

**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**

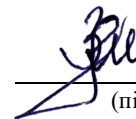
**на тему**

**Розробка заходів щодо модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ.  
Електрична мережа сумарною активною потужністю 143 МВт**

**Виконав: студент групи ЕЕ-20дб**

Змієв О. В.

(прізвище, та ініціали)



(підпис)

**Керівник**

доц. Філімоненко Н.М.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

**Завідувач кафедри**

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2024 р.

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»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднєв Є.С.

" \_\_\_\_ " червня 2024 року

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

Змієву Олексію Володимировичу

1. Тема проекту Розробка заходів щодо модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Електрична мережа сумарною активною потужністю 143 МВт.

Спецпитання: Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ

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

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2024 р.

**3. Вихідні данні до проекту.**

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

Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів										
Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$	
97	187	95	232	121	254	52	165	62	122	

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження Р (МВт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	$P_1$	$\cos \varphi_1$	$P_2$	$\cos \varphi_2$	$P_3$	$\cos \varphi_3$	$P_4$	$\cos \varphi_4$	
$T_m$									
6810	28	0,823	30	0,881	32	0,88	38	0,86	

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  $U_{nn}$ . Район по ожеледі.

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

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. Розрахунок технічних показників мережі.

4.3. Розрахунок параметрів пристроїв компенсації реактивної потужності..

4.4. Вибір та обґрунтування режиму заземлення нейтралі в мережі.

5. Перелік графічного матеріалу – згідно до завдання, що узгоджено з керівником презентація не менш 10 слайдів згідно теми роботи.

## 6. Консультанти розділів проекту

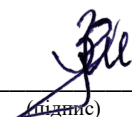
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	доц. Філімоненко Н. В.		

## 7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів проекту (роботи)
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками	I і Птижні
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	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Розрахунок, обґрунтування вибору компенсаційних пристроїв.	IV тиждень
4	Розробка заходів щодо модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі. Режим ізольованої нейтралі. Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через дугогасильний реактор. Режим заземлення нейтралі в мережі через резистор (резистивне заземлення нейтралі	V тиждень
5	Охорона праці	VI тиждень
6	Графічна частина	VI тиждень
7	Оформлення проекту	VII тиждень

Студент

Змієв О. В.



Керівник проекту доц. Філімоненко Н. М.

(підпис)

Дата видачі завдання ”\_07\_” травня 2024

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 86 стор., 30 рис., 17 табл., 21 найм. бібл.посилань

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій.

Обрано компенсуючі та регулюючі пристрої та місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі порівняльного аналізу декількох варіантів. Застосування в мережах 6-35 кВ сучасного устаткування заземлення нейтралі дозволяє істотно підвищити надійність роботи мереж.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ, СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, УСТАТКУВАННЯ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ

## ABSTRACT

Pages – 86; Drawings – 30; Tables – 17; Sources – 21.

Approved The Network configuration. Nominal Voltages, cross-sections of Wires of Power Lines on all sections of the designed Network are selected. The Powers of The Substation Transformers are appointed. Compensating and controlling Appliances and their location are chosen.

There are the most advantageous solution for several options of The Power Network after comparative analysis. The use of modern neutral grounding equipment in 6-35 kV networks allows to significantly increase the reliability of networks.

**KEYWORDS:** ELECTRIC NETWORK, ELECTRICAL LOADS CALCULATIONS, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, CROSS-SECTION of WIRES, TYPES OF CONTROL of VOLTAGES, NEUTRAL GROUNDING EQUIPMENT

					<b>РБ.141.20дб.004 ПЗ</b>			
<b>Зм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>	<i>Розробка заходів щодо модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ.</i>	<b>Літ.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листів</b>
Розроб.	Змієв						5	
Перевір.	Філімоненко							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднєв					СНУ, кафедра ЕІ		

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	38
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	46
3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	51
3.1. Розрахунок потужності компенсаційних пристроїв.....	51
3.2. Вибір та перевірка параметрів компенсаційних пристроїв.....	53
4. ВИБІР РЕЖИМУ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖІ 6-35 кВ	55
4.1. Загальні положення.....	55
4.2. Режим ізольованої нейтралі.....	59
4.3. Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через дугогасильний реактор.....	62
4.4. Режим заземлення нейтралі в мережі через резистор (резистивне заземлення нейтралі).....	68
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	77
5.1. Вимикання (зняття напруги).....	77
5.2. Пожежна безпека.....	79
ВИСНОВКИ.....	83
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	84

## ВСТУП

У нашій країні електростанції виробляють трифазний змінний струм частотою 50 Гц. Напруга основних споживачів не перевищує 220÷660 В. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, що живляться здебільшого від енергетичних систем, які об'єднують кілька електростанцій. Ці системи одночасно постачають електроенергією великі райони, передаючи її на значні відстані.

Втрата потужності в лінії описуються виразом:

$$\Delta P = I^2 r_0 l,$$

де  $I$  – струм трифазної системи, А;

$r_0$  – опір 1 км проводу, Ом;

$l$  – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi},$$

де  $P$  – потужність, кВт;

$U$  – напруга, кВ;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Як бачимо, збільшуючи напругу, можна збільшувати потужність за незмінного струму, а за тієї самої потужності із збільшенням напруги зменшується сила струму. Звідси випливає, що без збільшення втрати потужності в лінії можна значно збільшити довжину лінії електропередачі.

Генератори великих електростанцій виробляють електроенергію напругою на гідроелектростанціях: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75 кВ, а на теплових електростанціях – 3,15; 6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 24 кВ.

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Виготовлення генераторів на більшу напругу недоцільне в зв'язку з різким підвищенням вартості ізоляції обмоток і погіршенням параметрів генератора.

Під час передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях. Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують понижувальні трансформаторні підстанції.

Між електростанціями або потужними державними енергосистемами і споживачами розміщене передавальне обладнання, що складається з підвищувальних і понижувальних трансформаторних підстанцій та ліній передачі електроенергії різної напруги. На підвищувальних трансформаторних підстанціях електроенергія генераторної напруги перетворюється в енергію вищої робочої напруги (10, 20, 35 кВ і більше), а на понижувальних – електроенергія трансформується з вищої в нижчу напругу.

Сукупність електростанцій, підстанцій, ліній електропередачі і теплових мереж, зв'язаних в одне ціле єдністю режиму і безперервністю виробництва та розподілу електричної і теплової енергії, називається *енергетичною системою*.

Частина енергосистеми, що складається з генераторів, розподільних пристроїв, підстанцій, ліній електричних мереж і споживачів електроенергії, називається *електричною системою*.

*Електричною мережею* називається частина електричної системи, що складається з підстанцій і ліній електропередачі різної напруги.

*Підстанцією* називається установка, призначена для перетворення і розподілу електричної енергії, і складається з трансформатора, або іншого перетворювача енергії, розподільного пристрою, акумуляторної батареї, пристрою керування і допоміжного устаткування.

Понижувальні трансформаторні підстанції поділяють на *районні і споживчі*. На районних підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до 6...110 кВ. Від районних знижувальних підстанцій живляться

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		8



розподільні мережі, що передають електроенергію віддаленим споживачам.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються *споживчими*.

Система електропостачання з наближенням високої напруги до споживачів з найменшою кількістю ступенів проміжної трансформації і апаратів називається *глибоким вводом*. Підстанція 35/0,4 кВ належить до підстанцій з *глибоким вводом*.

За місцем установлення в схемі електропостачання споживчі трансформаторні підстанції, як і районні, можуть бути *тупиковими* і *прохідними*.

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

## РОЗДІЛ 1

### ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\phi_1} = 28/0,823 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден..}$$

(1.1)

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (34,0^2 - 28^2)^{0,5} = 19,3. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	28	+j	19,3	Машинобудування	10	II
2	30	+j	16,1	Легка промисловість	6	II
3	32	+j	17,3	Машинобудування	10	I
4	38	+j	22,5	Сільське господарство	6	II

## 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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 28 + 30 + 32 + 38 = 128,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 19,3 + 16,1 + 17,3 + 22,5 = 75,20. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (128,00^2 + 75,20^2)^{0,5} = 148,46. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 128,00 + 0,02 \cdot 148,46 = 6,81. \quad (1.6)$$

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		11

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 75,20 + 0,1 \cdot 148,46 = 18,61. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 128,00 + 6,81 = 128,41. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 75,20 + 18,61 = 90,05. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (128,41^2 + 90,05^2)^{0,5} = 156,84. \quad (1.10)$$

### 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.004 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	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 за формулою:

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

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.004 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P$ ,	$X$ ,	$P \times X$ ,	$Y$ ,	$P \times Y$ ,	$L_{nci-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$ ,
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	28	95	2660	232	6496	46	1288
2	30	121	3630	254	7620	77	2310
3	32	52	1664	165	5280	37	1184
4	38	62	2356	122	4636	69	2622
Разом	128,00	-	10310	-	24032	-	7404

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10310/128,00 = 81 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 24032/128,00 = 188 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати споживачів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), $(X_A, Y_A)$	97	187
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	95	232
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	121	254
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	52	165
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	62	122
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	81	188

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.

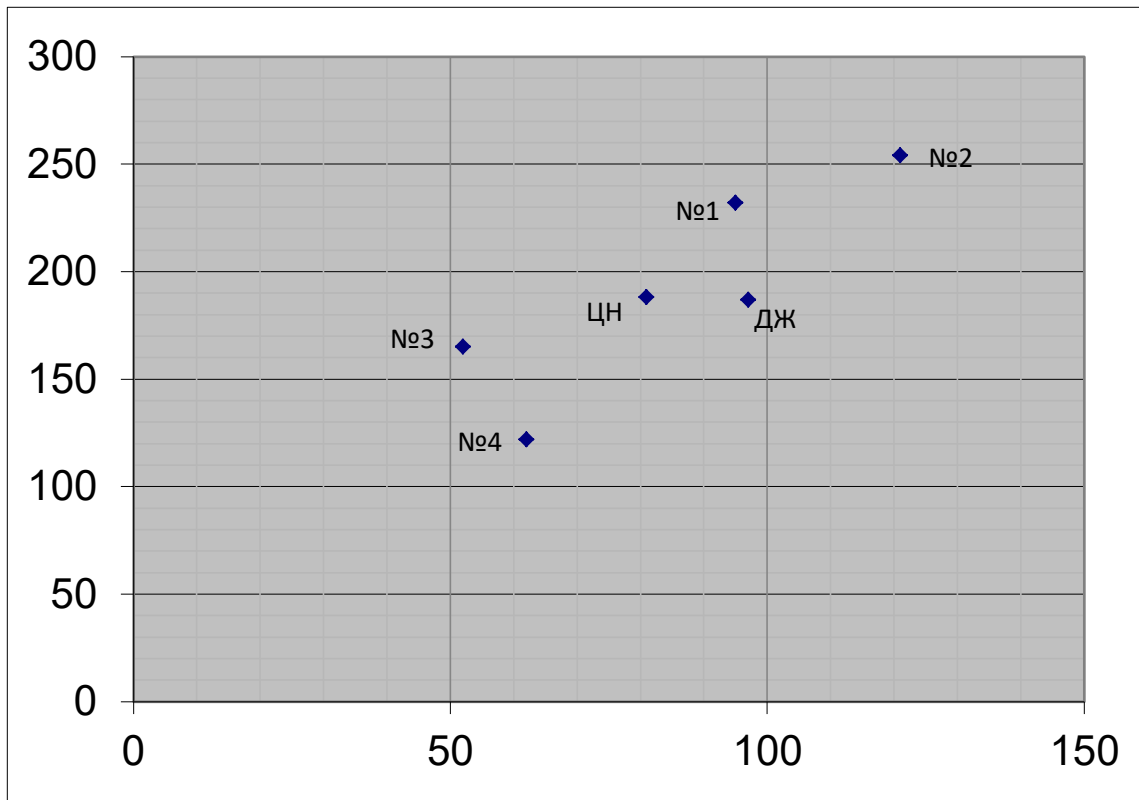


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((97-81)^2 + (187-188)^2)^{0.5} = 16. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((95-81)^2 + (232-188)^2)^{0.5} = 46. \quad (1.16)$$

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

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

$$L_{\text{с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-\text{ТЦН}}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7404/128,00 = 58. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{\text{ДЖ-ЦН}}}{L_{\text{с.в.}}} = 16/58 = 0,28, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$l_{A1} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(97-95)^2 + (187-232)^2]^{0,5} \cdot 1 = 45 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості

Відстань між пунктами на місцевості, км									
$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
45	71	50	74	34	80	115	113	145	44



#### 1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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 поєднати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		17

(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.

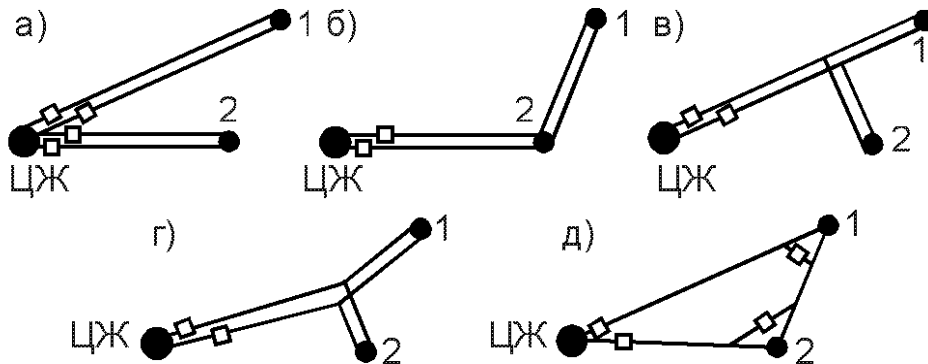


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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”:

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

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

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

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

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

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

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

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

До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		19

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

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

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 45 = 49,5.$$

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,

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

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

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

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

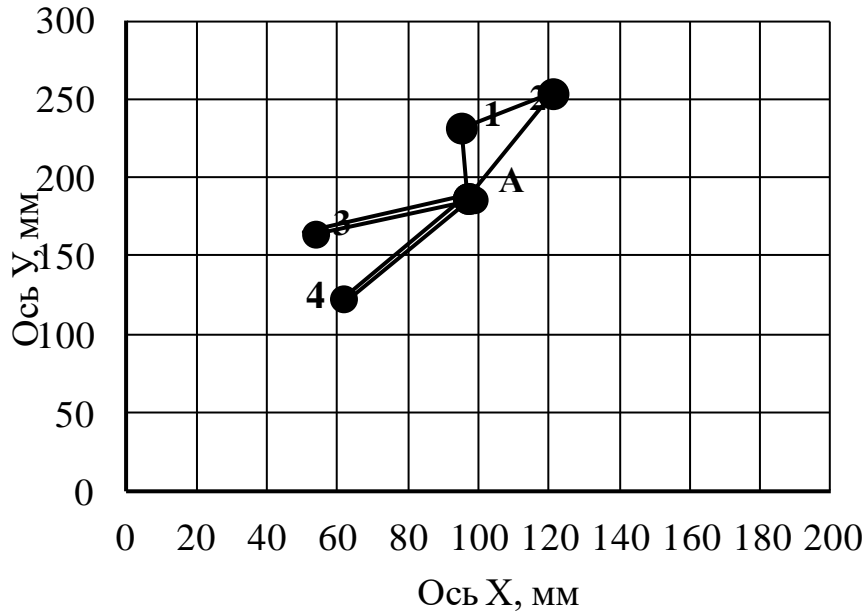


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

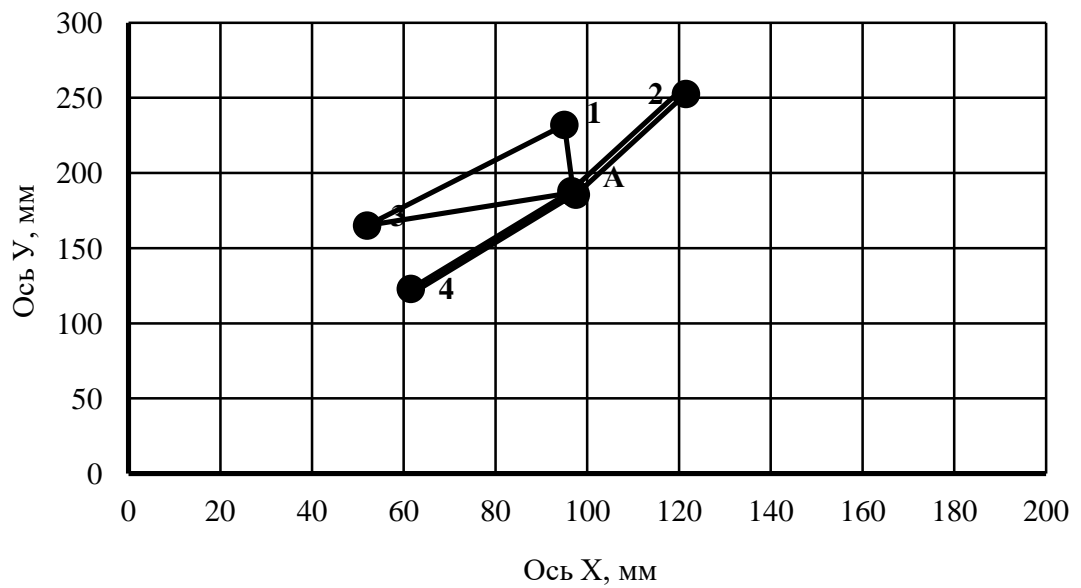


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

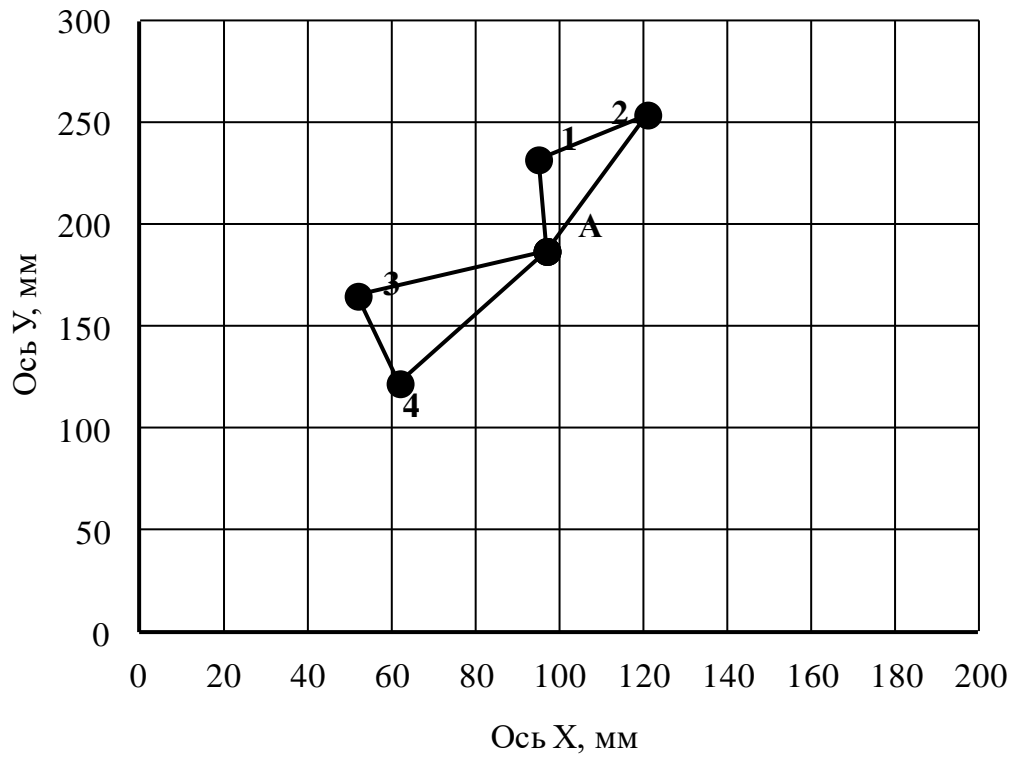


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

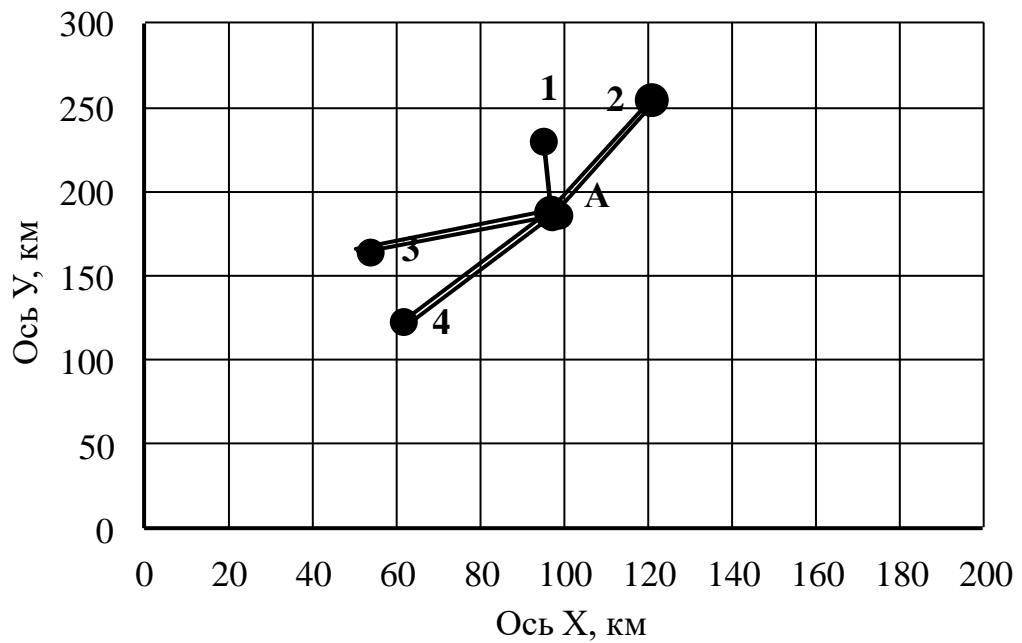


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.5.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

Таблиця 1.5 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним

показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1,6	45	49,5	79,2	412,9	16	460,9
	1-2	1	34	37,4	37,4			
	A-2	1	71	78,1	78,1			
	A-3	1,6	50	55	88			
	A-4	1,6	74	81,4	130,2			
“б”	A-1	1	45	49,5	49,5	447,7	16	495,7
	A-3	1	50	55	55			
	1-3	1	80	88	88			
	A-4	1,6	74	81,4	130,2			
	A-2	1,6	71	78,1	125			
“в”	A-1	1,6	45	49,5	79,2	559,6	16	607,6
	1-2	1,6	34	37,4	59,8			
	A-2	1,6	71	78,1	125			
	A-3	1,6	50	55	88			
	3-4	1,6	44	48,4	77,4			
	A-4	1,6	74	81,4	130,2			
“г”	A-1	1,6	45	49,5	79,2	422,4	10	452,4
	A-2	1,6	71	78,1	125			
	A-3	1,6	50	55	88			
	A-4	1,6	74	81,4	130,2			

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.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		24



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 по формулах:

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

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

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

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

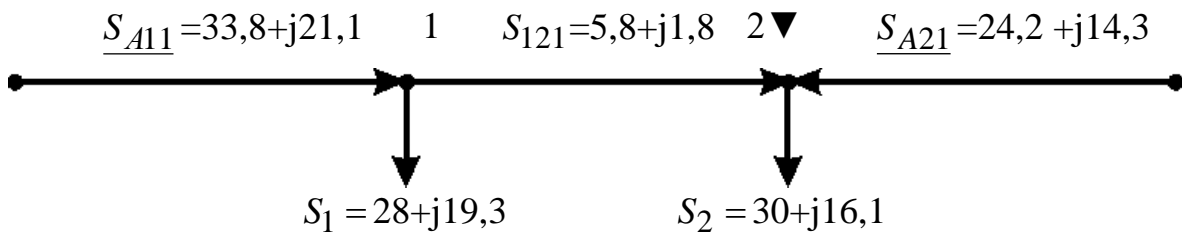


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(28 \cdot (37,4 + 78,1) + 30 \cdot 78,1)}{49,5 + 37,4 + 78,1} = \\ &= 33,8 \text{ МВт.} \quad (2.4) \end{aligned}$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (19,3 \cdot (37,4 + 78,1) + 16,1 \cdot 78,1) / (49,5 + 37,4 + 78,1) = 21,1. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (33,8 + j21,1). \quad (2.6)$$

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,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (28 \cdot 49,5 + 30 \cdot (37,4 + 49,5)) / (49,5 + 37,4 + 78,1) = 24,2, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (19,3 \cdot 49,5 + 16,1 \cdot (37,4 + 49,5)) / (49,5 + 37,4 + 78,1) = 14,3, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (24,2 + j14,3) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 33,8 + 24,2 = 58,0. \quad P_1 + P_2 = 28 + 30 = 58,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 21,1 + 14,3 = 35,4. \quad Q_1 + Q_2 = 19,3 + 16,1 = 35,4. \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 33,8 - 28 = 5,8. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 21,1 - 19,3 = 1,8. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (5,8 + j1,8). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 32 + j17,3$$

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

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

A-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 38 + j22,5,$$

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

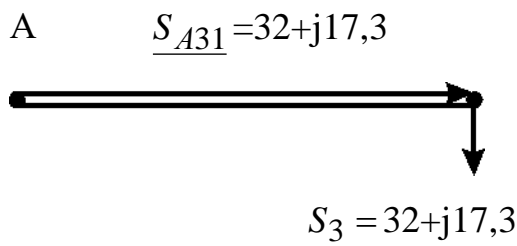


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

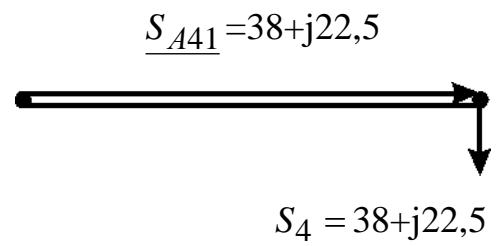


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 28 + j19,3;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 30 + j16,1;$$

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

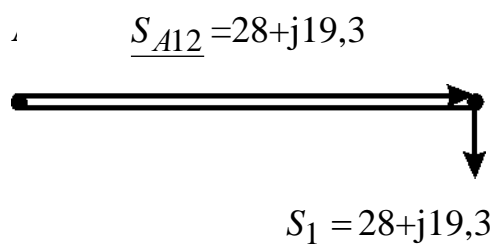


Рис.2.4. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

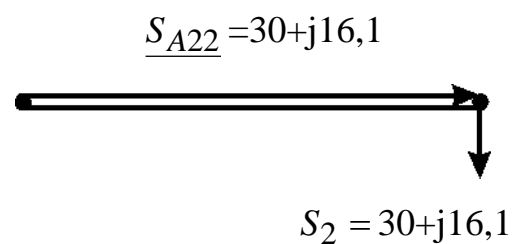


Рис. 2.5. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

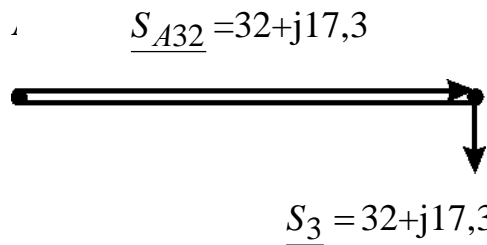


Рис.2.6. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

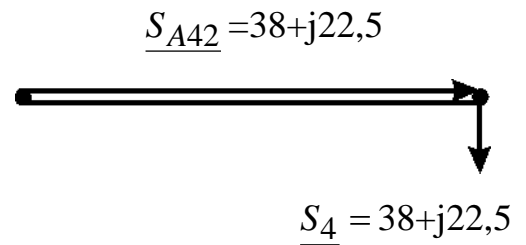


Рис. 2.7. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення  $U_{\text{ном}}$  в схемах зовнішнього і внутрішнього

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

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих проводів, 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	49,5	33,8	1	105	110
	A-2	78,1	24,2	1	94	110
	1-2	37,4	5,8	1	50	110
	A-3	55,0	32	2	40	110
	A-4	81,4	38	2	77	110
2	A-1	49,5	28	2	85	110
	A-2	78,1	30	2	72	110
	A-3	55,0	32	2	77	110
	A-4	81,4	38	2	77	110

## 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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (33,8^2 + 21,1^2)^{1/2} = 39,8$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 39,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 209,1;$$

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		32



Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m=6810$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 209,1/1 = 209$$

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

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

Таблиця 2.2

## Розрахунок перерізів за економічною щільністю 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, $U_{ноділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провода, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка проводу	Припустимий тривалий струм А	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См
1	A-1	33,8	21,1	39,8	110	1	209,1	209	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	24,2	14,3	28,1	110	1	147,7	148	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	1-2	5,8	1,8	6,1	110	1	32,1	32	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	32	17,3	36,4	110	2	95,6	96	АС-95/11	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	38	22,5	44,2	110	2	116,1	116	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66
2	A-1	28	19,3	34,0	110	2	89,3	89	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66
	A-2	30	16,1	34,0	110	2	89,3	89	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	32	17,3	36,4	110	2	95,6	96	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	38	22,5	44,2	110	2	116,1	116	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66

### 2.3. Перевірка проводів за умовами 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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 28 + 30 = 58,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 19,3 + 16,1 = 35,4.$$

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		35

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (58,0^2 + 35,4^2)^{0,5} = 67,9.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 67,9 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 357 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 357 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, табл.2.2	Номинальна напруга, $U_H$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	58,0	35,4	67,9	110	1	357	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	510
	1-2	30	16,1	34,0	110	1	179	265
	А-3	32	17,3	36,4	110	2	96	330
	А-4	38	22,5	44,2	110	2	116	390
2	А-1	28	19,3	34,0	110	2	89	390
	А-2	30	16,1	34,0	110	2	89	390
	А-3	32	17,3	36,4	110	2	96	390
	А-4	38	22,5	44,2	110	2	116	390

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

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

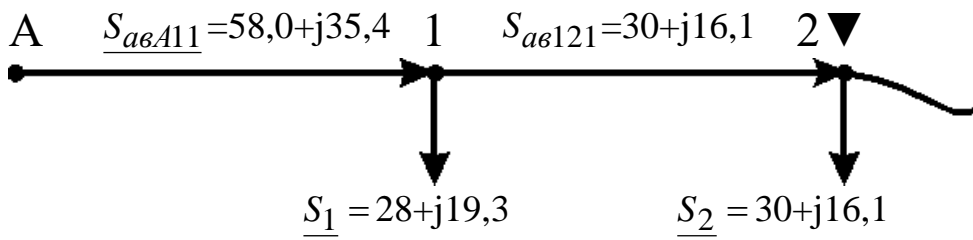


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

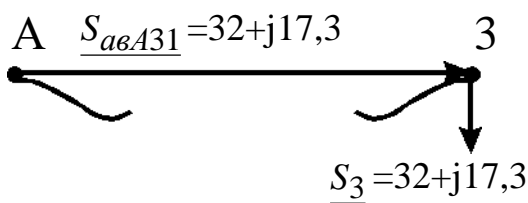


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

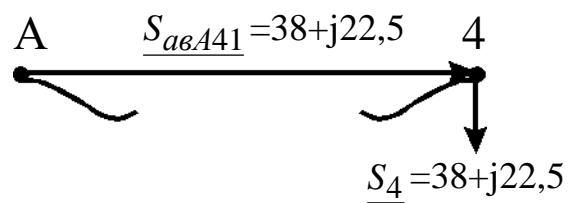


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

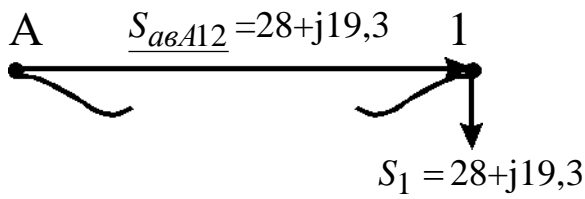


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

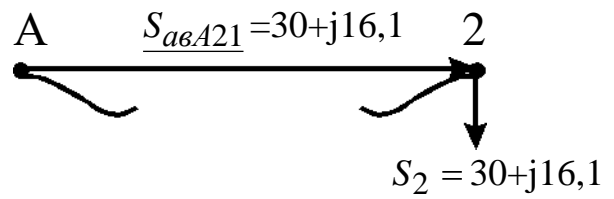


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

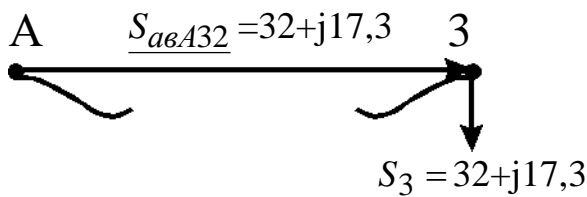


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

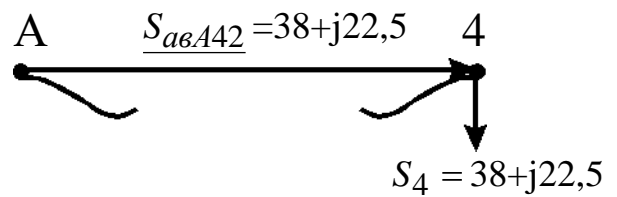


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

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

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

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

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

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

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 49,5 \cdot 1 = 1,68, \quad (2.28)$$

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

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

## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		38

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{діл}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{єі}$ , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	2,81	1,68
	A-2	1	0,162	0,413	78,1	12,7	32,3	2,75	2,60
	1-2	1	0,428	0,444	55,0	23,5	24,4	2,55	1,70
	A-3	2	0,306	0,434	81,4	24,9	35,3	2,61	5,14
	A-4	2	0,249	0,427	49,5	12,3	21,1	2,66	3,19
2	A-1	2	0,249	0,427	49,5	12,3	21,1	2,66	3,19
	A-2	2	0,249	0,427	78,1	19,4	33,3	2,66	5,03
	A-3	2	0,249	0,427	81,4	20,3	34,8	2,66	5,24
	A-4	2	0,249	0,427	49,5	12,3	21,1	2,66	3,19

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

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

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

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

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

В аварійному режимі дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга  $n = 1$ . Опір ланцюгів розраховуються по погонних опорах  $(r_0, x_0)$  1 км проводу, значення яких визначаються для даної марки проводу по (2.26, 2.27) табл. 2.4

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

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

$$R_{\text{ав}A11} = \frac{R_{A11}}{n} = 5,9/1 = 5,9.$$

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

$$X_{\text{ав}A11} = \frac{X_{A11}}{n} = 20,0/1 = 20,0.$$

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

$$\Delta U_{\text{ав}A11} = \frac{P_{A11} \cdot R_{\text{ав}A11} + Q_{\text{ав}A11} \cdot X_{\text{ав}A11}}{U_{\text{ном}}} = (58,0 \cdot 5,9 + 35,4 \cdot 20,0) / 110 = 9,5.$$

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

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

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

$$X_{\text{ав}121} = \frac{X_{A11}}{n} = 20,0/1 = 24,4.$$

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

$$\Delta U_{\text{ав}121} = \frac{P_{121} \cdot R_{\text{ав}121} + Q_{\text{ав}121} \cdot X_{\text{ав}121}}{U_{\text{ном}}} = (30 \cdot 23,5 + 16,1 \cdot 24,4) / 110 = 10,0.$$

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		



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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 9,5 \cdot 100 / 110 = 8,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 10,0 \cdot 100 / 110 = 9,1.$$

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

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

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 8,6 + 9,1 = 17,7\% > 15\% . \quad (2.32)$$

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

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		41

Таблиця 2.5

## Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	58,0	35,4	9,5	8,6
	A-2	АС-185/29	0,162	0,413	78,1	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	55,0	23,5	24,4	30	16,1	10,0	9,1
	A-3	АС-95/11	0,306	0,434	81,4	24,9	35,3	32	17,3	12,8	11,6
	A-4	АС-120/11	0,249	0,427	49,5	12,3	21,1	38	22,5	8,6	7,8
2	A-1	АС-120/11	0,249	0,427	49,5	6,2	10,6	28	19,3	4,7	4,2
	A-2	АС-120/11	0,249	0,427	78,1	9,7	16,7	30	16,1	5,7	5,2
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	81,4	10,1	17,4	32	17,3	5,9	5,4
	A-4	АС-120/11	0,249	0,427	49,5	6,2	10,6	38	22,5	4,1	3,7

## 2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

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

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

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 28/0,823 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден. .}$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 23,8.$$

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

$$S_{нт1} = 40 \text{ МВА.}$$

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

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		43

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{nm1}}{S_{nm1}} \cdot 100\% = (0.40 - 0.40) \cdot 100 / 40 = -15,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

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, $U_{ндл}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1
--------------------	---	--	---	---	---	--

1	28	19,3	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	23,8	110	10
2	30	16,1	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	23,9	110	6
3	32	17,3	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	25,5	110	10
4	38	22,5	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	30,9	110	6

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, $S_n$ , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання $U_k$ , %	Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт	Втрати холостого ходу, $P_x$ , кВт	Струм холостого ходу, $I_x$ , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом	Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	-15,0
2	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	-14,7
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	-9,0
4	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	± 9 ×	1,78	%	10,5

РБ.141.20ДБ.004 ПЗ

Ізм. Лист

№ ДОКУМ.

Підпис

Дата

46

Лист

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

2.7.1 Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (33,8^2 + 21,1^2)^{0,5} = 39,8.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (39,8/110)^2 \cdot 5,9/1 = 0,772,$$

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,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6810/10000)^2 \cdot 8760 = 5677. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		47

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,772 \cdot 5677 = 4383 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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

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

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

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

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

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

**ссылки не найден./40,0)<sup>2</sup> = 0,062 МВт,**

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

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

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

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,072 + 0,062 = 0,134. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6810/10000)^2 \cdot 8760 = 5677, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_{\text{м}} = 6810 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{\text{тп1}} = \Delta W_{\text{с1}} + \Delta W_{\text{м1}} = \Delta P_{\text{с1}} \cdot T + \Delta P_{\text{м1}} \cdot \tau = 0,072 \cdot 8760 + 0,062 \cdot 5677 = 982,7.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.9.

$$\Delta P_{\text{мер}} = \Delta P_{\text{ділмер}} + \Delta P_{\text{тп}}, \quad (2.43)$$

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{\text{мер1}} = \Delta P_{\text{ділмер1}} + \Delta P_{\text{тп1}} = 4,03 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{\text{мер4}} = \Delta P_{\text{ділмер4}} + \Delta P_{\text{тп4}} = 3,62 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{\text{мер1}} = \Delta W_{\text{ділмер1}} + \Delta W_{\text{тп1}} = 22873,00 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{\text{мер4}} = \Delta W_{\text{ділмер4}} + \Delta W_{\text{тп4}} = 20545,00 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \quad (2.47)$$

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		49

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	33,8	21,1	39,8	110	1	5,9	0,772	4,03	4383	22873
	A-2	24,2	14,3	28,1	110	1	12,7	0,829		4706	
	1-2	5,8	1,8	6,1	110	1	23,5	0,072		409	
	A-3	32	17,3	36,4	110	2	24,9	1,363		7738	
	A-4	38	22,5	44,2	110	2	12,3	0,993		5637	
2	A-1	28	19,3	34,0	110	2	12,3	0,588	3,62	3338	20545
	A-2	30	16,1	34,0	110	2	19,4	0,927		5263	
	A-3	32	17,3	36,4	110	2	20,3	1,111		6307	
	A-4	38	22,5	44,2	110	2	12,3	0,993		5637	

Наименование узла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Номинальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	Номинальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	Номинальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_{мб}$ , 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	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	40,0	36,0	172,0	0,072	0,062	0,134	0,589	982,7	4231,7
2	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	40,0	36,0	172,0	0,072	0,063	0,135		988,4	
3	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	40,0	36,0	172,0	0,072	0,071	0,143		1033,8	
4	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	40,0	36,0	172,0	0,072	0,105	0,177		1226,8	

Таблиця 2.9 - Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

РБ.141.20ДБ.004 ПЗ

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1 Розрахунок потужності компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності  $\Delta P$ , зменшення втрат електроенергії  $\Delta W$ , зменшення втрат напруги  $\Delta U$ . Вибір потужності регламентується [4, 7-11]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження  $Q_{ек}$ , яка визначається за формулою:

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

де  $P$  - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі  $U_H=110$  кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,28$$

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

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де  $Q$  - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [4,7] їхні потужності  $Q_{уст}$  рівні: при вторичної (низької) напруги)

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

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

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

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

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

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

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 28 \cdot 0,28 = 7,8 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 19,3 - 7,8 = 11,5 \text{ МВАр.}$$

### 3.2 Вибір та перевірка параметрів компенсаційних пристроїв

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

$$Q_{уст1} = 0,4 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТРДН-40000/110 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 28 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 28 \cdot 0,4 = 11,2 \text{ МВАр.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((11,5 - 11,2) / 11,2) \cdot 100\% = 2,7\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{кpn1} = Q_1 - Q_{кф1} = 19,3 - 11,2 = 7,8 \text{ МВАр.}$$

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

Із джерел [6, 7], із табл. А.12 – А.13 підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібною потужністю компенсуючих пристроїв КП в мережі (на всіх підстанціях)  $Q_{кпрсум}$  і потужністю встановлених КП  $Q_{кпрнсум}$  не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.4.1 допускаємо, що  $Q_{кроз} = Q_{кф}$ .

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\theta_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{кпн}$ , МВА
1	28	19,3	0,28	7,8	11,5	28 +j 7,8
2	30	16,1		8,4	7,7	30 +j 8,4
3	32	17,3		9,0	8,3	32 +j 9,0
4	38	22,5		10,6	11,9	38 +j 10,6



## РОЗДІЛ 4

### ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖАХ 6-35 КВ

#### 4.1 Загальні положення

Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ (або по-іншому способу заземлення нейтралі) є виключно важливим питанням при проектуванні і експлуатації (реконструкції). Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ визначає:

- струм в місці пошкодження і перенапруження на неушкоджених фазах при однофазному замиканні;
- схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- рівень ізоляції електроустаткування;
- вибір ОПН для захисту від перенапружень;
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контуру заземлення підстанції;
- безпека персоналу і електроустаткування при однофазних замиканнях.

Таким чином, вочевидь, що режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ впливає на значне число технічних рішень, які реалізуються в конкретній мережі.

У мережах середньої напруги (з номінальною напругою до 69 кВ по зарубіжній класифікації) застосовуються чотири режими заземлення нейтралі (рис.3.1).

Тобто всього в світі в мережах середньої напруги (до 69 кВ) у відмінності від мереж високої напруги (110 кВ і вище)

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		57

використовуються чотири можливі варіанти заземлення нейтральної точки мережі, а саме:

- ізолювана (незаземлена);
- заземлена через дугогасильний реактор;
- заземлена через резистор (низькоомний або високоомний);
- глухозаземлена.

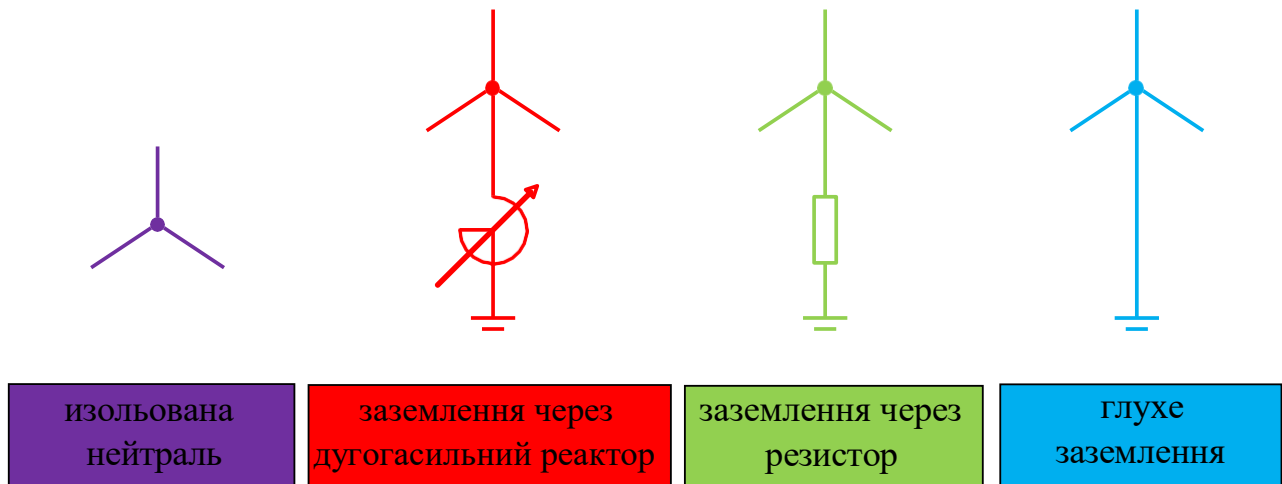


Рисунок 4.1 – Режими заземлення нейтралі мереж середньої напруги.

Окрім вказаних чотирьох режимів заземлення нейтралі в світі застосовується також комбінація (паралельне включення) дугогасильного реактора і резистора. Наприклад, така комбінація зустрічається в повітряних мережах 20 кВ Німеччині, де дугогасильний реактор забезпечує гасіння короточасних однофазних перекриттів ізоляції на землю, а низькоомний резистор підключається до нейтралі мережі паралельно реактору лише короточасно спеціальним однофазним силовим вимикачем. Резистор в такій схемі служить для селективного визначення фідера із стійким однофазним замиканням на землю.

Якщо поглянути на світову практику експлуатації мереж середньої напруги (табл.4.1), то добре видно, що у відмінності від України, де використовується режим ізолюваної нейтралі (приблизно 80% мереж 6-35

кВ) і режим заземлення через дугогасильний реактор (приблизно 20% мереж 6-35 кВ), в інших країнах найчастіше застосовується заземлення нейтралі через резистор або дугогасильний реактор.

Таблиця 4.1 – Режим заземлення нейтралі в мережах середньої напруги 3-69 кВ в різних країнах світу

Країна	Спосіб заземлення нейтралі			
	Ізольована	Заземлена через реактор	Заземлена через резистор	Глухо заземлена
Австралія			+	+
Канада			+	+
США			+	+
Іспанія		+	+	+
Португалія			+	
Франція		+	+	
Японія			+	
Германія		+	+	
Австрія		+	+	
Бельгія			+	
Великобританія			+	+
Швейцарія		+	+	
Фінляндія	+	+	+	
Італія		+	+	
Чехія		+	+	
Словакія		+	+	
Швеція		+	+	
Норвегія		+	+	

Режим заземлення нейтралі через резистор порівняно новий використовується в Україні в обмеженому числі мереж 6-35 кВ. Вперше режим резистивного заземлення нейтралі використовувався в Україні в кар'єрних мережах 6 кВ в 1978-1983 р. [16] і мережах 6 кВ власних потреб блокових електростанцій приблизно 1987 р. [3]. Проте, не дивлячись

на отриманий позитивний досвід, розвитку використання резистивного заземлення нейтралі сталося. Ймовірно, це було пов'язано з відсутністю в основному нормативному документі ПУЕ дозволу на використання режиму резистивного заземлення нейтралі.

В даний час в Україні в мережах 6-35 кВ нормативними документами ПУЕ дозволено до вживання лише три режими заземлення нейтралі. Пункт 1.2.16 ПУЕ, введених в дію з 1 січня 2003 р. свідчить:

«...робота електричних мереж напругою 3-35 кВ може передбачатися як з ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор або резистор».

Таким чином, в мережах 6-35 кВ в Україні дозволені всі режими заземлення нейтралі окрім глухого заземлення.

Чіткого визначення і рекомендацій в яких випадках в мережах 6-35 кВ повинен використовуватися той або інший режим заземлення нейтралі в ПУЕ, на жаль, немає. У тому ж пункті 1.2.16 лише вказані граничні ємнісні струми, починаючи з яких повинна застосовуватися компенсація ємнісного струму:

«Компенсація ємнісного струму замикання на землю повинна застосовуватися при значеннях цього струму в нормальних режимах:

- у мережах напругою 3-20 кВ, що мають залізобетонні і металеві опори на повітряних лініях електропередачі, і у всіх мережах напругою 35 кВ - більше 10 А;

- у мережах, що не мають залізобетонних і металевих опор на повітряних лініях електропередачі:

- більше 30 А при напрузі 3-6 кВ;
- більше 20 А при напрузі 10 кВ;
- більше 15 А при напрузі 15-20 кВ;

- у схемах генераторної напруги 6-20 кВ блоків генератор-трансформатор - більш 5А».

Відсутність рекомендацій по використанню режиму нейтралі в мережах 6-35 кВ в ПУЕ швидше за все пов'язано із складністю формування таких рекомендацій для великої різноманітності мереж 6-35 кВ (сільських, міських, мереж промислових підприємств і ін.) і необхідності обліку при цьому багатьох умов.

З інших нормативних документів, що стосуються режиму заземлення нейтралі можна відзначити також РД 34.20.179 (ТІ 34-70-070-87) «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ». Це документ, що стосується виключно компенсації ємнісного струму замикання на землю за допомогою дугогасильних реакторів (котушок). Інші режими заземлення нейтралі в нім не розглядаються

У частині існуючих нормативних документів слід зазначити окремий пункт

5.11.8 в останній редакції «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж», присвячений режиму заземлення нейтралі, який свідчить: «...В мережах власних потреб 6 кВ блокових електростанцій допускається режим роботи із заземленням нейтралі мережі через резистор».

#### **4.2 Режим ізольованої нейтралі**

Режим ізольованої нейтралі використовується в Україні досить давно і переважна більшість мереж 6-35 кВ (приблизно 80%) працює саме з цим режимом заземлення нейтралі.

На рис.4.2 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з ізольованою нейтраллю на стороні 6-10 кВ.

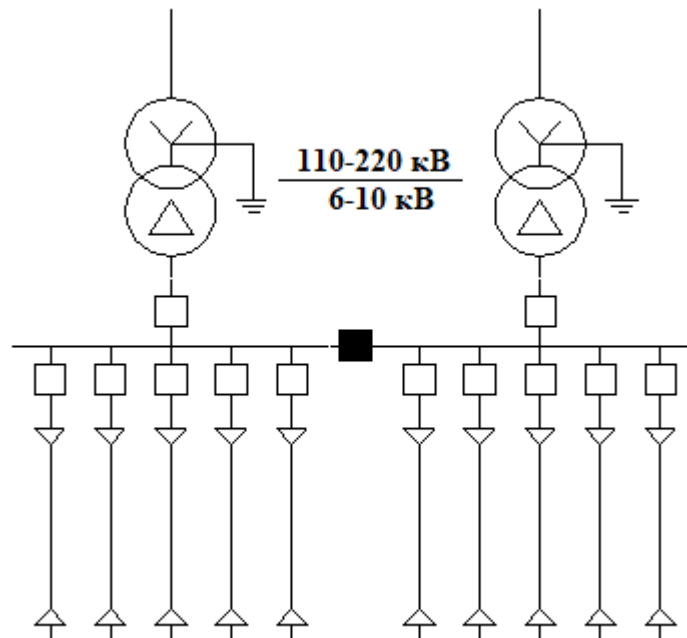


Рисунок 4.2 – Понижуюча підстанція з ізолюваною нейтраллю на стороні 6-10 кВ.

Як видно з рис.3.2, в цьому випадку нейтральна точка в мережі 6-10 кВ фізично відсутній, оскільки обмотки силових трансформаторів на стороні 6-10 кВ сполучені в трикутник. У мережах 35 кВ з ізолюваною нейтраллю нейтральна точка фізично присутня, оскільки обмотки трансформаторів 35 кВ в більшості випадків сполучені в зірку з виведенням нейтральної крапки через окремий прохідний ізолятор на кришку баку трансформатора.

Багатолітній досвід експлуатації мереж з ізолюваною нейтраллю, накопичений не лише в Україні, але і у всьому світі дозволяє говорити про істотні недоліки режиму ізолюваної нейтралі в мережах 6-35 кВ, таких як:

- дугові перенапруження і пробої ізоляції на спочатку неушкоджених фідерах при однофазних замиканнях на землю в мережі;
- можливість виникнення багатомісних пошкоджень ізоляції (одночасне пошкодження ізоляції декількох фідерів) при однофазних

замиканнях на землю;

- пошкодження трансформаторів напруги (НТМІ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замиканнях на землю;
- складність виявлення місця пошкодження (місця замикання);
- неправильна робота релейних захистів від однофазних замикань на землю;
- небезпека електроураження персоналу і сторонніх осіб при тривалому існуванні замикання на землю в мережі.

У зв'язку з наявністю такої кількості недоліків режим ізольованої нейтралі в мережах 6-35 кВ був виключений в переважній більшості країн Європи, Північної і Південної Америки, Австралії і інших країнах ще в 40-50-х роках минулого століття.

У мережах середньої напруги 3-69 кВ країн Європи, Північної і Південної Америки, Австралії режим ізольованої нейтралі застосовується у край рідко (у виняткових випадках). В основному мережі середньої напруги 3-69 кВ цих країн працюють з нейтраллю заземленою через резистор або дугогасильний реактор.

Однією з країн, в яких є значне число мереж з ізольованою нейтраллю є Фінляндія. Там вказаний режим використовується виключно в повітряних мережах 20 кВ і його вживання істотно відрізняється від вітчизняної практики експлуатації. Зокрема за наявності режиму ізольованої нейтралі в мережі 20 кВ захисту від замикань на землю діють на миттєве відключення пошкодженої повітряної лінії. При відмові у відключенні вимикача лінії, що відходить, з витримкою часу 0,5 секунд відключається вимикач введення на секцію. Режим ізольованої нейтралі в повітряних мережах 20 кВ Фінляндії застосовується виключно для підвищення чутливості захистів від замикань на землю, оскільки опір ґрунту на більшій частині території цієї країни в 20-50 разів вище, ніж середньоєвропейське. При такому високому питомому опорі ґрунту заземлення нейтралі (глухе або

через резистор) не збільшує струм в пошкодженому фідері, оскільки він в основному визначається опором ґрунту. Вживання ізольованої нейтралі в даному випадку є вимушеною мірою і причина такого технічного рішення не забезпечення надійності електропостачання, а підвищення чутливості захистів від замикань на землю і безпеки людей.

#### **4.3 Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через дугогасильний реактор**

На рис.4.3 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через дугогасильний реактор.

У цьому режимі на секцію шин 6-10 кВ через спеціально виділене вічко підключається трансформатор виведення нейтралі (із з'єднанням обмоток Y-0/D або Z-0) і дугогасильний реактор.

При однофазному замиканні на землю в мережі дугогасильний реактор створює в місці пошкодження індуктивну складову струму, рівну ємкісною. При цьому сумарний струм в місці пошкодження стає рівним практично нулю і перше виникле в мережі однофазне замикання на землю можна не відключати.

Режим із заземленням нейтралі через дугогасильний реактор (котушку) також досить давно використовується в Україні в мережах з великими ємкісними струмами (міських мережах, мережах промислових підприємств).



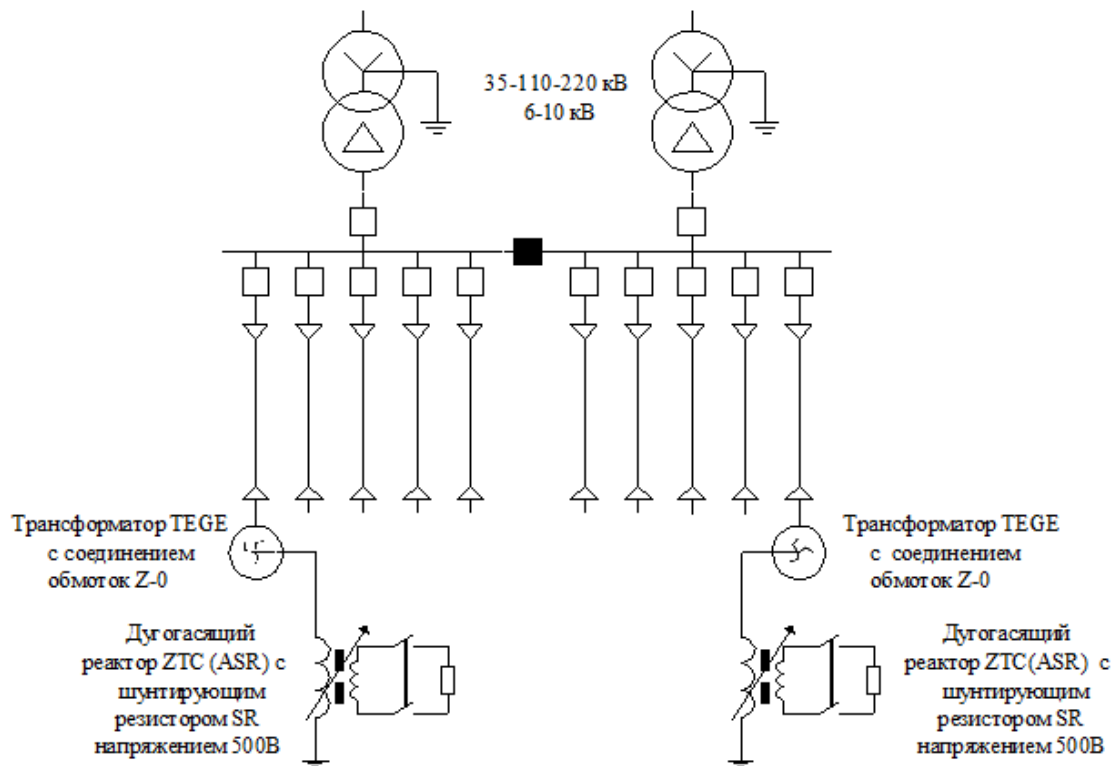


Рисунок 4.3 – Понижувача підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через дугогасильний реактор.

У мережах середньої напруги 3-69 кВ європейських країн (Німеччина, Чехія, Швейцарія, Австрія, Франція, Італія, Румунія, Польща, Фінляндія, Швеція, Норвегія і ін.) широко використовується заземлення нейтралі через дугогасильний реактор з шунтуючим низьковольтним резистором (див. рис.3.3). Низьковольтний шунтуючий резистор напругою 500В підключається через спеціальний контактор у вторинну силову обмотку 500 В дугогасильного реактора. Таке технічне рішення має наступні переваги:

- відсутність необхідності в негайному відключенні однофазного замикання на землю і відповідно споживача;
- малий залишковий струм в місці пошкодження (не більш 1-2А);
- самоліквідація однофазних замикань (особливо на повітряних

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

лініях);

- можливість організації селективного релейного захисту, що автоматично діє, від однофазних замикань на землю;
- виключення пошкоджень вимірювальних ТН із-за ферорезонансних процесів.

Структурна схема технічного рішення по заземленню нейтралі мережі 6-10 кВ через дугогасильний реактор з шунтуючим низьковольтним резистором приведена на рис.4.4

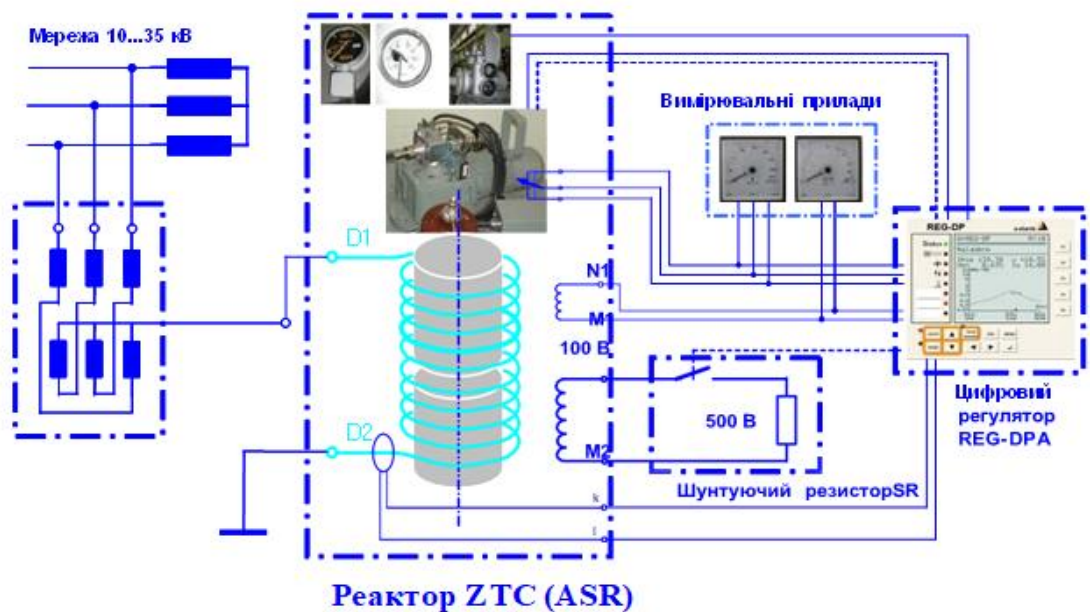


Рисунок 4.4 – Структурна схема технічного рішення по заземленню нейтралі мережі 6-10 кВ через дугогасильний реактор

У існуючих українських мережах 6-35 кВ із заземленням нейтралі через дугогасильні реактори старої конструкції з ручним регулювання і реактори з підмагнічуванням, але без шунтуючого резистора існує проблема організації селективного захисту від однофазних замикань на землю. У цих мережах не можуть використовуватися як прості струмові захисту від

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата



шунтуючого резистора на 1-3 секунди створює лише в пошкодженому фідері активний струм  $3I_0$ , величина якого визначається опором резистора і може складати від 5 до 50А.

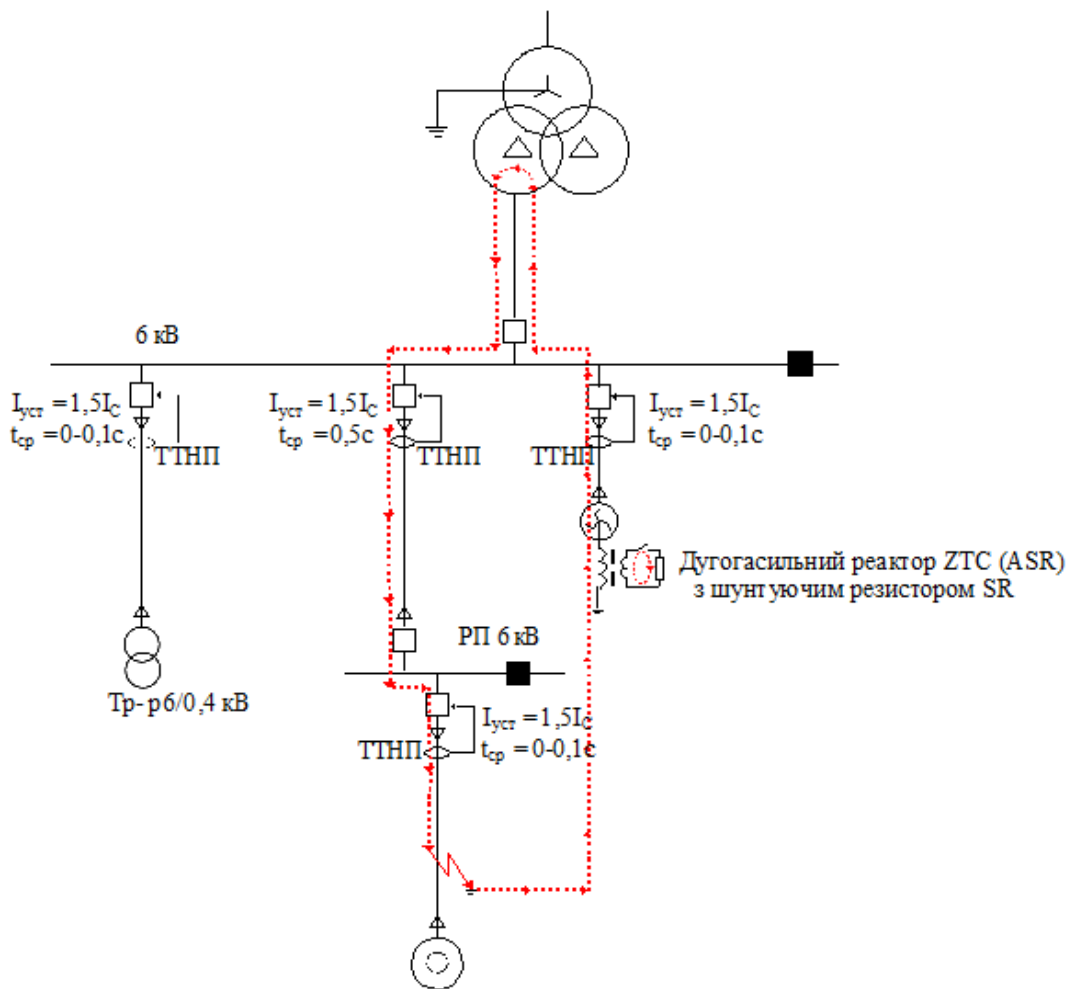


Рисунок 4.5 – Селективний релейний захист від ОЗЗ в мережі із заземленням через дугогасильний реактор з шунтуючим низьковольтним резистором.

Цього струму вистачає для селективного спрацьовування навіть звичайного струмового захисту від замикань на землю пошкодженого приєднання. Уставка простих струмових захистів (код ANSI 51G) від замикань на землю по струму  $3I_0$  на фідерах вибирається, виходячи з власного ємнісного струму приєднання (або сумарного струму приєднання і живленого їм РП). Для сучасних цифрових захистів з фільтрацією вхідного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

сигналу можна рекомендувати уставку на рівні 1,5 власних ємнісних струму приєднання. Уставка за часом захистів від замикань на землю при дії на сигнал може прийматися в діапазоні від 0 до 0,5 сек залежно від необхідності налагодження від перехідних процесів.

У нормальному режимі низьковольтний шунтуючий резистор SR дугогасильного реактора відключений і не впливає на точність налаштування компенсації. Резистор підключається лише на якийсь час, потрібне для спрацьовування захистів від замикань на землю (1-3 сек). Термічна стійкість резистора, як правило, від 6 до 60 сек. Підключення шунтуючого резистора регулювальник REG-DPA реактора може виконувати як за фактом переходу замикання в стійке, так і просто через певну витримку часу (наприклад, через 5 з після виникнення переміжного замикання). Якщо замикання протягом витримки часу не перейшло в стійке, то підключення шунтуючого резистора збільшує активну складову в місці пошкодження, тим самим, сприяючи стабілізації дуги (переходу замикання в стійке). Якщо замикання самоусунулося за час менше 5 з, резистор не підключається і мережа продовжує працювати в нормальному режимі.

У проектній практиці і експлуатації потужність дугогасильного реактора вибирається виходячи з ємнісного струму мережі і перспективи розвитку мережі. У РД 34.20.179 (ТІ 34-70-070-87) потужність дугогасильних реакторів рекомендується вибирати за формулою:

$$Q_p = 1,25 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot I_C, \quad (3.1)$$

де 1,25 – коефіцієнт, що враховує можливий розвиток мережі;

$U_{ном}$  - номінальна напруга мережі;

$I_C$  - сумарний ємнісний струм мережі (включаючи ємнісні струми РП, при їх живленні від підстанції де встановлюються дугогасильні реактори).

Потужність трансформатора для підключення дугогасильного реактора вибирається рівній або більшій потужності реактора.

#### 4.4 Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через резистор (резистивне заземлення нейтралі)

На рис.4.6 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через високовольтний резистор.

У цьому режимі на секцію шин 6-10 кВ через спеціально виділена комірка підключається трансформатор виведення нейтралі (із з'єднанням обмоток Y-0/D або Z-0), в нейтраль якого включається резистор.

На рис.3.7 приведені можливі варіанти включення резистора в мережу. Як правило, для реалізації резистивного заземлення нейтралі використовують варіанти рис.3.7,а і 3.7,в. Варіант рис.3.7,б досить рідкий і вимагає для своєї реалізації спеціального трансформатора.

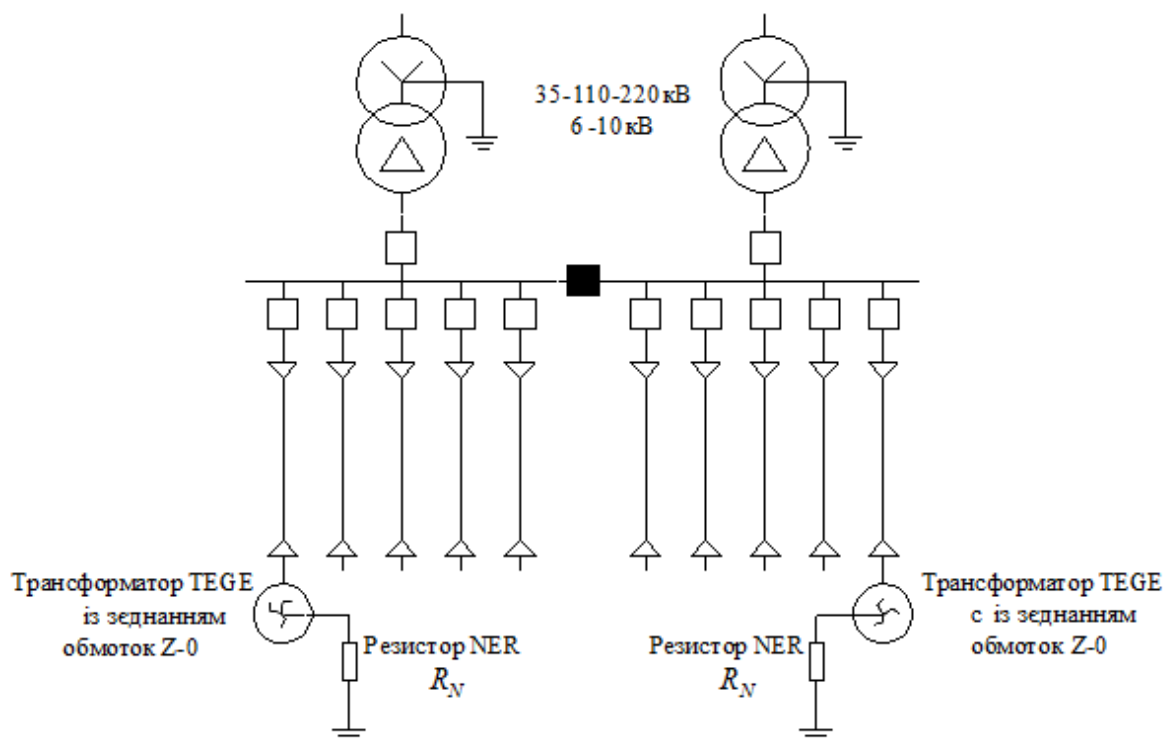


Рисунок 4.6 – Знижуюча підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через резистор.



Високоомне резистивне заземлення нейтралі може виконуватися лише в мережах з ємнісним струмом  $I_C$  не більше 5-7 А при цьому активний струм  $I_R$ , що створюється резистором, має бути більше ємнісного струму мережі:

$$I_C \leq 5 \div 7 \text{ А}$$

$$I_C \leq I_R$$

При високоомному резистивному заземленні нейтралі сумарний струм в місці пошкодження складається з ємнісного струму мережі і активного струму, створюваного резистором заземлення нейтралі:

$$I_{\text{зам}} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2}, \quad (3.2)$$

Вказані активний і ємнісний струм підсумовуються векторний і зрушені один відносно одного на  $90^\circ$  (рис.4.8).

При рівності активного струму, що створюється резистором, і ємнісного струму мережі сумарний струм в місці пошкодження збільшується всього в  $\sqrt{2}$  раз. Так при ємнісному струмі мережі величиною 5 А і активному струмі 5 А, створюваному резистором, сумарний струм в місці пошкодження складе всього 7А.

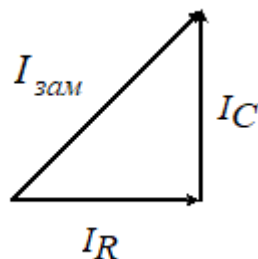


Рисунок 4.8 – Векторна діаграма струмів при однофазному замиканні в мережі з резистивним заземленням нейтралі.



Низькоомне заземлення нейтралі може виконуватися в мережах з будь-яким ємкісним струмом, при цьому активний струм  $I_R$ , що створюється резистором, також має бути більше ємнісного струму мережі. Як правило, активний струм, що створюється резистором, перевищує ємнісний струм мережі не менше чим в 2 рази.

Зазвичай, струм, що створюється резистором при низькоомному резистивному заземленні нейтралі, лежить в межах

$$I_R = 20 \div 2000 \text{ А.}$$

Вибір струму, що створюється резистором, при низькоомному заземленні нейтралі є розумним компромісом між двома протилежними завданнями: підвищенням чутливості захистів від замикань на землю за рахунок збільшення струму однофазного замикання і обмеження струму в місці пошкодження (однофазного замикання) для зниження об'єму руйнування устаткування.

Такі істотні переваги мереж з резистивним заземленням нейтралі як відсутність перенапружень при однофазних замиканнях на землю, виключення ферорезонансних процесів насичення трансформаторів напруги і можливість організації селективного релейного захисту від замикань на землю зумовили широке використання цього режиму в зарубіжних країнах.

Властиві режиму резистивного заземлення нейтралі недоліки (збільшення струму в місці пошкодження і необхідність відключення замикань) долаються за рахунок швидкого відключення пошкодженого фідера і організації резервного живлення споживачів.



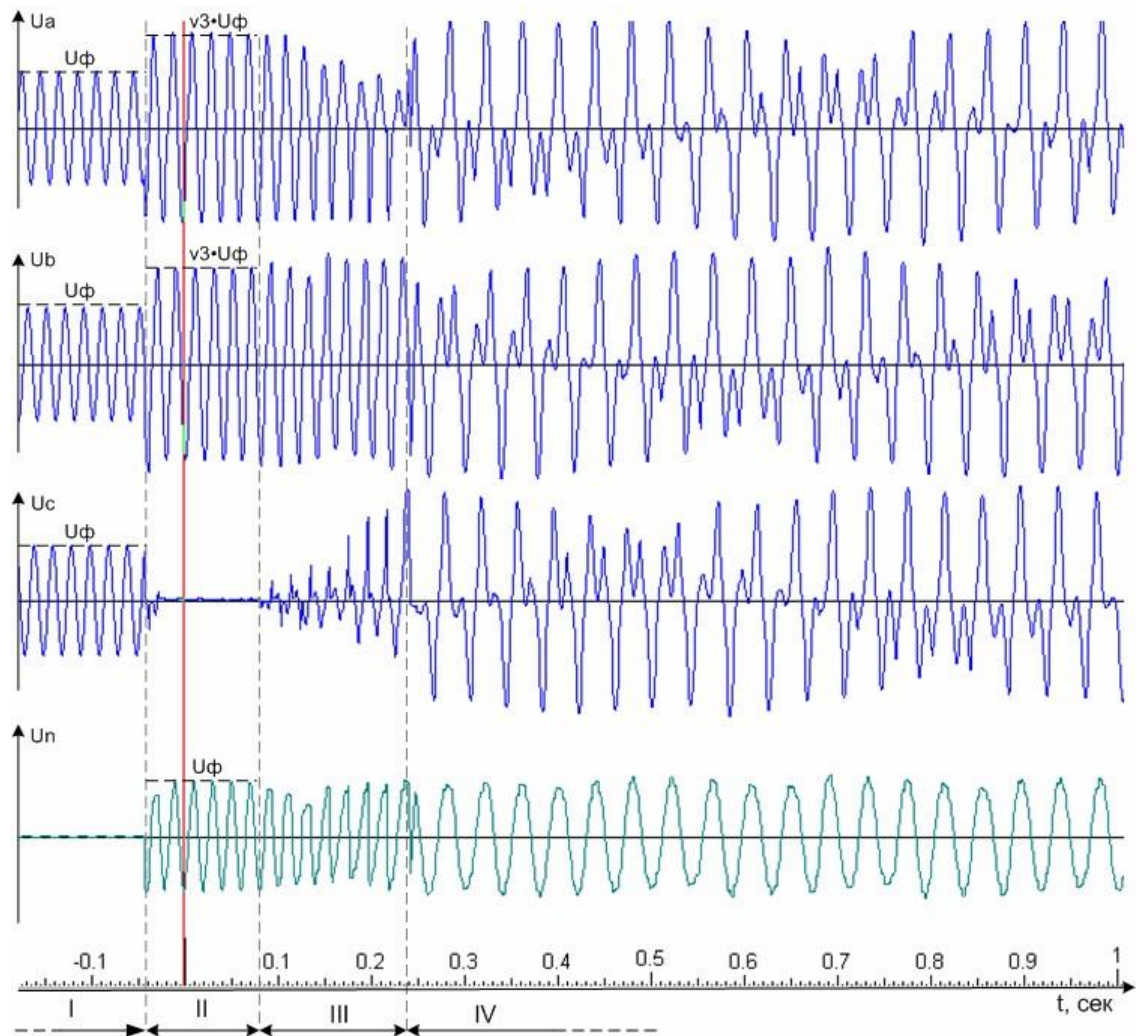


Рисунок 4.9 – Перехідний процес в мережі 35 кВ ПС (однофазне замикання з подальшим виникненням ферорезонансу).

При збудженні ферорезонансного процесу в мережі відбувалося насичення трансформаторів напруги, підвищення їх струму істотно вище номінального і термічне пошкодження з вибухом і коротким замиканням у комірці 35 кВ КРП внутрішньої установки.

Ємнісний струм мережі 35 кВ на секціях підстанції «Коростишів» по розрахунках складає всього 3-4А, тому для виключення ферорезонансних явищ було використано технічне рішення по заземленню нейтралі секцій 35 кВ через високоомні резистори.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

Після заземлення нейтралі на секціях 35 кВ підстанції через резистори NER- 3000-182-40,5 (активний опір 3000 Ом, тривало допустимий струм 7,8 А) пошкодження трансформаторів напруги припинилися. Проведений в мережі 35 кВ фахівцями «Житомиробленерго» експеримент показав, що після зникнення однофазного замикання на землю ферорезонансний процес в мережі з резистивним заземленням нейтралі не виникає.

Організація релейного захисту від замикань на землю в мережах з високоомним і низькоомним заземленням нейтралі може відрізнятись.

Як правило, в мережах з високоомним заземленням нейтралі захисту від замикань на землю діють на сигнал. При цьому можуть використовуватися як прості струмові захисту (код ANSI 51G) при істотному перевищенні активним струмом ємнісного, так і направлені захисту при значних власних ємнісних струмах приєднань. Захист від замикань на землю з дією на відключення в мережах з високоомним резистивним заземленням нейтралі може застосовуватися, але необхідності в негайному відключенні однофазного замикання в таких мережах немає.

У мережах з низькоомним заземленням нейтралі захисту від замикань на землю повинні діяти на відключення пошкодженого фідера з мінімально можливою витримкою часу. Однофазне замикання при низькоомному резистивному заземленні нейтралі повинне відключатися також швидко, як і двофазне або трифазне КЗ.

Приклад організації селективного релейного захисту від замикань на землю в мережі 6-10 кВ з низькоомним резистивним заземленням нейтралі показаний на рис.4.10.

Уставки за часом вибираються за ступінчастим принципом з наростанням у міру наближення до шин підстанції і рівнем порядку 0,5 сек. На тупикових приєднаннях уставка за часом дорівнює нулю. При відмові у дії захисту або вимикача приєднання, що відходить від шин підстанції, резервування відмови здійснюється відключенням вимикача вводу

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		

(аналогічно резервуванню при відмовах у відключенні міжфазних к.з.). Резервування у відключенні вимикача введення здійснюється відключенням приєднання з резистором. Тобто резистор відключається останнім, як виняткова міра.

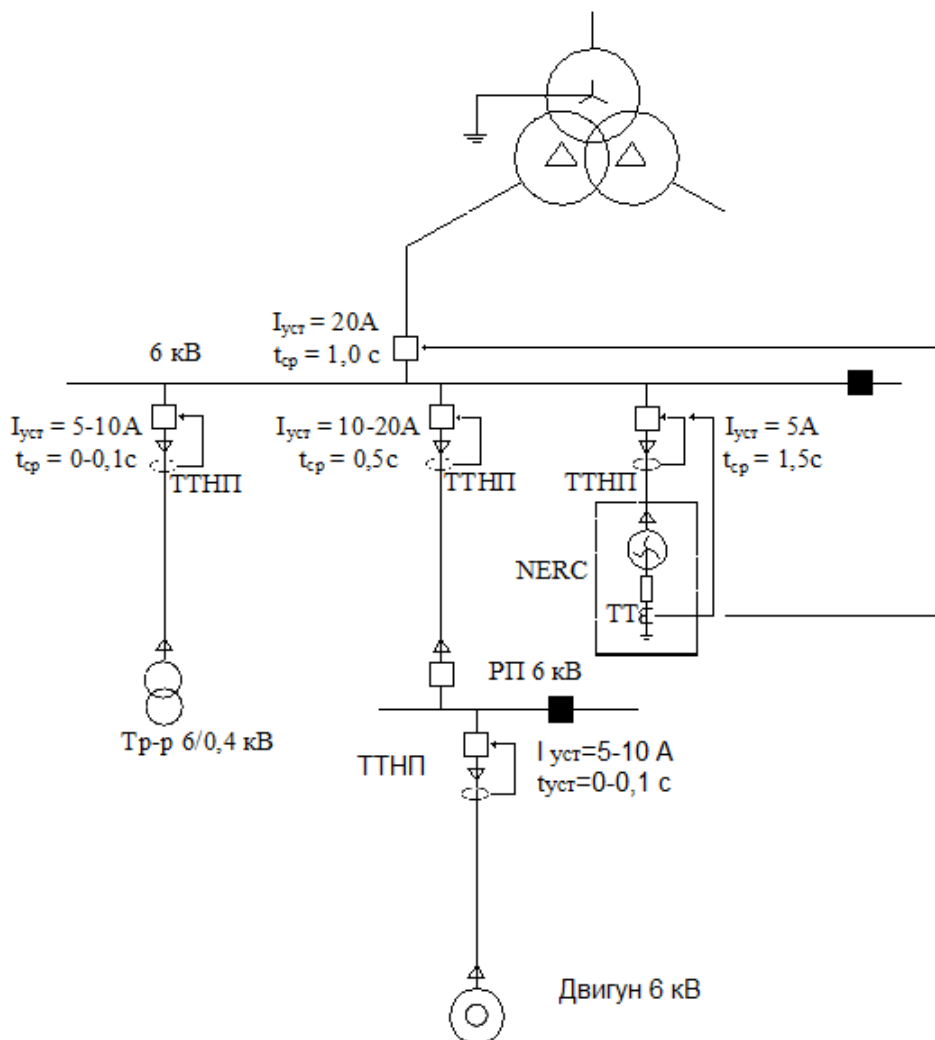


Рисунок 4.10 – Варіант релейного захисту від замикань на землю в мережі 6-10 кВ з низькоомним резистивним заземленням нейтралі

Гуртуючись на викладеному вище, можна зробити висновок про те, що в мережах 6-35 кВ найбільш сприятливими з точки зору експлуатації є режим заземлення нейтралі через дугогасильний реактор з низьковольтним шунтуючим резистором і режим заземлення через резистор (високоомний

або низькоомний). Режим ізольованої нейтралі має бути повністю виключений з практики експлуатації.

#### Висновки.

1. Вибір режиму заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ є виключно важливим питанням при експлуатації і проектуванні мережі.

2. Від вибору режиму заземлення нейтралі залежить рівень аварійності в мережі, правильна робота захистів від замикань на землю, автоматизація пошуку пошкодженого фідера і наслідку від виникнення однофазних замикань на землю.

3. Вживання в мережах 6-35 кВ сучасного устаткування заземлення нейтралі (дугогасильних реакторів з шунтуючими низьковольтними резисторами і високовольтних резисторів заземлення нейтралі) дозволяє істотно підвищити надійність роботи мереж, автоматизувати процес пошуку пошкодженого фідера і понизити аварійність при однофазних замиканнях на землю.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 5.1. Вимикання (зняття напруги)

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в таблиці 2.3.

Під час роботи на вимкненій ПЛ, коли не виключена можливість наближення елементів цієї ПЛ на відстані, менші від зазначених в третій графі таблиці 2.3, до струмовідних частин інших ПЛ, що перебувають під напругою, останні мають бути вимкнені. ПЛЗ, радіо, підвішені спільно з ПЛ, що ремонтується, також мають бути вимкнені.

Якщо зазначені в цьому пункті струмовідні частини не можуть бути вимкнені, то вони мають бути обгороджені.

В електроустановках понад 1000 В з кожного з боків, з яких комутаційним апаратом може бути подана напруга на робоче місце, має бути видимий розрив, утворений від'єднанням або зняттям шин і проводів, відключенням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, а також відключенням відокремлювачів і вимикачів навантаження, за винятком тих, у котрих автоматичне ввімкнення здійснюється пружинами, що встановлені на самих апаратах.

Трансформатори напруги та силові трансформатори, пов'язані з виділеною для робіт ділянкою електроустановки, мають бути вимкнені

					РБ.141.20дб.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		79

також і з боку напруги до 1000 В задля унеможливлення зворотної трансформації.

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

В електроустановках напругою понад 1000 В для запобігання помилковому або самочинному ввімкненню комутаційних апаратів, котрими може бути подана напруга до місця роботи, слід вжити таких заходів:

- у роз'єднувачів, відокремлювачів, вимикачів навантаження ручні приводи у вимкненому положенні замкнути механічним замком;
- у роз'єднувачів, керування якими здійснюється оперативною штангою, стаціонарні огороження слід замкнути механічним замком;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, слід відключити кола силові та керування, а у пневматичних приводів і, окрім того, на трубопроводі, що підводить стиснене повітря, – зачинити і замкнути на механічний замок засувку, а стиснене повітря – випускати, випускні клапани залишити у відкритому положенні;
- у вантажних та пружинних приводів вантаж або пружини, що їх вмикають, слід привести в неробочий стан.

Заходи із запобігання помилковому вмиканню комутаційних апаратів КРУ з викотними візками мають бути здійснені у відповідності до вимог цих Правил.

В електроустановках напругою від 6 до 10 кВ з однополюсними роз'єднувачами для запобігання їх помилковому ввімкненню дозволяється встановлювати на ножі спеціальні ізоляційні накладки.

В електроустановках до 1000 В з усіх боків струмовідних частин, на яких буде проводитися робота, напруга має бути знята відключенням комутаційних апаратів з ручним приводом, а за наявності в схемі запобіжників – зняттям останніх. В разі відсутності в схемі запобіжників





2. Вступний протипожежний інструктаж проводиться з усіма працівниками, щойно прийнятими на роботу (постійну або тимчасову) на енергетичне підприємство, а також з учнями та студентами, які прибули на практику (виробниче навчання).

Він проводиться на підставі діючих на підприємстві правил, інструкцій та інших нормативних актів з питань пожежної безпеки у спеціально обладнаному для цього приміщенні фахівцем служби пожежної безпеки (далі - СПБ), а за його відсутності інженерно-технічним робітником або начальником структурного підрозділу, до якого приймається новий робітник. Програма для проведення вступного протипожежного інструктажу затверджується керівником (заступником, головним інженером) підприємства.

Вступний протипожежний інструктаж ставить своєю метою ознайомлення щойно прийнятих на роботу: з загальними правилами пожежної безпеки, які належить виконувати на території енергетичного підприємства; з особливостями пожежної безпеки на виробничій ділянці або в службі, куди він направляється на роботу; з основними правилами застосування первинних засобів пожежогасіння і заходами безпеки при користуванні ними; з засобами й системами оповіщення про пожежу та порядком виклику пожежних підрозділів; з особливостями гасіння пожежі на електроустановках.

Вступний протипожежний інструктаж можна об'єднувати зі вступним інструктажем з охорони праці. Особи, які не пройшли вступний інструктаж, до роботи не допускаються.

3. Первинний протипожежний інструктаж проводиться безпосередньо на робочому місці посадовою особою, відповідальною за пожежну безпеку цеху (виробничої дільниці, майстерні, лабораторії, складу), з записом у журналі реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки (додаток 2).

Первинні інструктажі повинні проходити: всі щойно прийняті на роботу (постійну чи тимчасову); робітники, переведені з інших структурних підрозділів, виробничих дільниць енергетичного підприємства; особи, що

прибули на підприємство у відрядження і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі; будівельники, монтажники, ремонтники сторонніх організацій, які виконують на діючому енергетичному підприємстві будівельно-монтажні, ремонтні та інші роботи; студенти, учні під час виробничої практики (навчання), а також перед проведенням з ними практичних занять в навчальних майстернях, лабораторіях тощо.

4. Повторний протипожежний інструктаж проводиться на робочому місці з усіма працівниками не менш як раз на рік за переліком питань, з якими потрібно ознайомити працівників під час проведення вступного та первинного протипожежних інструктажів.

5. Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці або у спеціально відведеному для цього приміщенні у таких випадках: при введенні в дію нових або доопрацьованих нормативних актів з питань пожежної безпеки (норм, правил, інструкцій, положень тощо); при зміні технологічного процесу, застосуванні нового або зміні чи модернізації існуючого пожежонебезпечного устаткування; у разі незадовільного знання працівниками правил пожежної безпеки на робочому місці, невміння діяти у випадку пожежі та користуватися первинними засобами пожежогасіння.

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

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

7. Про проведення усіх видів протипожежних інструктажів, крім цільового, робляться записи в спеціальних журналах (додаток 2) за підписами осіб, з якими проводиться інструктаж, і тих, хто його проводив.

Запис про проведення цільового протипожежного інструктажу робиться в документі, який дозволяє виконання робіт (наряд-допуск тощо).

8. Навчання з пожежно-технічного мінімуму проходять раз на рік працівники, зайняті на роботах з підвищеною пожежною небезпекою:

електрозварювальники;

особи, що мають брати безпосередню участь у виробничому процесі в приміщеннях категорій А і Б (відповідно до НАПБ Б.07.005-86);

особи, які мають виконувати роботу на устаткуванні, обладнанні, апаратах, де використовуються легкозаймисті рідини (далі - ЛЗР) і горючі рідини (далі - ГР), горючі гази та інші вибухонебезпечні речовини;

працівники складського господарства, де зберігаються пожежонебезпечні речовини;

електрики, що працюють з електроустановками у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах;

інші категорії працівників, діяльність яких потребує більш глибоких знань з питань пожежної безпеки.

Навчання проводиться за програмами, розробленими на енергетичних підприємствах, погодженими з місцевими органами державного пожежного нагляду і затвердженими керівником підприємства. Рекомендована програма проведення навчання з пожежно-технічного мінімуму наводиться в додатку 3.

Після закінчення навчання за програмою пожежно-технічного мінімуму у персоналу повинні бути прийняті заліки. Результати заліків оформляються протоколом. Особам, що склали заліки, видається посвідчення встановленого зразка.

9. Протипожежні тренування на енергетичних підприємствах проводяться згідно з розробленими графіками, затвердженими головним інженером підприємства.

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата						

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі бакалавра розроблено проект системи електропостачання промислового району.

У роботі було 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.

Також 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, таких варіантів два.

Серед конфігурацій побудови електричної мереж, які розглянуто, оптимальним за допустимими втратам напруги, за струмовими економічними інтервалами, а також за технічними показникам – є радіальна резервована мережа, що складається з дво-ланцюгових ліній. Для цього варіанту було обрано проводи типу з перерізом від 70 до 240 мм<sup>2</sup> та силові трансформатори ТРДН-40000/110 потужністю 40МВА.

Обрано конденсатори для компенсації реактивної потужності.

Розглянуті режими заземлення нейтралі в мережах з середньою напругою.

В мережах 6-35 кВ найбільш сприятливими з точки зору експлуатації є режим заземлення нейтралі через дугогасильний реактор з низьковольтним шунтуючим резистором і режим заземлення через резистор (високоомний або низькоомний). Режим ізольованої нейтралі має бути повністю виключений з практики експлуатації.





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

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

20. 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.

21. 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.



