричною мережею* називається сукупність електроустановок номінальною напругою до 1000 В, призначених для пересилання та (чи) розподілу електричної енергії.

*Приймачем електричної енергії (електроприймачем)* називається електричний апарат, агрегат, механізм, що призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8



*Незалежним джерелом живлення електроприймача або групи електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах» що регламентуються ПУЭ для пі- сляварійного режиму, при зникненні його на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.*

До числа незалежних джерел живлення ПУЭ відносить дві секції або систему шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні таких двох умов:

- кожна із секцій або систем шин, у свою чергу, може мати живлення від незалежного джерела живлення;
- секції (система) шин не зв'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається при порушенні нормальної роботи однієї із секцій (систем) шин.

*Лінією електропередачі (ЛЕП) називається елемент електропостачальної системи, призначений для пересилання та розподілу електричної енергії без зміни її параметрів.*

ЛЕП поділяються на:

- *повітряні*, у яких електрична енергія пересилається по проводах, що підтримуються над землею за допомогою опор та ізоляторів;
- *кабельні*, що виконуються одним або кількома кабелями, прокладеними безпосередньо в землі, у кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи відкрито;
- *повітрянокабельні*, що виконані повітряним кабелем - електротехнічною конструкцією, яка складається із скручених між собою ізольованих струмопровідних жил у загальній оболонці чи без неї або яка має додатково линву в середині цієї оболонки або поза нею, чи разом в одному пучку з ізольованими струмопровідними жилами, скрученими відносно линви. Повітряні кабелі підвішуються на опорах полегшеного типу.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		9

ПУЕ [1] встановлює терміни та визначення стосовно енергосистем електропостачання загального призначення:

- *електропостачальною системою загального призначення* називається сукупність електроустановок та електричних пристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електричною енергією споживачів (приймачів електричної енергії);
- *електричною мережею загального призначення* називається електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для пересилання електричної енергії різним споживачам (приймачам) електричної енергії;
- *споживачем електричної енергії* називається юридична або фізична особа, що здійснює використання електричної енергії.
- Основними складовими частинами електропостачальної системи є: електростанції, підвищувальні та понижувальні підстанції, розподільні мережі.

На *електростанції* електроенергія виробляється на генераторній напрузі 10 кВ. Незначна частина цієї енергії використовується споживачами власних потреб електростанцій, як високовольтними, так і низьковольтними.

*Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб*, що встановлена на електростанції, забезпечує пониження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних споживачів власних потреб. Високовольтні споживачі власних потреб отримують живлення на генераторній напрузі. Можливі випадки, коли електроенергія на генераторній напрузі пересилається безпосередньо і стороннім споживачам, що знаходяться неподалік від електростанції.

Більша ж частина електроенергії, що виробляється на електростанції, після трансформації на *підвищувальних підстанціях* передається на напрузі 110 кВ в енергосистему.

*Районні понижувальні підстанції* забезпечують трансформацію напруги з 110 кВ до 10 і 35 кВ та розподіл електроенергії між населеними пунктами, міськими та сільськими районами, підприємствами тощо.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		10

*Понижувальні підстанції* населених пунктів, міських та сільських районів, підприємств і т.п. забезпечують зниження напруги до номінальних значень як окремих високовольтних та низьковольтних приймачів, так і груп приймачів і (чи) споживачів електричної енергії.

*Розподільні мережі* забезпечують розподіл та пересилання електричної енергії до окремих приймачів та електроспоживачів.

Силові трансформатори є важливим та відповідальним обладнанням, що забезпечує передачу електричної енергії від місця генерації до споживачів, а також її розподіл між мережами споживачів. При багаторазовій трансформації електричної енергії змінного струму параметри та характеристики силових трансформаторів мають значний вплив на роботу енергосистем, знижуючи її якість, особливо, при перетіканні реактивної потужності в системах енергопостачання та в мережах енергоспоживачів [1-3].

У процесі експлуатації силові трансформатори можуть працювати в режимах, які відрізняються від номінального, наприклад, на різних щаблях пристроїв регулювання напруги, з різними струмовими навантаженнями. На сучасному етапі розвитку електроенергетики збільшується частка альтернативної генерації електричної енергії, яка залежить від погодних та інших факторів. В певні періоди часу відсутність або зниження потужності альтернативної генерації для вітростанцій може бути пов'язано з невеликою швидкістю вітру, а для геліостанцій – з низьким сонячним випромінюванням у хмарну погоду, увечері або його відсутністю вночі [4]. За таких обставини трансформаторні обладнання в мережах з альтернативними джерелами генерації може працювати з низьким струмовим навантаженням в режимах, які у певні проміжки часу наблизатимуться до режиму холостого ходу.

В іншому випадку, коли присутні тяжкі погодні умови, на роботу трансформаторів можуть значно впливати атмосферні та дугові перенапруги.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

## РОЗДІЛ 1

### ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 5/0,795 = 6,3. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (6,3^2 - 5^2)^{0,5} = 3,8. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	5	+j	3,8	Сільське господарство	6	II
2	4	+j	2,9	Сільське господарство	10	II
3	6	+j	4,3	Машинобудування	6	I
4	3	+j	2,2	Машинобудування	10	I

## 1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 5 + 4 + 6 + 3 = 18,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 3,8 + 2,9 + 4,3 + 2,2 = 13,20. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (18,00^2 + 13,20^2)^{0,5} = 22,32. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної  $\Delta P$  і реактивної  $\Delta Q$  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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 18,00 + 0,02 \cdot 22,32 = 0,99. \quad (1.6)$$

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

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 13,20 + 0,1 \cdot 22,32 = 2,89. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 18,00 + 0,99 = 18,09. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 13,20 + 2,89 = 15,43. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (18,09^2 + 15,43^2)^{0,5} = 23,78. \quad (1.10)$$

### 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  $Y_0$  :

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						14
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						15
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменуван. ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	5	115	575	211	1055	13	65
2	4	144	576	216	864	18	72
3	6	138	828	248	1488	33	198
4	3	103	309	164	492	58	174
Разом	18,00	-	2288	-	3899	-	509

Координати центра електричних навантажень (ЦН)  $X_0$  і  $Y_0$ :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 2288/18,00 = 127 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3899/18,00 = 217 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	125	175
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	115	211
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	144	216
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	138	248
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	103	164
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	127	217



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.

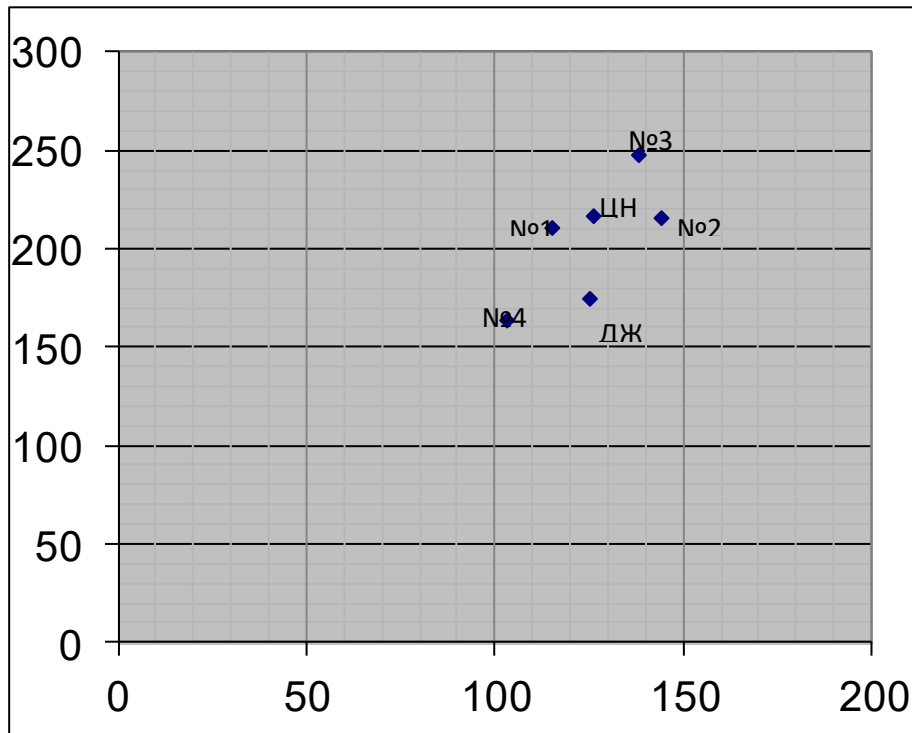


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((125-127)^2 + (175-217)^2)^{0.5} = 42. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((115-127)^2 + (211-217)^2)^{0.5} = 13. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{\text{с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-\text{ТЦН}}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 509/18,00 = 28. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{\text{ДЖ-ЦН}}}{L_{\text{с.в.}}} = 42/28 = 1,50, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(125-115)^2 + (175-211)^2]^{0,5} \cdot 1 = 37 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де  $M$  - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
37	45	74	25	29	44	49	33	66	91

## 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

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

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

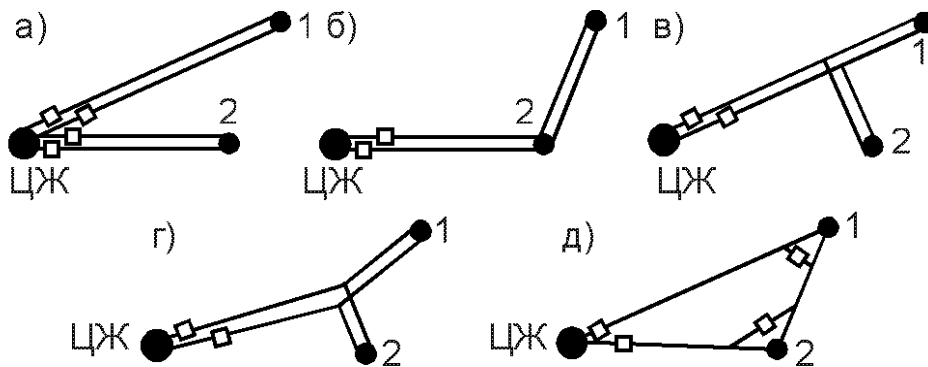


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

із 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):

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

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

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 37 = 40,7.$$

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

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

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

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

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

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

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

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						22
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

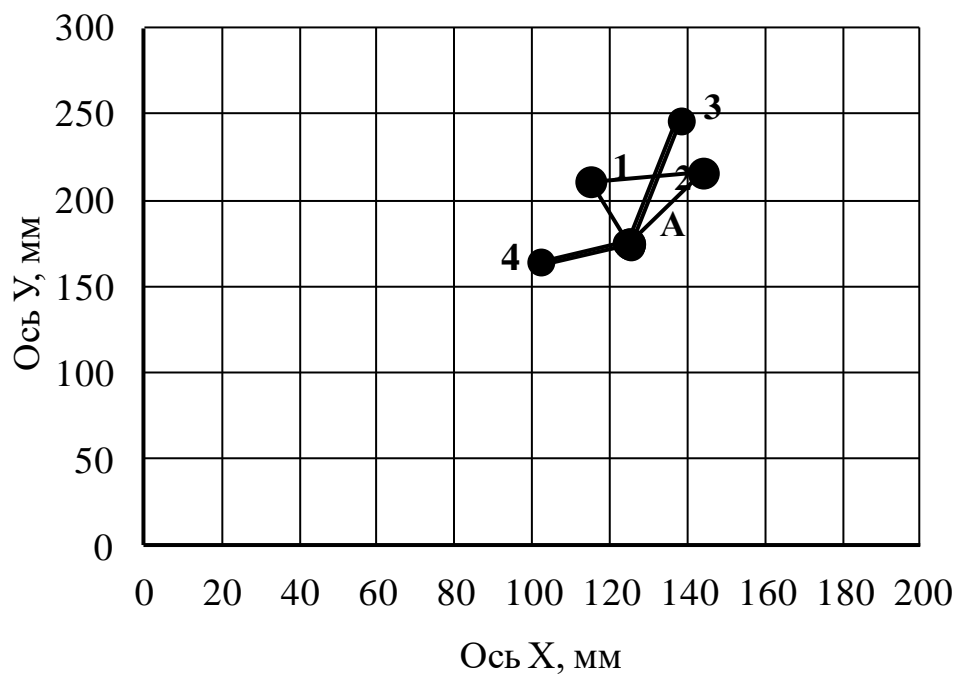


Рисунок 1.3 – варіант “а”

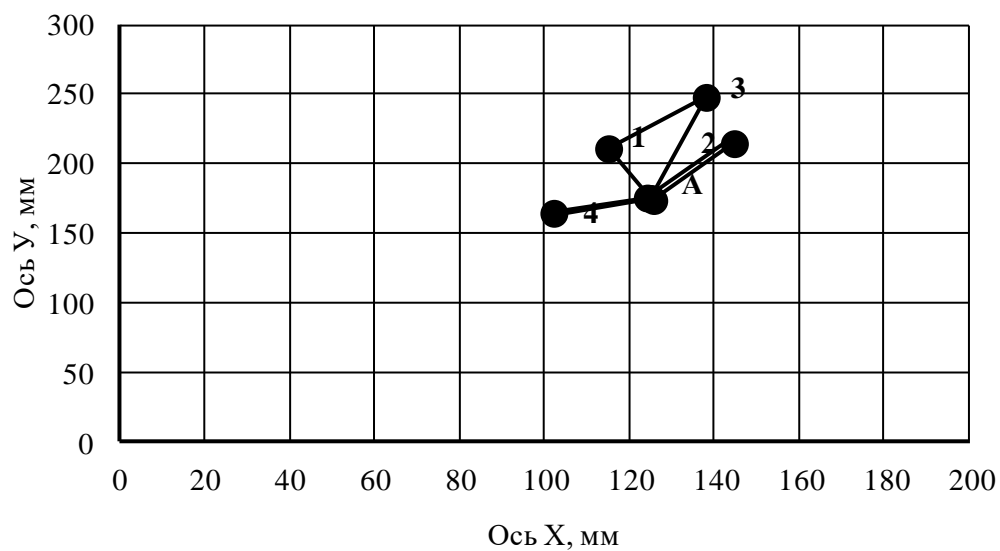


Рисунок 1.4 – варіант “б”

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

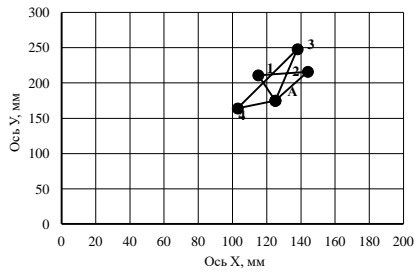


Рисунок 1.5 – варіант “В”

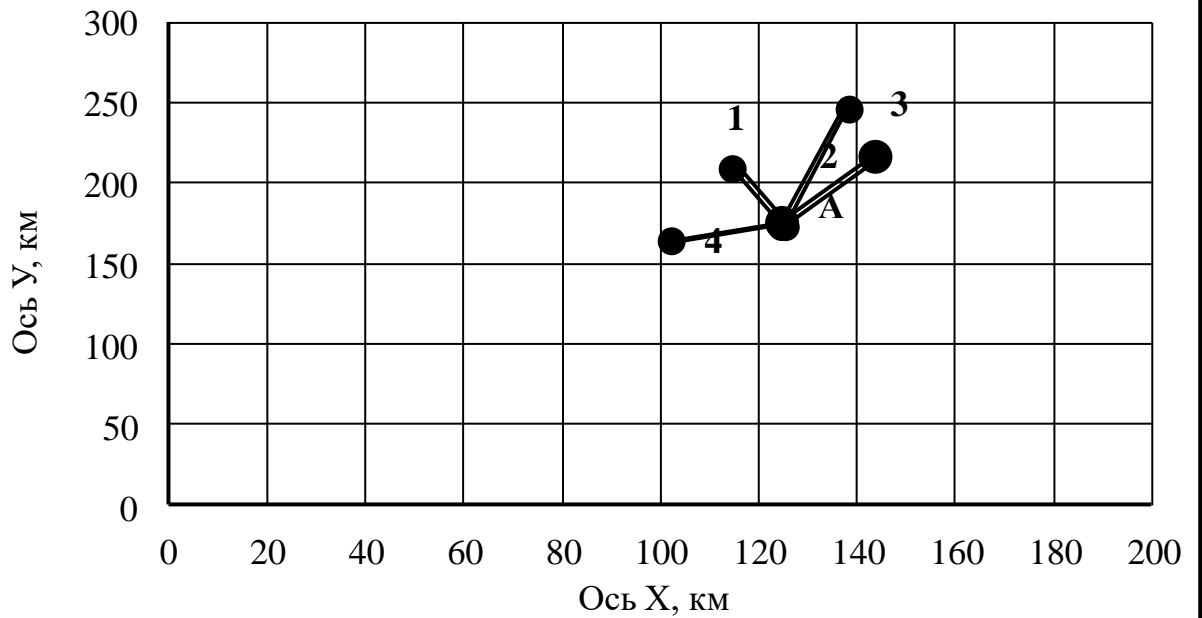


Рисунок 1.6 – варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Ізм.	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, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	37	40,7	40,7	296,3	9	323,3
	1-2	1	29	31,9	31,9			
	A-2	1	45	49,5	49,5			
	A-3	1,6	74	81,4	130,2			
	A-4	1,6	25	27,5	44			
“б”	A-1	1	37	40,7	40,7	293,7	9	320,7
	A-3	1	74	81,4	81,4			
	1-3	1	44	48,4	48,4			
	A-4	1,6	25	27,5	44			
	A-2	1,6	45	49,5	79,2			
“в”	A-1	1	37	40,7	40,7	331,1	9	358,1
	1-2	1	29	31,9	31,9			
	A-2	1	45	49,5	49,5			
	A-3	1	74	81,4	81,4			
	3-4	1	91	100,1	100,1			
	A-4	1	25	27,5	27,5			
“г”	A-1	1,6	37	40,7	65,1	318,5	9	345,5
	A-2	1,6	45	49,5	79,2			
	A-3	1,6	74	81,4	130,2			
	A-4	1,6	25	27,5	44			

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.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		26

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

$S_i$  - навантаження  $i$ -го вузла споживання.

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

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

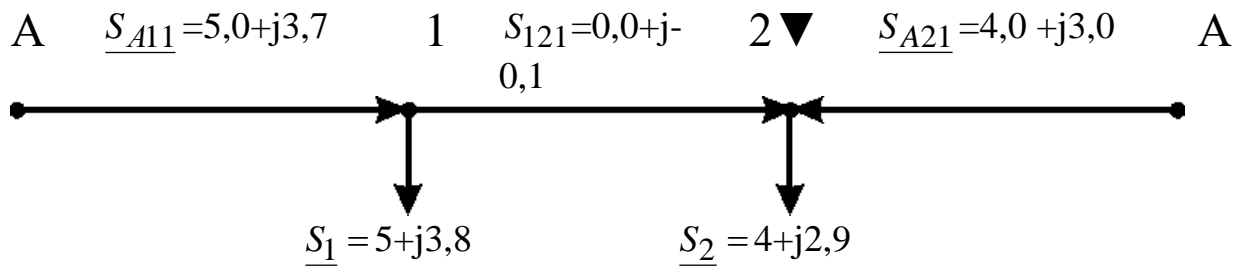


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (5 \cdot (31,9 + 49,5) + 4 \cdot 49,5) / \\ &/(40,7 + 31,9 + 49,5) = 5,0 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(3,8 \cdot (31,9 + 49,5) + 2,9 \cdot 49,5)}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 3,7. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (5,0 + j3,7). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(5 \cdot 40,7 + 4 \cdot (31,9 + 40,7))}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 4,0, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(3,8 \cdot 40,7 + 2,9 \cdot (31,9 + 40,7))}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 3,0, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (4,0 + j3,0) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 5,0 + 4,0 = 9,0. \quad P_1 + P_2 = 5 + 4 = 9,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 3,7 + 3,0 = 6,7. \quad Q_1 + Q_2 = 3,8 + 2,9 = 6,7 \quad (2.16)$$

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,

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

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 3,7 - 3,8 = -0,1. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (0,0 + j-0,1). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 6 + j4,3$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 3 + j2,2,$$

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

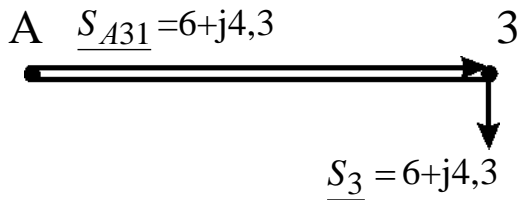


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

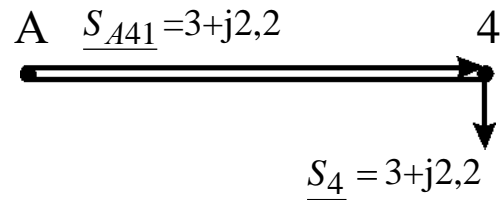


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 5 + j3,8;$$

де  $\underline{S}_1$  - повна потужність вузла навантаження №1, (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-2 (рис. 1.3, рис. 2.5), МВА,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 4 + j2,9;$$

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

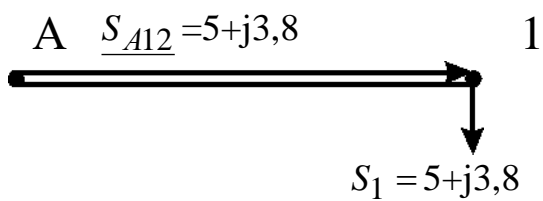


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

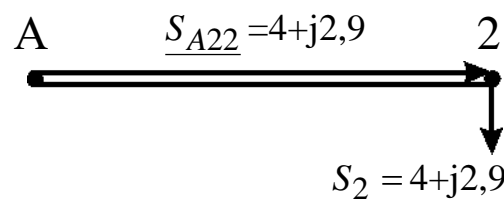


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

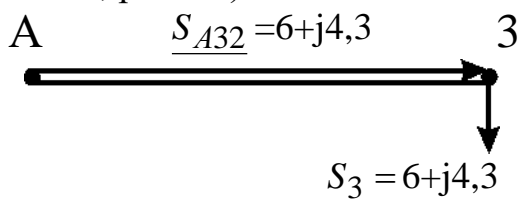


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

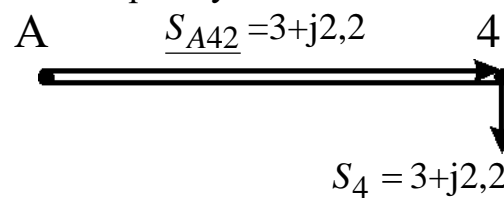


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

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

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



напруг (ВП буде знижувально-розподільної). При однакових значеннях номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{dil}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ndil}$ кВ
1	A-1	40,7	5,0	1	48	35
	A-2	49,5	4,0	1	46	35
	1-2	31,9	0,0	1	25	35
	A-3	81,4	6	2	25	35
	A-4	27,5	3	2	49	35
2	A-1	40,7	5	2	31	35
	A-2	49,5	4	2	39	35
	A-3	81,4	6	2	39	35
	A-4	27,5	3	2	49	35

## 2.2 Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, 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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (5,0^2 + 3,7^2)^{1/2} = 6,2$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 6,2 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 102,4;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 5580$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

Переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічної щільності струму  $j_{ек}$ :

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						34
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 102,4/1 = 102$$

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

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

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі. Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] 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 141.20дб.010 ПЗ	Лист
						35
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провoda, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , Ссм
1	A-1	5,0	3,7	6,2	35	1	102,4	102	АС-95/16	330	0,306	0,421	2,61
	A-2	4,0	3,0	5,0	35	1	82,6	83	АС-95/16	330	0,306	0,421	2,61
	1-2	0,0	-0,1	0,1	35	1	1,7	2	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	61,1	61	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	30,6	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
2	A-1	5	3,8	6,3	35	2	52,0	52	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	4	2,9	4,9	35	2	40,5	41	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	61,1	61	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	30,6	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55

### 2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 5 + 4 = 9,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 3,8 + 2,9 = 6,7.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (9,0^2 + 6,7^2)^{0,5} = 11,2.$$

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		37

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 11,2 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 185 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 185 \text{ А} \leq I_{доп} = 330 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	9,0	6,7	11,2	35	1	185	330
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	330
	1-2	4	2,9	4,9	35	1	81	265
	А-3	6	4,3	7,4	35	2	61	265
	А-4	3	2,2	3,7	35	2	31	265
2	А-1	5	3,8	6,3	35	2	52	265
	А-2	4	2,9	4,9	35	2	40	265
	А-3	6	4,3	7,4	35	2	61	265
	А-4	3	2,2	3,7	35	2	31	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  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

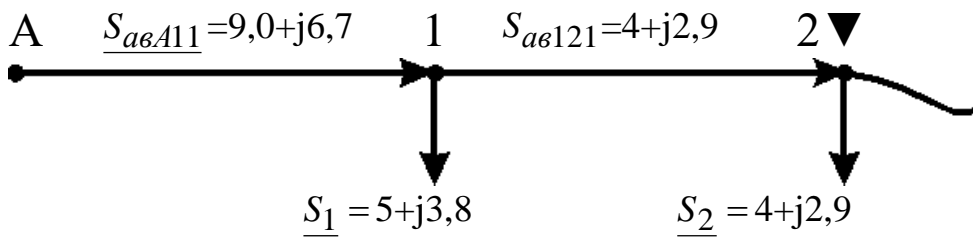


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

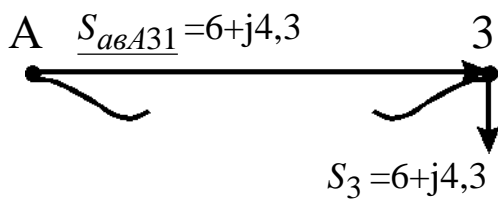


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

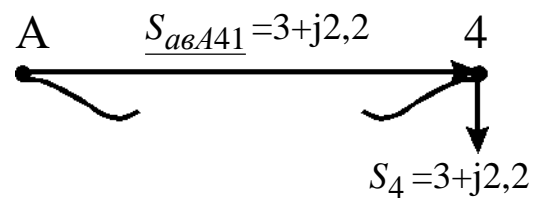


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

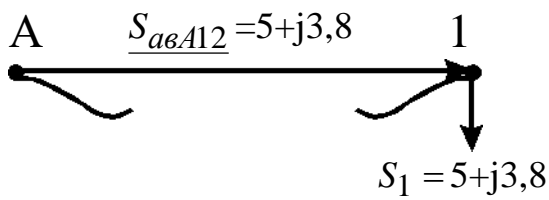


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

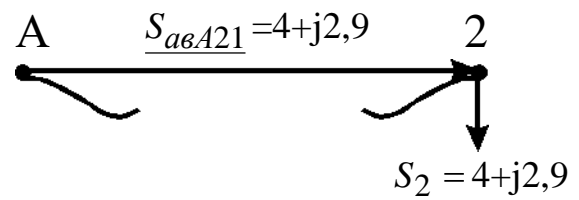


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

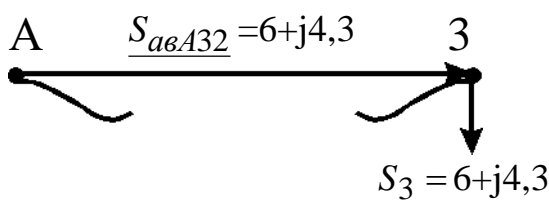


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

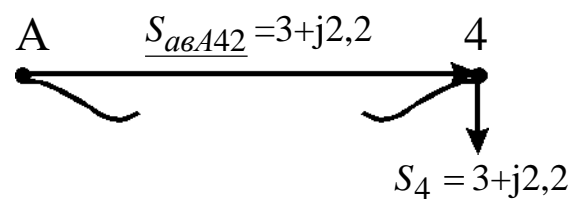


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

## 2.4 Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,306 \cdot 40,7 = 12,5. \quad (2.26)$$

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

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,421 \cdot 40,7 = 17,1. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 40,7 \cdot 1 = 0,13, \quad (2.28)$$

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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						40
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{діль}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{єи}$ , МВАр
1	A-1	1	0,306	0,421	40,7	12,5	17,1	2,61	0,13
	A-2	1	0,306	0,421	49,5	15,1	20,8	2,61	0,16
	1-2	1	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	2,55	0,25
	A-3	2	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	2,55	0,17
	A-4	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25
2	A-1	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25
	A-2	2	0,428	0,444	49,5	21,2	22,0	2,55	0,31
	A-3	2	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	2,55	0,17
	A-4	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25

## 2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$R_{\text{авА11}} = \frac{R_{\text{А11}}}{n} = 12,5/1 = 12,5.$$

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

$$X_{\text{авА11}} = \frac{X_{\text{А11}}}{n} = 17,1/1 = 17,1.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						42
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (9,0 \cdot 12,5 + 6,7 \cdot 17,1) / 35 = 6,5.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 34,8 / 1 = 34,8.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 17,1 / 1 = 36,1.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (4 \cdot 34,8 + 2,9 \cdot 36,1) / 35 = 7,0.$$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 6,5 \cdot 100 / 35 = 18,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 7,0 \cdot 100 / 35 = 20,0.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 18,6 + 20,0 = 38,6 \% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

## 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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

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, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)
1	A-1	АС-120/19	0,306	0,421	40,7	12,5	17,1	9,0	6,7	6,5	18,6
	A-2	АС-70/11	0,306	0,421	49,5	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	4	2,9	7,0	20,0
	A-3	АС-120/19	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	6	4,3	3,5	10,0
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	3	2,2	2,6	7,4
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	49,5	21,2	22,0	5	3,8	5,4	15,4
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	4	2,9	7,0	20,0
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	6	4,3	3,5	10,0
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	3	2,2	2,6	7,4

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 5/0,795 = 6,3 .$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 6,3 = 4,4.$$

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

$$S_{нт1} = 6,3 \text{ МВА.}$$

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

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (6,3 - 6,3) \cdot 100/6,3 = 0,0 \% \leq 40\%.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						46
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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	5	3,8	6,3	4,4	35	6
2	4	2,9	4,9	3,4	35	10
3	6	4,3	7,4	5,2	35	6
4	3	2,2	3,7	2,6	35	10

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, $S_n$ , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання $U_k$ , %	Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт	Втрати холостого ходу, $P_x$ , кВт	Струм холостого ходу, $I_x$ , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом	Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТМН-6300/35	6,3	35/6,3	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	+ 6 ×	1,5	%	0,0
2	ТМН-4000/35	4,0	35/11	7,5	33,5	5,1	1,1	270	2,6	23	40	+ 6 ×	1,5	%	22,5
3	ТМН-6300/35	6,3	35/6,3	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	+ 6 ×	1,5	%	17,5
4	ТМН-4000/35	4,0	35/11	7,5	33,5	5,1	1,1	270	2,6	23	40	+ 6 ×	1,5	%	-7,5



## 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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (5,0^2 + 3,7^2)^{0,5} = 6,2.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділA1}} = \left( \frac{S_{\text{ділA1}}}{U_{\text{ділнA1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцA1}}}{n_{A1}} = (6,2/35)^2 \cdot 12,5/1 = \text{Ошибка! Источник}$$

**ссылки не найден.,**

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де  $\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5580/10000)^2 \cdot 8760 = 4074. \quad (2.37)$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau$  =**Ошибка!** **Источник** **ссылки** **не найден.**  $4074=1597$  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,

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

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 46,7 \cdot 10^{-3} \cdot (6,3/6,3)^2 = 0,023 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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	5,0	3,7	6,2	35	1	12,5	0,392	1,00	1597	4083
	A-2	4,0	3,0	5,0	35	1	15,1	0,308		1255	
	1-2	0,0	-0,1	0,1	35	1	34,8	0,000		0	
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	11,8	0,264		1076	
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	17,4	0,097		395	
2	A-1	5	3,8	6,3	35	2	17,4	0,282	0,76	1149	3101
	A-2	4	2,9	4,9	35	2	21,2	0,208		847	
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	11,8	0,264		1076	
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	17,4	0,097		395	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,013 + 0,023 = 0,036. \quad (2.40)$$

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;

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5580/10000)^2 \cdot 8760 = 4074, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5580 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,013 \cdot 8760 + 0,023 \cdot 4074 = 207,6.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		52

Дата

Підпис

№ докум.

Лист

Ізм.

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, $\Delta P_m$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт.год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт.год./рік
1	6,3	6,3	6,7	46,7	0,013	0,023	0,036	0,129	207,6	741,0
2	4,9	4,0	5,1	33,5	0,010	0,025	0,035		189,5	
3	7,4	6,3	6,7	46,7	0,013	0,032	0,045		244,2	
4	3,7	4,0	5,1	33,5	0,010	0,014	0,024		144,6	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 1,00 + 0,129 = 1,13. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 0,76 + 0,129 = 0,89. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 4083,00 + 741,0 = 4824. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 3101,00 + 741,0 = 3842. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### АНАЛІЗ ВПЛИВУ РІЗНИХ ФАКТОРІВ ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

#### 3.1 Фактори впливу на роботу силових трансформаторів

Одним з основних електричних пристроїв в системах електропостачання є трансформатори. Надійність електропостачання споживачів багато в чому визначається силовим трансформаторним обладнанням. При цьому можливі пошкодження трансформаторів ведуть, до погіршення електропостачання споживачів, а також до великих аварій.

Підвищення питомої пошкоджуваності силових трансформаторів пов'язано зі зменшенням терміну експлуатації, перенапруженнями, дефектами ізоляції, короткими замиканнями.

Трансформатори – це статичний електромагнітне пристрій, який має дві або більше індуктивно пов'язаних обмотки і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї або декількох систем змінного струму в одну або кілька інших систем змінного струму [14].

В значній мірі конструкція трансформаторів визначається їх призначенням. На рис. 3.1. представлена класифікація трансформаторів.

Найцікавішими являються силові трансформатори, так як вони мають найдовший термін служби – 25 років. На рисунку 1.2 представлена класифікація силових трансформаторів за призначенням

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

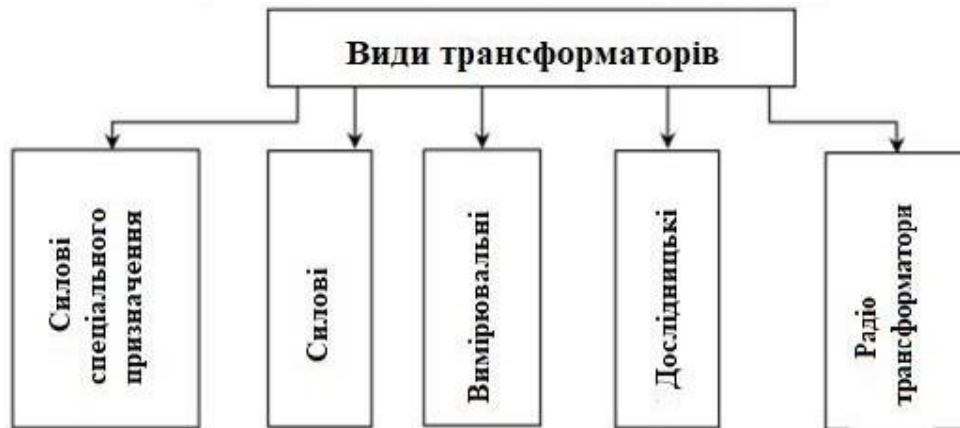


Рисунок 3.1 – Класифікація трансформаторів

Трансформатори, які призначені для перетворення електроенергії в електричних мережах і установках, використовуваних для прийому і перетворення електричної енергії, називають силовими. При цьому до силових трансформаторів відносяться однофазні трансформатори потужністю  $5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і більше, а також трифазні і багатofазні трансформатори потужністю  $6.3 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і більше [15].



Рисунок 3.2 – Класифікація силових трансформаторів за призначенням

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата



Силові трансформатори є дуже дорогим обладнанням, тому їх вивченню потрібно приділяти велику увагу.

Для дослідження скороченого терміну служби силових трансформаторів були проведені реєстрації характеристик навантаження та показників якості електроенергії на діючій підстанції ПС-110/10/10 з метою виявлення джерел негативного впливу.

На підстанції встановлені два трансформатора 1Т і 2Т з розщепленою обмоткою 10 кВ типу ТРДНМ 63000/110-У1. На кожній системі шин 10 кВ встановлені трансформатори напруги ТН-10 (ТН-10-I, II, III і IV) типу НТМИ-10. Все обладнання, приєднане до систем шин 10 кВ (крім ТСН і розрядників, що захищають шинопроводи), встановлено в осередках комплектного розподільного пристрою.

Основний споживач підстанції - станкобудівне підприємство. По деяким відходними фідерами 10 кВ живляться також т міські споживачі. Принципова електрична схема підстанції в нормальному режимі представлена на рисунку 3.3

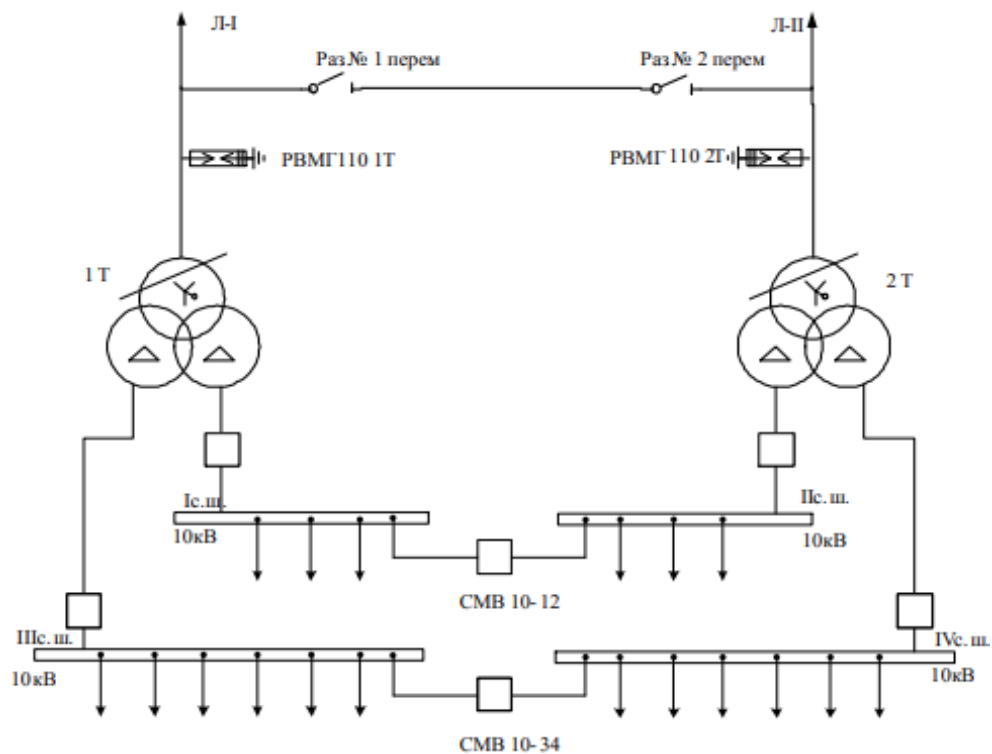


Рисунок 3.3 – Принципова електрична схема підстанції в нормальному режимі роботи

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Можливі впливи на роботу силових трансформаторів можуть надавати наступні фактори (рис. 3.4)



Рисунок 3.4 – Можливі впливи на силові трансформатори

### 3.2 Вплив атмосферних перенапруг на роботу трансформаторів

Формування атмосферних перенапруг на обладнанні підстанції обумовлено проривами блискавки на обшивку при розрядах в підстанцію, а також набігаючими по ЛЕП грозовими хвилями. Поява небезпечних грозових хвиль можливо при проривах ударів блискавки на фазні проводи повз тросового захисту в межах підходів ЛЕП до підстанції і при ударах блискавки в опори або троси на підходах ЛЕП з подальшими зворотними перекриттями їх ізоляції. Збільшення ймовірності зворотних перекриттів в межах тросових підходів характерно для районів з високим питомим опором ґрунту, де є проблеми практичної реалізації заземлення опор відповідно до вимог ПУЕ.

Атмосферні перенапруги діляться на внутрішні і зовнішні. До перших відносяться перенапруги пов’язані з нестабільністю енергії в самій системі. Зовнішні – визвані індукцією перенапруги прямого удару в наслідок удару блискавки в землю поряд з лінією, або в один із елементів самої лінії. Величину амплітуди хвилі приблизно можна розрахувати за формулою:

$$U_{ai\ xв} = a \cdot h , \tag{3.1}$$

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

де  $h$  – середня висота підвішування проводу лінії;  $a$  – коефіцієнт, який залежить від величини струму блискавки.

Даний коефіцієнт визначається при величині струму 100-200 кА згідно виразу:

$$a = 20 + \frac{l_m - 100}{10} \quad (3.2)$$

З урахуванням заземлених тросів можна одержати наступну формулу:

$$U_{ai\ xв\ макс} = U_{ai\ xв} \cdot (1 - \kappa_1 - \kappa_2), \quad (3.3)$$

де  $\kappa_1$  – коефіцієнт зв'язку;  $\kappa_2$  – коефіцієнт на корону при ударі блискавки в вершину опори.

Захист від атмосферних перенапруг забезпечується системою стрижневих блискавковідводів (захист від прямих ударів блискавки в ошиновку підстанції), захистом підходів ЛЕП і розрядниками типу РВМГ-110М.

Захисні апарати встановлені в безпосередній близькості від силових трансформаторів відповідно до вимог ПУЕ (рис. 3.5).

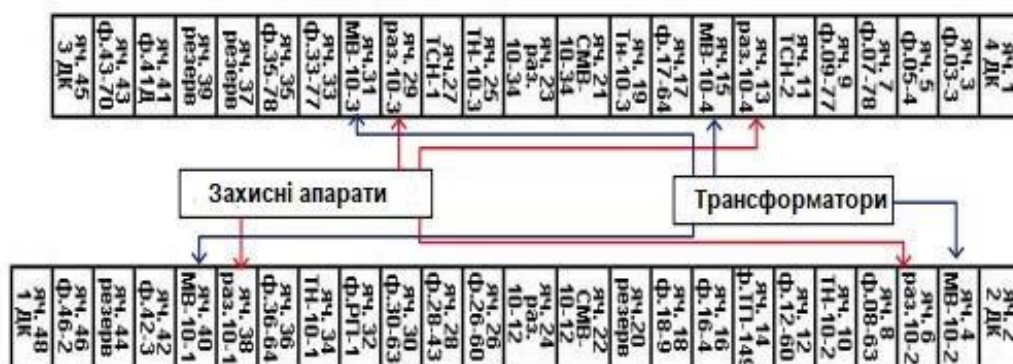


Рисунок 3.5 – План закритого розподільного пристрою підстанції

Захист ізоляції обмоток 10 кВ виконаний за допомогою розрядників РВП-10, встановленими також в безпосередній близькості від виводів 10 кВ силових трансформаторів.

У мережі 110 кВ використовується часткове розземлення нейтралей силових трансформаторів. Нейтралі обмоток 110 кВ Т1 і Т2 розземлені. Ізоляція нейтралей Т1 і Т2 при цьому захищена розрядниками РВС-35 і РВС- 5. Блискавкозахист на підстанції виконаний в повній відповідності з вимогами ПУЕ, отже, блискавкозахист силових трансформаторів забезпечує нормативну надійність. В [16] експериментально показана залежність режиму заземлення нейтралі силового трансформатора при впливі на нього атмосферних перенапруг.

Умови формування атмосферних перенапруг на обох силових трансформаторах однакові. Тому впливами атмосферних перенапруг не можна пояснити різну ступінь витрачання ресурсу і зносу Т1 і Т2.

### **3.3 Вплив комутаційних та дугових перенапруг на роботу трансформаторів**

#### **Комутаційні перенапруги.**

Перенапруги при напружених ненавантажених трансформаторах або машин можуть виникати на приєднаннях з боку комутуваного обладнання. Виникнення комутаційних перенапруг в схемі 10 кВ ПС можливо тільки при операціях вимикачами приєднань, секційними і вступними вимикачами. В РУ

10 кВ встановлені масляні вимикачі типу ВМП-10, ВМПЕ і ВМПП, які допускають повторні запалювання дуги при комутаціях великих струмів замикань. Однак вплив ємності підключених кабелів істотно згладжує комутаційні перенапруги. Таким чином, поява комутаційних перенапруг великої кратності практично виключено.

Перенапруги при відключеннях ненавантажених трансформаторі або машин можуть виникати на приєднання з боку комутованого обладнання, тому для силових трансформаторів Т1 і Т2 вони небезпеки не представляють.

Дугові перенапруження.

Для зменшення струмів однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ на всіх шинах ПС встановлені дугогасильні реактори типу ЗРОМ-300/10 з фіксованим настроюванням. Виділення нейтралі виконано за допомогою фільтрів приєднання типу ТМ-400/10. Для аналізу дугової перенапруги зазвичай використовуємо спрощену схему, аналогічну наведеної на рис. 3.6.

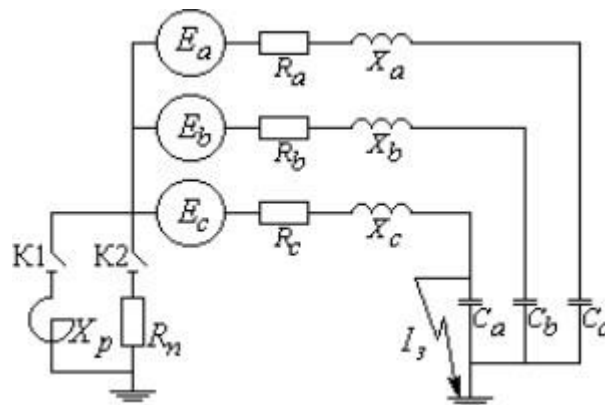


Рисунок 3.6 – Узагальнена схема для аналізу дугових перенапруг в мережі з ізолюваною нейтраллю, з нейтраллю ізолюваною через дугогасильний реактор або високоомний резистор

Вивчення процесів, які супроводжують найбільш ймовірні випадки однофазних замикань на землю, проводилося на моделі, схема якої приведена на рис.3.7. Як приведення розрахункової моделі до умов роботи силових трансформаторів Т1 і Т2, виконаний облік гальванічної розв'язки мережі 110 кВ і 10 кВ, режим заземлення нейтралі на стороні 110 кВ, підключення дугогасного реактора через 4ДК і через трансформатор приєднання ТМ 4ДК, вплив магнітного зв'язку обмоток 10 кВ, які шунтують вплив навантаження на міжфазні ємності.

Наявність дугогасних реакторів в значній мірі запобігає підвищення інтенсивності дугових перенапруг. Їх використання дозволяє компенсувати емкостну складову струмів однофазних замикань на землю, підвищує ймовірність самогасіння дуги при нестійких перекриттях ізоляції елементів мережі 10 кВ, а також істотно знижує частоту повторних запалень дуги і перенапруг при пошкодженні ізоляції. Вплив на силові трансформатори в вигляді підвищення напруги на непошкоджених фазах спостерігається як в момент замикання, так і після ліквідації або проміжного гасіння дуги в місці пошкодження. У розглянутому випадку кратність (при точній настройці дугогасного реактора) підвищення напруги становить:

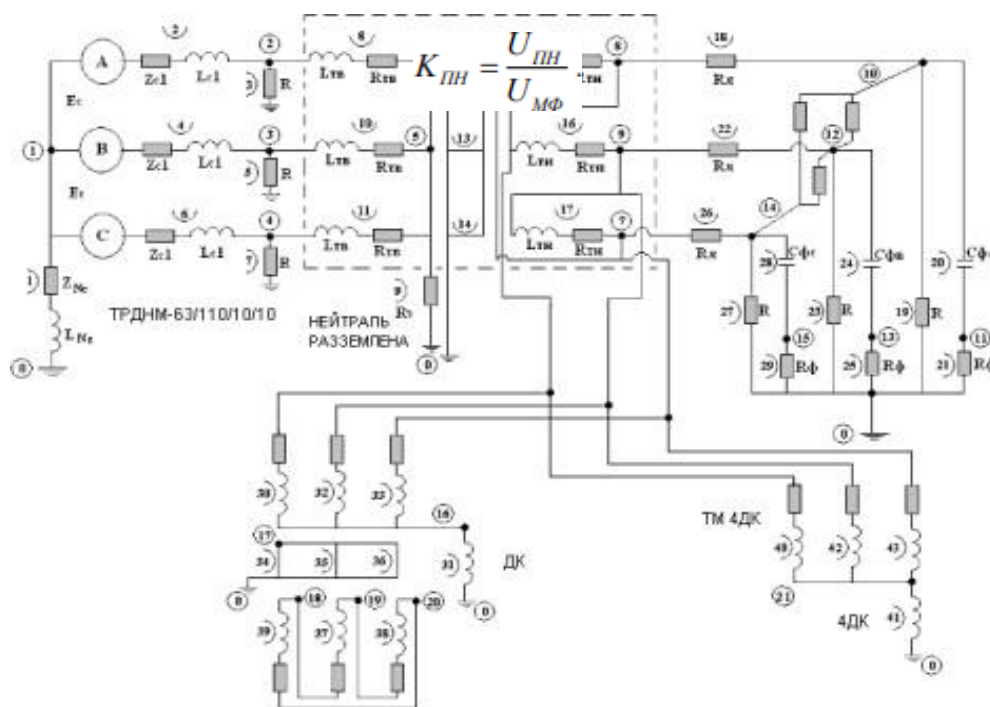


Рисунок 3.7. Схема розрахункової моделі для аналізу перенапруг і перехідних процесів при однофазних замиканнях на землю в мережі 10 кВ ПС

При порушеннях точності настройки дугогасильних реакторів, обумовлених обмеженням числом перемикачів параметрів реактора і схемними змінами підключеної мережі, можливе виникнення низькочастотних коливань напруги при самоліквідації однофазних замикань з підвищенням напруги на

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

непошкоджених фазах вище лінійного. Кратність підвищення напруги не є небезпечною для ізоляції електричних машин. Так, випадки замикань на землю за час досліджень не зареєстровані. З урахуванням запасу електричної міцності ізоляції трансформатора підвищення напруги на непошкоджених фазах при самоліквідації нестійких замикань на землю не уявляють небезпеки для ізоляції обмоток 10 кВ Т1 і Т2.

Порушення перенапруги при обриві струму в дугогасильних реакторах ДК, наприклад, при відключеннях двох фазних замикань на землю виключено, так як зміна ємності мережі, підключеної до шин з реакторами ДК, змінюється після комутації не суттєво.

Комутаційні перенапруги, які приводять до відключень ненавантажених трансформаторів Т1 або Т2 на стороні 110 кВ, виникають за рахунок енергії, накопиченої в індуктивності намагнічування трансформатора. Факторами, що визначають величину перенапруги, є величина індуктивності намагнічування, ємність апаратів (включаючи трансформатор) і шин, підключених до трансформатора, і величина струму ненавантаженого трансформатора (миттєве значення), при якому відбувається обрив струму в комутаційному апараті. Кратність максимально можливої перенапруги буде залежати від відключаючої здібності комутаційного апарату.

Таким чином, атмосферні, дугові і комутаційні перенапруги не можуть бути причиною виникнення електромагнітних впливів великої інтенсивності. Кратність перенапруги при відключеннях ненавантажених трансформаторів на стороні 110 кВ залежить від послідовності операцій і відключає здібності відокремлювачів ОД-110.

### 3.4 Вплив неякісної електроенергії на роботу трансформаторів

Гармонійні спотворення при перевищенні нормально допустимих рівнів гармонік викликають збільшення втрат намагнічування і деяке збільшення втрат електроенергії.

Зареєстровані спотворення синусоїдальності викликають збільшення втрат намагнічування і деяке збільшення втрат електроенергії, але не є небезпечними для силових трансформаторів. Тому спеціальних заходів щодо зниження гармонійних спотворень з метою зменшення негативних впливів на силові трансформатори не потрібно.

Раніше авторами [16] були виконані експериментальні дослідження по реєстрації показників якості на деяких подібних підстанціях. Авторами відзначено, що в режимі роздільної роботи реєстрація на ШМА1 показала підвищення сумарного коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги до 3%. Однак вихід перевищень нормально допустимого рівня для всіх гармонік дорівнювало нулю.

Реєстрації на ШМА2 також показали збільшення сумарного коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги до 3%. У розподілі спотворень по гармонікам видно, що перевищення нормально допустимого рівня відзначено для 28-й гармоніки (виходи більше 5% від часу реєстрації) і для 30-й гармоніки (виходи до 1.5%).

Таким чином, гармонійні спотворення, що перевищують нормально допустимі рівні, зареєстровані для 15-й і 21-й гармонік на ШМА3 і ШМА4 і для 28-й і 30-й гармонік на ШМА2. Виходи перевищень складають 2 ... 5% від часу реєстрації.

Зареєстровані спотворення (перевищення нормально допустимого рівня) можуть бути підставою для пред'явлення претензій до показника якості електроенергії з боку споживачів, підключених до шин 10 кВ ПС. Для запобігання таких претензій необхідне підключення фільтрів силових вищих гармонік на приєднання споживачів з електроустановками, генеруючими вищі



гармоніки (наприклад, тиристорні перетворювачі, електропечі і т. п.). Фільтри повинні бути приєднані на стороні спотворюють, установок споживачів і перебувати на їх балансі.

Тому доцільно в договорі на постачання електроенергії з промисловим споживачем передбачити зобов'язання промислового підприємства встановити на своїх приєднання силові фільтри вищих гармонік, наприклад, Ф15-10-2400 Л (П) УЗ. Вибір параметрів фільтра визначається в залежності від потужності джерела спотворень. Судячи по спектрального складу спотворень необхідні фільтри широкого частотного діапазону.

Ударні струми. Реєстрації струмів навантаження виконані в трансформаторах струму вступних вимикачів (повний струм навантаження на одну з обмоток 10 кВ силового трансформатора), секційних вимикачах (В ремонтному режимі роботи з одним силовим трансформатором), а також вимикачах приєднань до кожної з систем шин 10 кВ.

Несиметрія ударних струмів створює нерівномірний розподіл магнітних потоків. Поєднання перерозподілу потоку розсіювання і головного намагнічуючого потоку в стрижнях або ярмах магнітної системи обумовлює схильність трансформаторів до перезбудження і локальним підвищенням температури, особливо в умовах перевантаження.

Збудження СНЧ-коливань фазних струмів сприяє механічним резонансним явищам і підмагнічування магнітопроводу. Додаткове намагнічування викликає накладення перехідних струмів. Супроводжуючі спотворення форми струму і накладення перехідних процесів створюють ефект коливальних змін частоти.

Всі вищевказані фактори створюють умови для локальних термічних впливів на ізоляцію та порушення механічної міцності елементів ізоляції і магнітної системи. Локальні термічні впливи в місцях з високою електростатичного напруженістю (в обмотках або з'єднаннях) призводять до термохімічну зносу ізоляції.

Вимірювання струмів в заземленою нейтралі обмотки 110 кВ трансформатора Т1 виявили амплітудні спотворення струму несиметрії, які можуть бути викликані нерівномірною намагнічуваністю і погіршенням стану магнітопроводу трансформатора. Таким чином, причиною підвищеного зносу силових трансформаторів є висока інтенсивність ударних несиметричних змін струмів навантаження, а також супроводжуючі перехідні і над низькочастотні процеси.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

## РОЗДІЛ 4

### ВПЛИВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

#### 4.1 Вплив спотворення якості електроенергії на тепловий режим роботи силового трансформатора

Для оцінки надійності силового трансформатора його можна представити у вигляді двох елементів, в одному з котрих може з'явитися раптова, а в іншому - поступова відмова. Тоді ймовірність його безвідмовної роботи визначиться добутком ймовірностей безвідмовної роботи двох незалежних елементів, з'єднаних послідовно в сенсі надійності:

$$p(t) = p_p(t) \cdot p_n(t), \quad (4.1)$$

де  $p_p(t)$  – ймовірність безвідмовної роботи елемента, яка відповідає раптовим відмовам;

$p_n(t)$  – ймовірність безвідмовної роботи елемента, яка відповідає поступовим відмовам.

Використовуючі моделі раптових і поступових відмов, отримаємо:

$$p(t) = e^{-\lambda t} \cdot e^{-c(t-t_0)^\alpha}, \quad (4.2)$$

де  $t_i = f(t)$  – термін служби ізоляції, який залежить від характеристик міцності ізоляції і зовнішніх впливів;  $\lambda$  – параметр потоку відмов;  $\alpha$  – математичне очікування числа відмов на певному інтервалі часу.

Звідси, можна визначити термін служби ізоляції силового трансформатора, що відповідає певному рівню надійності за час  $(0, t)$ :

$$t_i(t) = t_0 + \left\{ \frac{1}{c} [\lambda t + \ln p(t)] \right\}^{\frac{1}{\alpha}}. \quad (4.3)$$

Надійність роботи трансформатора залежить від багатьох факторів, з яких можна виділити в якості основних характер живильного електричного навантаження і якість електричної енергії.

Відомо, що фактична температура зовнішнього середовища істотно впливає на показники функціональної надійності силових трансформаторів, що живлять споживачів зі спокійним характером навантаження. Для навантажень з різко змінним характером електроспоживання узагальнена залежність здатності навантаження трансформатора при спільному обліку теплового і вібраційного старіння ізоляції при його терміні служби 20 років показана на рисунку 4.1. Тут  $\xi$  - коефіцієнт варіації навантаження.

Звідси при визначенні рівня надійності силового трансформатора необхідно враховувати характер навантаження і впливу навколишнього середовища. Спотворення якості електроенергії (ЯЕ), що виникають в мережі, можуть призводити до посилення негативного теплового, електричного та механічного впливів на ізоляцію елементів ЕЕС. Причина теплового впливу - втрати електроенергії всередині електрообладнання. Спотворення ЯЕ призводять до збільшення втрат, а, отже, і до посилення теплового впливу.

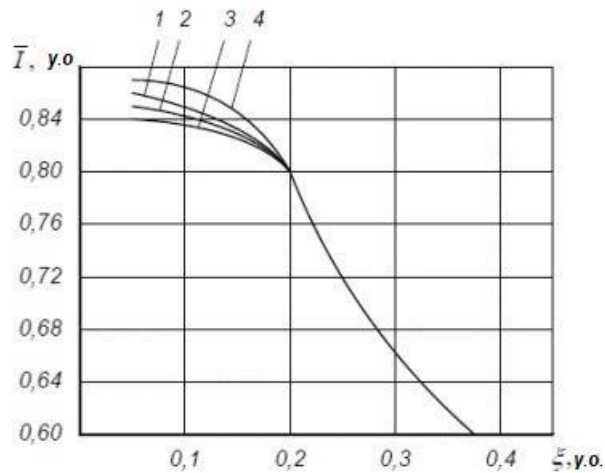


Рисунок 4.1 – Навантажувальна здатність трансформатора при спільному обліку теплового та вібраційного старіння ізоляції при ймовірності безвідмовної роботи  $p = 0,8$  протягом 20 років:

1 - типу ТМ 1,0 ÷ 6,3 МВА; ТРДЦН 63000/110; ТДЦН 80000/110; 2 - типу ТРДН 10; 16; 40; 63 МВА; ТРДЦН 63000/220; 3 - типу ТРДН 25000/110; 4 - типу ТРДЦН 80000/110.

Необхідно відзначити, що потужність додаткових втрат від низької ЯЕ буде нагрівати не весь силовий трансформатор, а окремі їх точки, які і в нормальних умовах є термічно напруженими. Саме в цих точках буде відбуватися прискорене старіння ізоляції. Скорочуючи термін служби ізоляції, спотворення ЯЕ впливають на середній час безвідмовної роботи елементів електроенергетичної системи, а, отже, і на інші показники надійності.

Вираз, що визначає інтенсивність відмов елемента, можна уточнити, ввівши скорочення терміну служби його ізоляції через низьку ЯЕ:

$$\lambda_{\text{ЯЕ}}(t) = \frac{1}{T - \Delta T} + \frac{e^{\frac{(1-T-\Delta T)^2}{2\sigma_T^2}}}{\sigma_T \sqrt{2\pi} \cdot \Phi\left(\frac{t - T - \Delta T}{\sigma_T}\right)}, \quad (4.4)$$

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

де  $\Delta T$  – середнє значення скорочення терміну служби ізоляції, обумовленого спотвореннями ЯЕ;

$\Phi\left(\frac{t-T-\Delta T}{\sigma_T}\right)$  – функція Лапласа, або інтервал ймовірності на

інтервалі скорочення терміну служби ізоляції;

$\sigma_T$  – значення дисперсії відмов.

Графічно вплив спотворень ЯЕ на інтенсивність відмов елемента показано на рисунку 4.2.

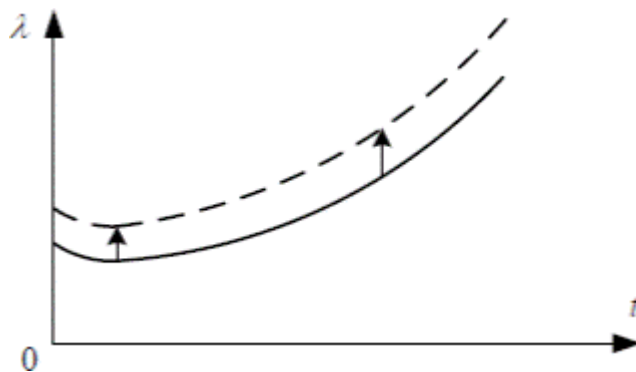


Рисунок 4.2 – Залежність інтенсивності відмов від часу

Як видно з рисунка 4.2, інтенсивність відмов не постійна в часі, а має дві ділянки: на першому вона зменшується, що описує процес приробітку трансформатора, а потім починає зростати, що відповідає поступовому зносу. Спотворення ЯЕ призводять до збільшення інтенсивності відмов у трансформаторі протягом усього часу експлуатації, що рівносильно паралельного переносу характеристики вгору (показано стрілками).

Цією залежністю можна користуватися при наявності достатньої кількості статистичних даних. При їх відсутності для періоду нормальної експлуатації, коли завершився процес приробітку обладнання та підтримується нормальна періодичність ремонтів можна вважати, що  $\lambda$

постійна в часі і використовувати показаний закон розподілу. Тоді інтенсивність відмови з урахуванням якості електроенергії матиме вигляд:

$$\lambda_{\text{ЯЕ}}(t) = \frac{1}{T_{\text{ЯЕ}}} = \frac{1}{T \cdot \tau_1 / \tau_2} = \frac{1}{T - \Delta\tau}, \quad (4.5)$$

де  $\tau_1 / \tau_2$  – відношення терміну служби обладнання при наявності спотворень ЯЕ до терміну служби при їх відсутності;  $\Delta\tau$  - скорочення терміну служби ізоляції при низькій ЯЕ.

Зазвичай вважають, що термін служби ізоляції при тепловому старінні обернено пропорційний швидкості хімічних реакцій. Тоді, використовуючи рівняння Ареніуса [8], можна отримати наступний вираз для відношення термінів служби ізоляції при різних температурах:

$$\tau_1 / \tau_2 = 2^{-(T_2 - T_1) / \Delta T},$$

де  $\tau_1$  і  $\tau_2$  – терміни служби відповідно при температурах  $T_1$  і  $T_2$ , в нашому випадку відповідають роботі ізоляції при низькій і нормальній якості електроенергії;  $\Delta T$  – підвищення температури, яке визиває скорочення терміну служби ізоляції в 2 рази.

Спотворення ЯЕ призводять до скорочення терміну служби ізоляції через збільшення її температури за рахунок додаткових втрат. Для визначення скорочення терміну служби ізоляції необхідно знайти зміну температурного режиму елемента ЕЕС. Розглянемо як змінюється термін служби ізоляції силового трансформатора при спотворенні якості електроенергії.

Перевищення температури обмотки в найбільш нагрітої точки над температурою масла  $v_m$ , з деякою погрішністю описується виразом:

$$\theta_{\text{обм.н.н.т}} = v_m + (g + \varepsilon) \left( \frac{I}{I_{\text{тр.ном.}}} \right)^{2m}, \quad (4.6)$$

де  $g, \varepsilon$  - коефіцієнти, одержувані з теплової діаграми трансформатора;

$m$  - коефіцієнт, що приймається за рекомендаціями МЕК:

$m = 0,8$  для трансформаторів із системами охолодження М (природна циркуляція повітря і масла),  $m = 0,9$  для системи Д (примусова циркуляція повітря і природна масла) і  $m = 1$  для трансформаторів із системами охолодження ДЦ (примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла) і Ц (примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла);  $I$  - струм трансформатора при аналізованому режимі;  $I_{тр.ном.}$  - номінальний струм трансформатора.

Дане перевищення і визначає різницю температур ( $T_2 - T_1$ ) Температура нагріву масла залежить від втрат потужності в ньому:

$$v_m = \Delta P^m,$$

де  $\Delta P$  - втрати потужності в трансформаторі.

Для силового трансформатора втрати потужності з урахуванням низької якості електроенергії визначається наступним чином:

$$\Delta P = P_{кз} (1 + \Delta P_{кз}) \cdot K_3^2 + P_{хх} (1 + \Delta P_{хх}), \quad (4.7)$$

де  $P_{кз}$ ,  $P_{хх}$  - відповідно втрати короткого замикання і холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ ;  $\Delta P_{хх}$  - відповідно додаткові втрати короткого замикання і холостого ходу трансформатора у відносних одиницях, що викликаються спотворенням якості електроенергії;

$K_3$  - коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_n}{S_{т ном.}}$$

Додаткові втрати потужності короткого замикання, які визвано спотвореннями ЯЕ, в долях від номінальних втрат визначаються виразом:

$$\Delta P_{кз} = k_{2I}^2 + k_{0I}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{I(n)}^2 \cdot \sqrt{n}, \quad (4.8)$$

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата



де  $k_{2U}$ ,  $k_{0U}$ ,  $k_{U(n)}$  - відповідно коефіцієнти несиметрії струмів по зворотній і нульовій послідовності струму  $n$ -ої гармоніки;  $n$  – номер вищої гармоніки.

Додаткові втрати холостого ходу, викликані спотвореннями ЯЕ, в частках від номінальних втрат знаходяться за формулою:

$$\Delta P_{xx} = k_{2U}^2 + k_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{40} k_{U(n)}^2 \cdot n^{1,3/2}, \quad (4.9)$$

де  $k_{2U}$ ,  $k_{0U}$ ,  $k_{U(n)}$  – відповідно коефіцієнти не симетрії напруг по зворотної та нульової послідовності, напруги  $n$ -ої гармонійної складової.

Значимість впливу якості електроенергії на термін служби ізоляції трансформаторів при їх різних коефіцієнтах завантаження і різних співвідношеннях показників ЯЕ показана на прикладі силових трансформаторів напругою 220 кВ (див. табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Теплове старіння ізоляції силових трансформаторів 220 кВ

Показ- ник	Коефіцієнт завантаження силового трансформатора					
	0,5		0,7		1	
	$k_{2U}=4\%$	$k_{2U}=6\%$	$k_{2U}=4\%$	$k_{2U}=6\%$	$k_{2U}=4\%$	$k_{2U}=6\%$
	$k_{2U}=6\%$	$k_{2U}=10\%$	$k_{2U}=6\%$	$k_{2U}=10\%$	$k_{2U}=6\%$	$k_{2U}=10\%$
$\Delta T, ^\circ\text{C}$	0	0,4	0	5,5	6,5	15,3
$\tau_1/\tau_2$	1	0,997	1	0,624	0,567	0,262

Результати, представлені в таблиці 4.1, наочно показують, що спотворення ЯЕ призводять до додаткового нагрівання ізоляції трансформатора і, як наслідок, до зниження її терміну служби. При цьому спотворення ЯЕ на рівні гранично допустимих ГОСТом 13109-97 значень при низькому коефіцієнті завантаження трансформатора не призводять до збільшення температури ізоляції вище допустимої. А відносно невеликі спотворення ЯЕ при повному завантаженні трансформатора вже призводять

до перевищення допустимої температури. Граничними параметрами є: коефіцієнт завантаження рівний 0,7, рекомендований ПТЕ, і величина спотворень на рівні гранично допустимих ГОСТом 13109-97 значень. Збільшення будь-якого з них призводить до зниження терміну служби ізоляції, а, отже, і надійності функціонування трансформатора.

#### 4.2 Вплив нелінійності навантаження на роботу силового трансформатора

Як відомо, допустиме систематичне перевантаження найбільш поширених в мережах промислових підприємств трансформаторів типу ТМ (ТМГ) регламентує ДСТУ 3463-99 (МЕК 354-91) «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів» [17]. При цьому здатність навантаження трансформатора (в частках від номінальної потужності -  $S_{ном.тр}$ ) поряд з постійною часу нагріву і температурою навколишнього середовища визначається коефіцієнтами початкового ( $K_1$ ) і підвищеного ( $K_2$ ) навантажень, які пропорційні еквівалентному струму, які протікають через трансформатор, а економічність його роботи оцінюється по пов'язаних з ККД величинами умовно-постійних (в сталі)  $\Delta P_{xx}$  і змінних (в міді)  $\Delta P_{кз}$  втрат, віднесених до одиниці переданої потужності.

Поява в мережі вищих по відношенню до промислової частоті гармонік обумовить додаткові втрати активної потужності в обмотках і магнітних системах трансформаторів, головним чином за рахунок вихрових струмів. В цьому випадку Європейським комітетом по нормуванню в галузі електротехніки (CENELEC) рекомендується при визначенні навантажувальної здатності трансформатора додатково враховувати коефіцієнт запасу потужності -  $K$  [10]:

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \cdot \left(\frac{I_1}{I_{скв}}\right)^2 \cdot \sum_{n=2}^{40} n^q \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}, \quad (4.10)$$

де:  $I_1$  — основна гармоніка струму навантаження;

$$I_{\text{скв}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \text{ — середньоквадратичне значення струму } n \text{ — ої гармоніки [10];}$$

$n$  — номер гармоніки;

$e, q$  — коефіцієнти, які залежать від складових втрат в міді та сталі трансформатора.

Обернено пропорційне  $K(1)$  тривало допустиме навантаження трансформатора (рис. 4.3) в загальному випадку залежить від рівня присутніх гармонійних складових (від 2-ї до 40-ї), що характеризуються коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги [18].

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (2.11)$$

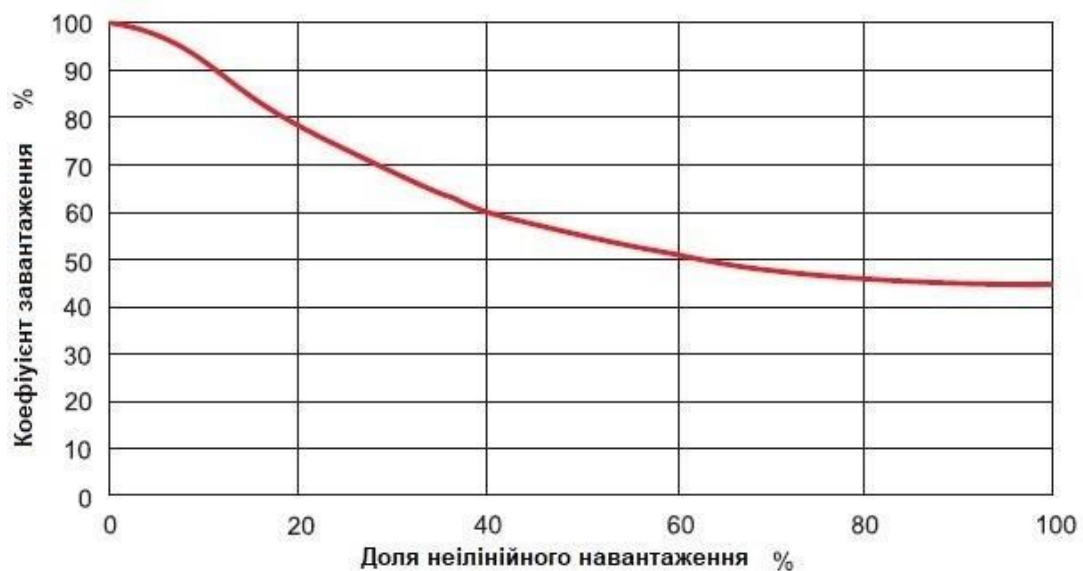


Рисунок 4.3 — Залежність допустимого завантаження силового трансформатора 20–6/0,4 кВ від потужності нелінійного навантаження

і ненормованим коефіцієнтом нелінійного спотворення форми вторинного струму (Total Harmonic Distortion) [18]

$$THD_I = \sqrt{\left(\frac{I_{скв}}{I_I}\right)^2 - 1},$$

Вони в комплексі утворюють потужність спотворення [11], тобто частину реактивної потужності, викликану наявністю гармонік. Для трансформаторів 20-6/ 0,4 кВ із з'єднанням обмоток Y/Y<sub>н</sub>, або Δ/Y<sub>н</sub> величина  $THD_I$  і  $K_U$  при неузгодженому режимі роботи електрозварювального устаткування, вентильних перетворювачів з шестифазної схемою випрямлення, в основному визначається наявністю 5-ї ( $0,27 \cdot I_1$ ), 7-ї ( $0,11 \cdot I_1$ ), 11-ї ( $0,09 \cdot I_1$ ), 13-ї ( $0,06 \cdot I_1$ ) гармонік, а також 3-ї ( $0,1 \cdot I_1$ ) і 5-ї ( $0,03 \cdot I_1$ ) гармоніки газорозрядних ламп. У дужках наводиться критерій оцінки викиду в мережу гармонік зазначеним видом електроустаткування, рекомендований VDEW (Association of German Power Supply Companies) для технічних розрахунків.

Дослідження експлуатаційних режимів силових трансформаторів в мережах з нелінійним навантаженням показали, що наряду з інтенсифікацією процесу старіння ізоляції, збільшення приведених до  $S_{ном}$  втрат  $\Delta P_{xx}$  і  $\Delta P_{кз}$ , визначаються відповідними коефіцієнтами –  $k_{xx}$  і  $k_{кз}$  :

$$k_{xx} = 1 + \sum_{n=2}^{n=40} \frac{U_n^2}{\sqrt{n}}; k_{кз} = \frac{1 + \sum_{n=2}^{n=40} I_n^2 \sqrt{n}}{1 + \sum_{n=2}^{n=40} I_n^2}.$$

Фізично це пояснюється додатковим нагріванням осердя (додаткові втрати на гістерезис і вихрові струми) і збільшенням (приблизно в два-чотири рази для 3-13-ї гармоніки) опору короткого замикання трансформатора внаслідок впливу поверхневого ефекту і ефекту близькості [19]. Нехтуючи втратами холостого ходу, додаткові втрати активної потужності від

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

протікання через трансформатор струмів присутніх в мережі гармонік ( $\Delta P_n$ ) можна визначити по емпіричному закону:

$$\Delta P_n = 0,607 \cdot \frac{\Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \cdot \sum_{n=2}^{40} \left( \frac{1}{n\sqrt{n}} + 0,05\sqrt{n} \right) \cdot K_{U(n)}^2, \quad (4.12)$$

де  $u_{кз}(\%)$  – напруга короткого замикання трансформатора;  $K_{U(n)}$  – коефіцієнт  $n$ -ої гармонічної складової напруги.

Сполучена залежність одночасного зростання  $I_{скв}$  і  $\Delta P_n$  (2) силових трансформаторів 20-6/0,4 кВ (без урахування поверхневого ефекту) приведена на рис. 2.4. Випереджальне  $I_{скв}$  збільшення над  $\Delta P_n$  пояснюється прогресуючим зростанням втрат (2) при посиленні спотворення синусоїдальності вторинного струму трансформатора ( $THD_I$ ). Побічно ступінь спотворення можна оцінити по співвідношенню між  $I_{макс}$  і  $I_{скв}$  ( $K$ -factor [18]), який представляє собою параметр, що відображає внесок в нагрів трансформатора нелінійного навантаження.

Конструктивно в серійних трансформаторах 20-6/0,4 кВ цехових ТП використовуються заходи для придушення гармонік, які зводяться до з'єднання фаз обмоток вищої напруги в «трикутник», що усуває гармоніки, кратні трьом, а решта гармонійних складових практично не придушуються.

Споживання реактивної потужності дискретно комутованих вентильним перетворювачем обумовлено зсувом по фазі його робочого струму  $I_1$  в сторону відставання від напруги мережі живлення -  $U_{ном}$ . через природне запізнювання пофазної комутації в момент перемикання вентиля (кут  $\gamma$ ) і штучної затримки його відкриття для регулювання випрямленої напруги (кут  $\alpha$ ), які, з урахуванням внесених спотворень синусоїдальності, змінюють фактор потужності перетворювача частоти (ПЧ):

$$\lambda = \nu \cdot \cos\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right) = \frac{I_1}{I_{скв}} \cdot \cos\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right). \quad (4.13)$$

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

З формули (4.13) видно, що при зменшенні випрямленої напруги ( $\alpha \rightarrow 90^\circ$ ) споживання перетворювачем реактивної потужності зростає, при цьому значно знижуючи власний коефіцієнт потужності АД -  $\cos\varphi$ , тестований в системі ПЧ-АД як коефіцієнт зсуву:  $\lambda \cdot \cos\varphi$ .

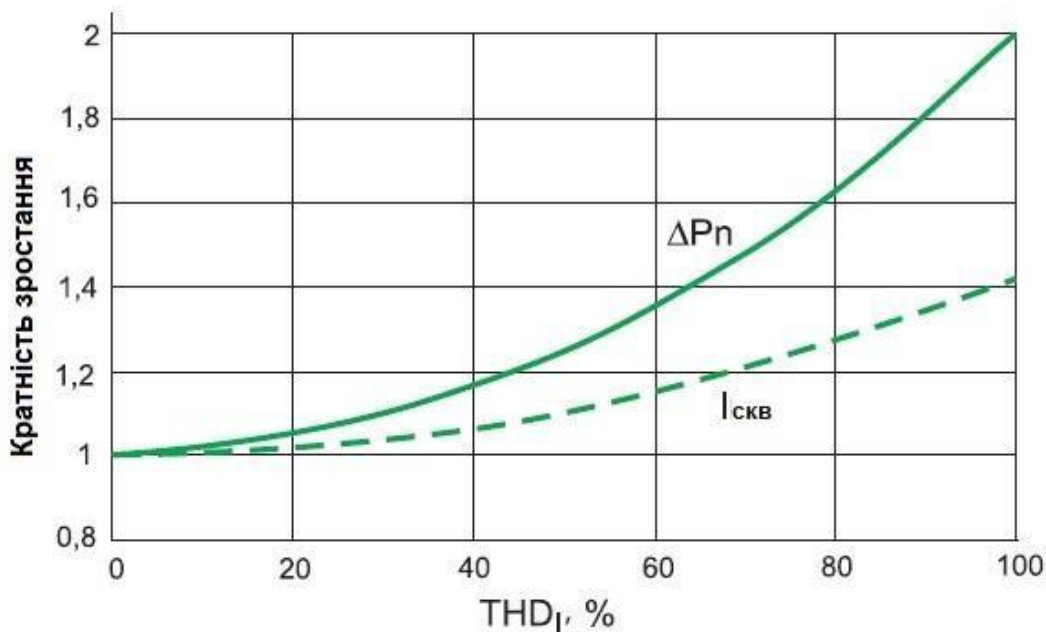


Рисунок 4.4 – Зростання  $I_{скв}$  і втрат потужності  $\Delta P_n$  двохобмоткових трансформаторів 20–6/0,4 кВ в функції  $THD_I$  мережі 0,4 кВ

Наприклад, як зазначено, коефіцієнт зсуву ПЧ-АД ( $S_{пч} = 3,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ), джерелом живлення якого був трансформатор цехової ТП ( $S_{ном.тр} = 800 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ,  $u_{кз} = 5,0\%$ ), знизився на 34% в порівнянні з номінальним  $\cos\varphi$  АД. В даному прикладі єдиним засобом придушення вищих гармонік була власна індуктивність мережі живлення з основною складовою - реактансом силового трансформатора, наведене значення якого  $X_{тр}$  (%) знаходиться як [18]:

$$X_{тр} (\%)$$

$$X_{тр} (\%) = u_{кз} \cdot \frac{S_{пч}}{S_{ном.тр}}, \quad (4.14)$$

де  $S_{пч}$  – повна потужність ПЧ (кВА).

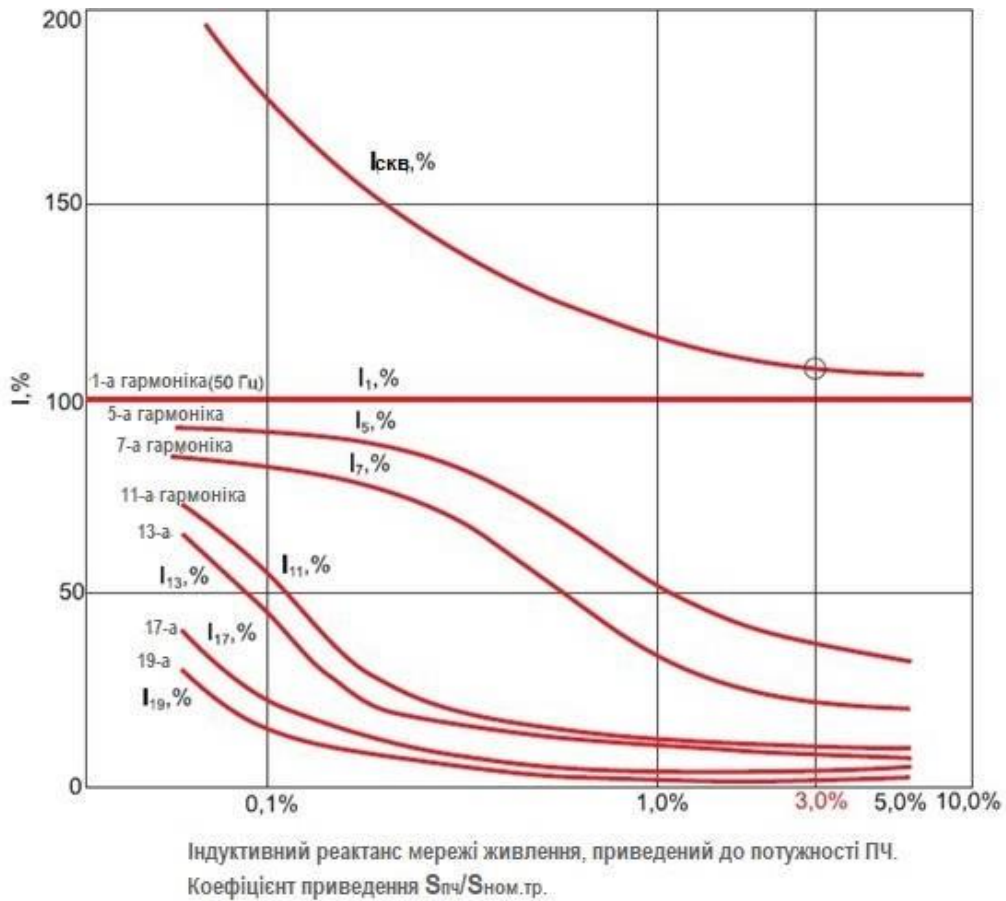


Рисунок 4.5 – Залежність середньоквадратичного струму ПЧ і його гармонічних складових від реактанса живильної мережі

#### Висновки по 4 розділу

Дослідження показали, чим більше  $S_{ном.тр}$  щодо потужності ПЧ, тим нижчий наведений реактанс (4.14) і вищий рівень гармонік які генеруються в мережу (рис. 4.5). Відзначимо, що в найбільш поширеній шестиімпульсній схемі випрямлячів ПЧ генерується гармонійний спектр, який містить переважно 5-ю, 7-ю, 11-ю, 13-ю гармоніки. Враховуючи, що ПЧ малої потужності допускається підключати до мережі безпосередньо, а цехові ТП найбільш часто комплектуються трансформаторами з  $S_{ном.тр} = 630-1600$  кВА і  $u_{кз} = 5,5-6,5\%$ , в мережі живлення не вдається досягти прийнятної за величиною  $I_{скв}$  (рис.4.5) тривідсоткового реактансу. Тому для підтримки в системі електропостачання вимог стандарту якості електроенергії необхідно застосовувати спеціальні технічні засоби.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 5.1 Встановлення заземлень. Загальні вимоги

Встановлювати заземленням на струмовідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмовідні частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмовідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також - приєднувати заземлення за допомогою скручування.



В електроустановках понад 1000 В заземлювати слід струмовідні частини всіх фаз (полюсів) відключеної для робіт дільниці з усіх боків, з яких може бути подана напруга, за винятком відключених для робіт збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення.

Під час робіт на відключеному лінійному роз'єднувачі на проводи спусків з боку ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, має бути встановлене таке додаткове заземлення, яке не порушується під час виконання операцій з роз'єднувачем.

Заземлені струмовідні частини мають бути відокремлені від струмовідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом (вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювана ми або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами). Безпосередньо на робочому місці заземлення додатково встановлюється в тих випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом), яка може викликати ураження струмом, або коли на них може бути подана напруга понад 42 В змінного і 110 В постійного струму), від стороннього джерела.

В ЗРУ переносні заземлення встановлюються на струмовідні частини в призначених для цього місцях. Ці місця очищуються від фарби і облямовуються чорними смугами. В ЗРУ і ВРУ місця приєднання переносних заземлень до магістралей заземлень або до заземлених конструкцій мають бути очищені від фарби і пристосовані для закріплення.

В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлень небезпечне (наприклад, в деяких розподільчих скринях, КРУ окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час підготовки робочого місця слід вжити додаткових заходів безпеки, що перешкоджають помилковому поданню напруги до місця роботи: приводи і вимкнені апарати замикаються на замок; на ножі або верхні контакти роз'єднувачів рубильників, автоматів тощо встановлюються гумові ковпаки

або спеціальні накладки з ізоляційних матеріалів; запобіжники, ввімкнені послідовно з комутаційними апаратами, знімаються. Ці технічні заходи мають бути вказані в місцевій інструкції з експлуатації. В разі неможливості вжиття зазначених додаткових заходів мають бути від'єднанні кінці лінії живлення - в РУ, на щиті, збірці або безпосередньо на місці роботи. Список таких електроустановок визначається і затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство.

Встановлення заземлення не потрібне під час роботи на електроустановці, якщо від нього з усіх боків від'єднанні шипи, проводи та кабелі, якими може бути подана напруга; якщо на нього не може бути подана напруга зворотною трансформацією або від стороннього джерела і за умови, що на цьому устаткуванні не наводиться напруга. Кінці під'єднаних кабелів в цьому разі мають бути замкнені накоротко і заземлені.

Під час робіт в РУ встановлювати заземлення на протилежних кінцях ліній, що живлять це РУ, не потрібно, крім випадків, коли під час проведення робіт необхідно знімати заземлення з виводів ліній.

В електроустановках до 1000 В під час робіт на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин має бути знята і шини (за винятком шин, що виконані ізолюваним проводом) мають бути заземленими. Необхідність і можливість встановлення заземлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок і підключеного до них устаткування визначає особа, яка видає наряд (розпорядження).

В електроустановках напругою до 1000 В всі операції зі встановлення і зняття заземлень дозволяється виконувати одній особі з групою III з числа оперативних чи оперативно-ремонтних працівників. Встановлення переносних заземлень у цьому випадку проводиться з землі за умови застосування спеціальної ізолювальної штанги, якою можна не тільки встановлювати, але і закріплювати ці заземлення.

В електроустановках напругою понад 1000 В:

- вмикати заземлювальні ножі дозволяється одній особі з групою IV з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників;

- встановлювати і знімати переносні заземлення мають два працівники з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників з групами IV і III. Другий працівник з групою III може бути зі складу ремонтних, в цьому разі він повинен пройти інструктаж і ознайомитися зі схемою електроустановки;

- вимикати заземлювальні ножі може працівник з групою III із оперативних чи оперативно-ремонтних працівників.

Допускається тимчасове зняття заземлень, встановлених під час підготовки робочого місця, якщо це вимагається характером робіт, що виконуються. Тимчасове зняття і повторне встановлення заземлень виконується оперативним працівником чи (під його наглядом) членом бригади з групою III. Дозвіл на тимчасове зняття заземлень, в також на виконання цих операцій керівником робіт, слід обумовлювати в рядку наряду "Окремі вказівки" з записом про те, де і з якою метою мають бути зняті заземлення.

## **5.2 Пожежна безпека при експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів, компенсуювальних реакторів**

1) Пожежна безпека в разі експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів і компенсуювальних реакторів забезпечується:

– підтриманням у справному стані пристроїв охолодження, регулювання і захисту обладнання;

– дотриманням температурних режимів;

– наявністю та підтриманням у справному стані і в постійній готовності автоматичних систем пожежогашіння та мастилоприймальних пристроїв.

2) Мастилоприймальні пристрої під трансформаторами і реакторами, маслопроводи або спеціальні дренажі мають підтримуватися у справному стані для запобігання розтіканню мастила в разі аварії та потраплянню його в кабельні канали та інші споруди.

3) Для трансформаторів (реакторів) потужністю до 10 МВ·А допускається виконання маслоприймачів без відведення мастила. Мастилоприймачі мають бути заглиблено, розраховані на повний об'єм мастила, що вміщується над ним в обладнанні, та закриватися металевими ґратами, зверху на які повинен бути насипаний завтовшки 0,25 м шар чистого гравію або шар промитого гравійного щебеню, або шар непористого щебеню іншої породи фракцією від 40 до 70 мм.

4) Гравійна засипка, яка розміщується в маслоприймальних чашах, повинна утримуватися в чистоті й не рідше ніж 1 раз на рік промиватися.

5) У разі значної забрудненості гравійної засипки або появи на ній рослинності вона повинна бути замінена.

6) Одночасно з промиванням гравійної засипки слід випробовувати пропускну здатність мастиловідводів і стаціонарну систему пожежогасіння (за її наявності).

7) У разі виявлення протікання мастила потрібно негайно вжити заходів щодо виявлення та усунення причини, запобігання новим проявам (підтяжка болтових з'єднань, заварювання тріщин).

8) Незаглиблений мастилоприймач потрібно виконувати у вигляді бортових огорож мастило наповненого електроустаткування на довжину усього периметра гравійної засипки без розривів. Висота бортових огорож повинна бути не менше ніж 0,25 м і не більше ніж 0,5 м над рівнем навколишнього планування землі згідно з вимогами пункту 4.2.67 Глави 4.2 ПУЕ-2014 «Розподільчі установки та підстанції напругою понад 1 кВ», затверджених наказом Міненерговугілля від 22 серпня 2014 року за № 598.

У місцях викочування трансформаторів і реакторів бортові огороження повинні перешкоджати розтіканню мастила і виготовлятися з

матеріалу, який легко демонтується в разі ремонту, а потім встановлюється на своє місце.

9) Забороняється використовувати (пристосовувати) стінки кабельних каналів як бортове огороження мастилоприймачів трансформатора

10) Вводи кабельних ліній у шафи управління, захисту й автоматики, а також розгалужувальні (з'єднувальні) коробки на трансформаторах і реакторах старанно ущільнюються негорючими матеріалами.

11) Аварійні ємності для приймання мастила від трансформаторів і мастильних реакторів повинні перевірятися не рідше ніж 2 рази на рік, а також після сильних дощів, розтавання снігу або гасіння пожежі.

12) У мастилоприймачах без відведення мастила повинні передбачатися пристрої для відкачування і контролю наявності мастила та води.

За наявності води проводиться її відкачування, про що слід внести запис до оперативного журналу. Стаціонарні рівнеміри повинні утримуватися у справному стані.

13) Перевірка роботи стаціонарної установки пожежогасіння і повноти зрошення проводиться під час планових вимкнень на 8 годин і більше, а також ремонтів.

Результати випробувань записуються в оперативний журнал, дефекти - у журнал дефектів.

Система трубопроводів стаціонарної установки пожежогасіння фарбується в червоний колір.

14) Горловина вихлопної труби трансформатора не повинна бути скерована на обладнання, встановлене ближче ніж за 30 м, а також місця проходу персоналу. У разі потреби встановлюються відбійні щити.

Матеріал і влаштування мембрани на вихлопній трубі повинні відповідати технічним вимогам.

Забороняється використовувати для цього матеріали, які не передбачені заводом-виробником.

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

Під час огляду трансформатора потрібно контролювати цілісність мембрани.

15) У разі виникнення пожежі на заземленому трансформаторі (реакторі) він повинен бути негайно вимкнений із мережі усіх напруг, якщо не вимкнувся через дію релейного захисту. Персонал повинен проконтролювати включення стаціонарної установки пожежогасіння (за її наявності), викликати підрозділ ОРСЦЗ й далі діяти за оперативним планом пожежогасіння (карткою).

16) Забороняється в разі пожежі на трансформаторі (реакторі) зливати мастило з корпусу, бо це може призвести до поширення вогню на обмотки, а також ускладнить гасіння пожежі.

17) Гасіння пожеж на трансформаторах проводиться згідно з інструкцією на даний об'єкт.

18) У місцях встановлення пожежної техніки треба обладнати й позначити місця її заземлення.

Місця заземлення пересувної пожежної техніки визначаються спеціалістами, які обслуговують об'єкт, разом із представниками ОРСЦЗ та позначаються знаком заземлення.

19) Трансформатори мають бути обладнані стаціонарними автоматичними установками пожежогасіння відповідно до додатку 8 цих Правил, з урахуванням вимог НАПБ В.01.056-2013/111 та НАПБ 05.0 32-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв підстанцій та трансформаторів».

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі бакалавра розроблено проект технічних показників електричної мережі, що живить район з промислово - сільськогосподарським виробництвом.

У процесі роботи викананонаступне:

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

2. Розглянуто чотири варіанти розвитку мережі живлення. За результатами розрахунку параметрів режимів роботи мережі, вибору й перевірки перетинів ліній, а також потужності трансформаторів на підстанціях (ПС) визначено, які з чотирьох розглянутих варіантів є сенс технічно реалізувати.

3. Проаналізовано:

- вплив атмосферних перенапруг на роботу трансформаторів;
- вплив комутаційних та дугових перенапруг на роботу трансформаторів;
- вплив неякісної електроенергії на роботу трансформаторів;
- вплив якості електроенергії на тепловий режим роботи силового трансформатора;
- вплив нелінійності навантаження на роботу силового трансформатора.

Розроблена система електропостачання відповідає технічним умовам, виданими завданням на бакалаврську роботу та вимогами ПУЕ.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

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



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

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

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

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

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

14. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

15. Левицький, С. М. Розрахунок і проектування трифазних трансформаторів. Курсове проектування : навчальний посібник / Левицький С. М., Бальзан І. В., Шевчук Ю. В. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 127 с.

16. Методи моделювання трансформаторів та реакторів: Монографія / В. Ф. Іванков, А. В. Басова, І. В. Хімюк. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2017. – 490 с.

17. ДСТУ 3463-96 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів» (ГОСТ 14209-97, ІЕС 354-91). м. Київ:—1999 р.

18. Low-voltage expert guides № 4. Harmonic detection and filtering. Published by Schneider Electric Industries SA. France. 1999.

19. Качество электрической энергии : в 3 т. : [монография] / [Гриб О. Г., Сокол Е. И., Жаркин А. Ф., Васильченко В. И., Ущаповский К. В.] ; [общ. ред. Гриб О. Г.]. — Харьков : Граф-Ікс, 2014. — (Автоматизация

енергосистем). Т. 2 : Контроль качества электрической энергии / [О. Г. Гриб и др.]. — 244 с. :

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

22. 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.

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

					РБ 141.20дб.010 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		90

