

## ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1.	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	8
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	9
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	10
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	15
2.	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	22
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	22
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	29
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	33
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	36
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	37
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	41
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	45
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	51
3.1.	Вибір компенсаційних пристроїв.....	51
4.	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	55
4.1.	Режим максимального навантаження.....	55
5.	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	75
6.	ХАРАКТЕРИСТИКИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЬНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	79
7.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	99
8.	СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	105
	ВИСНОВКИ.....	128
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	129

## ВСТУП

Перші електричні мережі будували на напругу близько 100 В постійного струму. Така низька напруга викликала великі ускладнення і затрати під час будівництва та експлуатації станцій та мереж. Кожна електростанція могла забезпечити лише дуже невеликий район.

Наступне збільшення напруги до 200 та 400 В мало вплинуло на розширення району дії електростанцій. Практичне передавання електроенергії на великі відстані стало можливе після винайдення трансформатора, який дозволяв підвищувати напругу під час передавання електроенергії та зменшувати її до необхідної величини біля приймачів струму.

Поступово установки постійного струму були переведені на перемінний струм, що дозволило різко збільшити ріст напруги, потужностей та довжину ліній електричних передач.

Але згодом було встановлено, що більш доцільно передавати великі потужності на значні відстані не перемінним струмом, а постійним струмом великої напруги. На сьогодні використовують лінії перемінного струму напругою 3, 6, 10, 16, 35, 110, 220, 400, 500, 750 кВ і вище та постійного струму з напругою 800 кВ.

При великих відстанях та навантаженнях електрична мережа низької напруги вимагала би великої кількості кольорового металу, а її техніко-економічні показники були б погані. Тому для передавання та використання електричної енергії будують мережі двох напруг.

По лінії високої напруги електрична енергія передається на значні відстані, а мережі низької напруги розподіляють електроенергію безпосередньо до споживачів. В необхідних місцях мережі високої напруги споруджують трансформаторні підстанції із встановленням на них трансформаторів для зниження напруги. До мережі низької напруги приєднують приймачі електроенергії.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## РОЗДІЛ 1

### ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10/0,832 = 12,0. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (12,0^2 - 10^2)^{0,5} = 6,7. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	10	+j	6,7	Машинобудування	10	II
2	15	+j	11,2	Легка промисловість	6	I
3	12	+j	8,4	Легка промисловість	10	II
4	8	+j	4,0	Машинобудування	10	I

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

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

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

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 10 + 15 + 12 + 8 = 45,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 6,7 + 11,2 + 8,4 + 4,0 = 30,30. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (45,00^2 + 30,30^2)^{0,5} = 54,25. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 45,00 + 0,02 \cdot 54,25 = 2,44. \quad (1.6)$$

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 30,30 + 0,1 \cdot 54,25 = 6,94. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 45,00 + 2,44 = 45,19. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 30,30 + 6,94 = 35,73. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (45,19^2 + 35,73^2)^{0,5} = 57,61. \quad (1.10)$$

### 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  $Y_0$  :

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

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

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

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

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

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	10	147	1470	213	2130	20	200
2	15	176	2640	248	3720	43	645
3	12	195	2340	165	1980	50	600
4	8	125	1000	178	1424	50	400
Разом	45,00	-	7450	-	9254	-	1845

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7450/45,00 = 166 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 9254/45,00 = 206 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), $(X_A, Y_A)$	141	168
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	147	213
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	176	248
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	195	165
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	125	178
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	166	206

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.

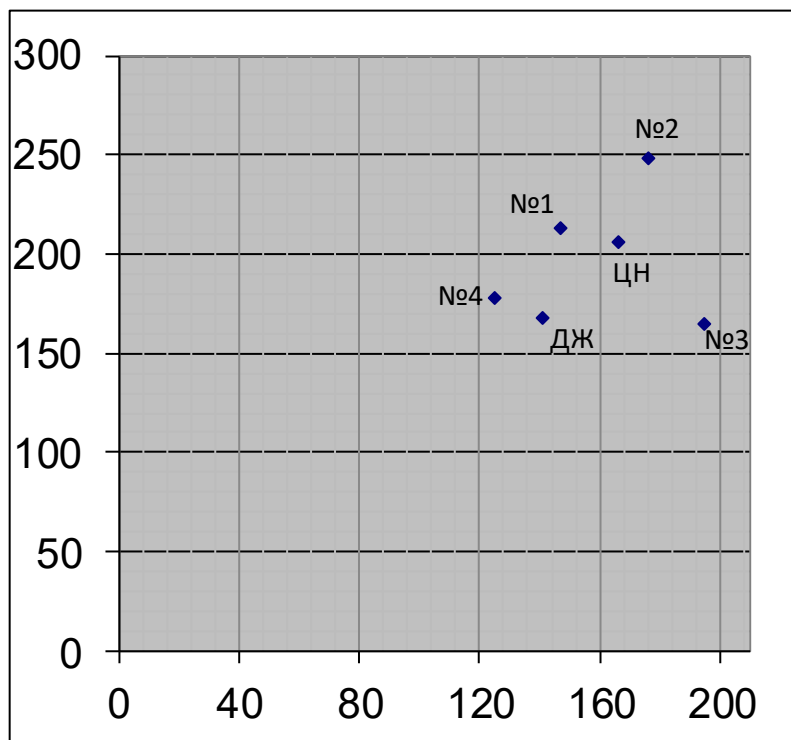


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((147-166)^2 + (168-206)^2)^{0.5} = 45. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((147-166)^2 + (213-206)^2)^{0.5} = 20. \quad (1.16)$$

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



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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 1845/45,00=41. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 45/41=1,10, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(141-147)^2 + (168-213)^2]^{0,5} \cdot 1 = 45 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
45	87	54	19	45	68	41	85	87	71

## 1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

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

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

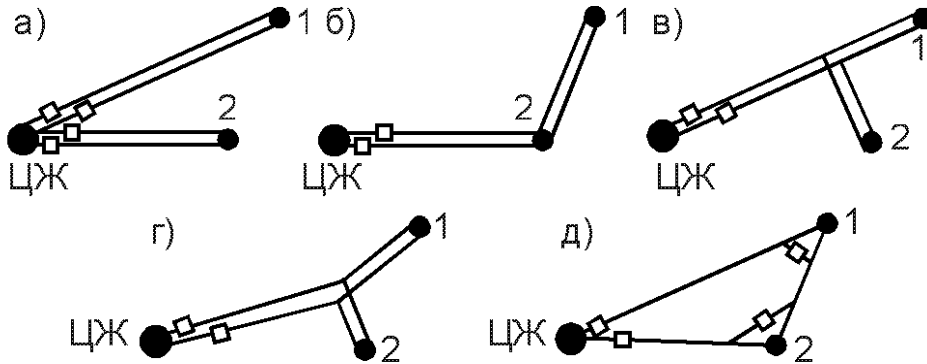


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

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

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

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

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

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

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

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

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

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

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

де  $n_B$  – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

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

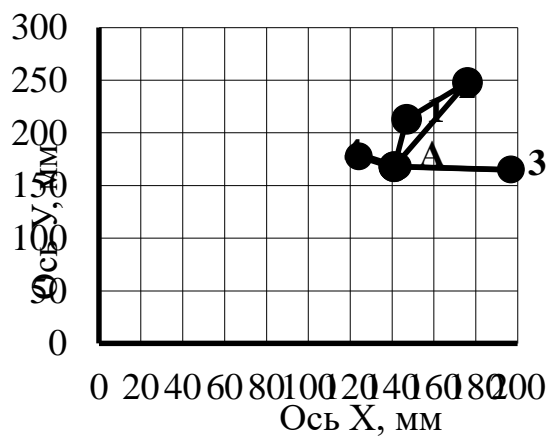


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

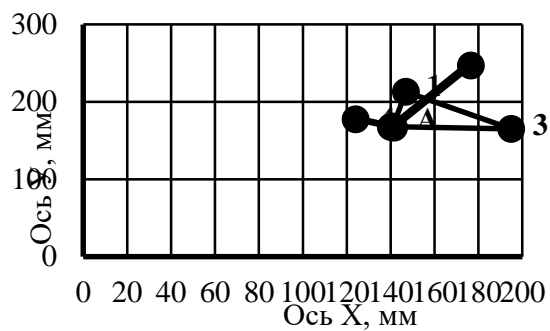


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

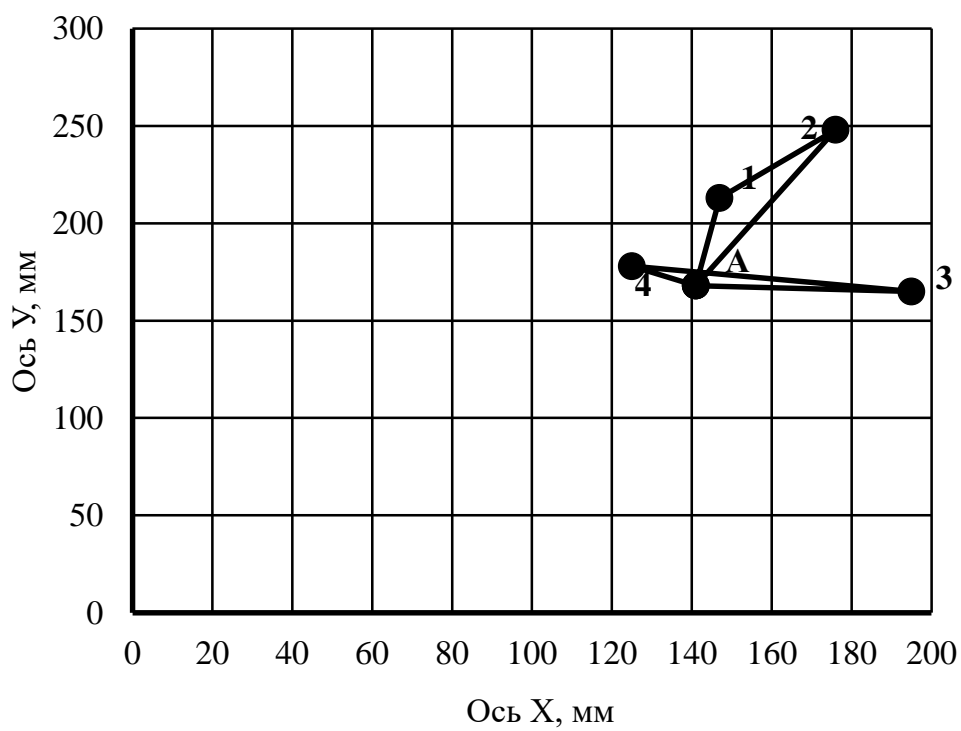


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

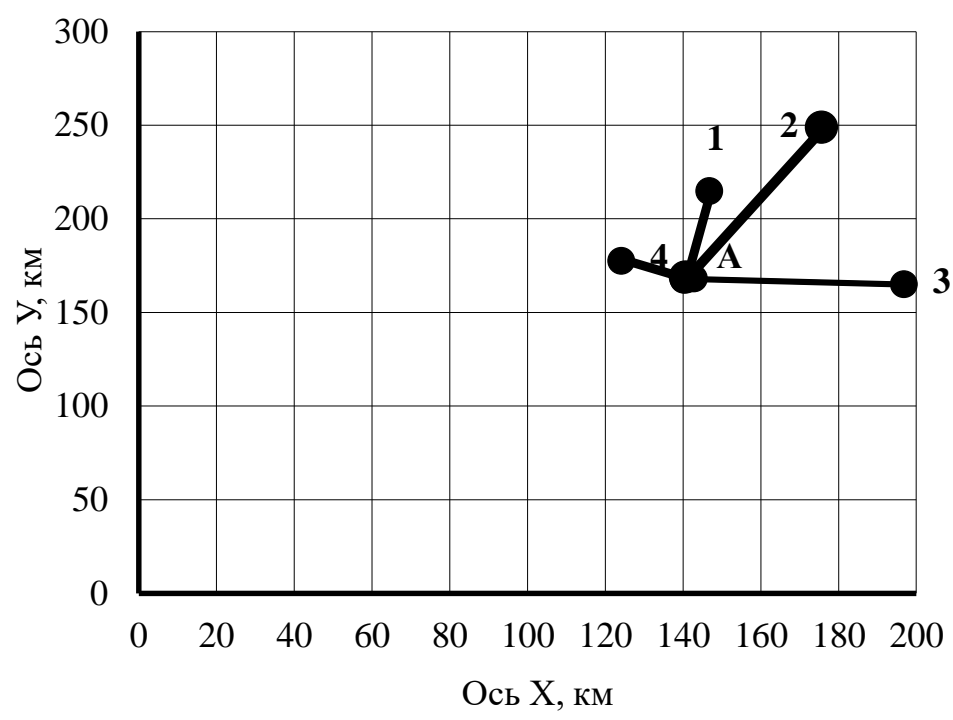


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	45	49,5	49,5	323,1	9	350,1
	1-2	1	45	49,5	49,5			
	A-2	1	87	95,7	95,7			
	A-3	1,6	54	59,4	95			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			
“б”	A-1	1	45	49,5	49,5	370,2	9	397,2
	A-3	1	54	59,4	59,4			
	1-3	1	68	74,8	74,8			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			
	A-2	1,6	87	95,7	153,1			
“в”	A-1	1	45	49,5	49,5	353,1	9	380,1
	1-2	1	45	49,5	49,5			
	A-2	1	87	95,7	95,7			
	A-3	1	54	59,4	59,4			
	3-4	1	71	78,1	78,1			
	A-4	1	19	20,9	20,9			
“г”	A-1	1,6	45	49,5	79,2	360,7	9	387,7
	A-2	1,6	87	95,7	153,1			
	A-3	1,6	54	59,4	95			
	A-4	1,6	19	20,9	33,4			

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 порівно, 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 генеруються 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.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

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

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

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

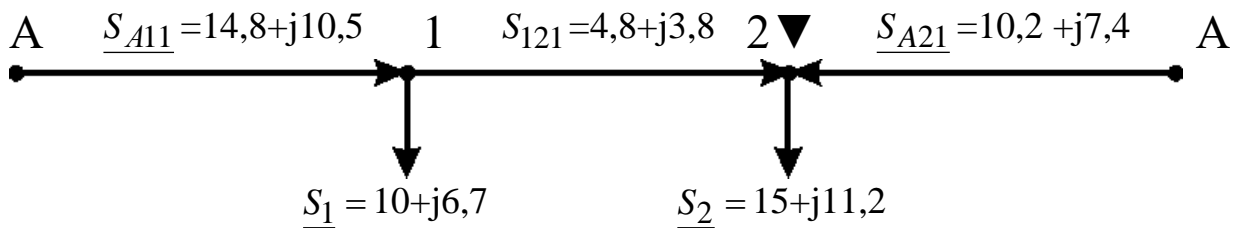


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + P_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} + j \frac{Q_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + Q_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}) + P_2 l_{\text{дiл}A2}}{l_{\text{дiл}A1} + l_{\text{дiл}12} + l_{\text{дiл}A2}} = (10 \cdot (49,5 + 95,7) + 15 \cdot 95,7) / \\ &/(49,5 + 49,5 + 95,7) = 14,8 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,7 \cdot (49,5 + 95,7) + 11,2 \cdot 95,7)}{(49,5 + 49,5 + 95,7)} = 10,5. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (14,8 + j10,5). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(10 \cdot 49,5 + 15 \cdot (49,5 + 49,5))}{(49,5 + 49,5 + 95,7)} = 10,2, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(6,7 \cdot 49,5 + 11,2 \cdot (49,5 + 49,5))}{(49,5 + 49,5 + 95,7)} = 7,4, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (10,2 + j7,4) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 14,8 + 10,2 = 25,0. \quad P_1 + P_2 = 10 + 15 = 25,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 10,5 + 7,4 = 17,9. \quad Q_1 + Q_2 = 6,7 + 11,2 = 17,9 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 14,8 - 10 = 4,8. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 10,5 - 6,7 = 3,8. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (4,8 + j3,8). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 12 + j8,4$$

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

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

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 8 + j4,0,$$

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

A	$\underline{S}_{A31} = 12 + j8,4$	3	A	$\underline{S}_{A41} = 8 + j4,0$	4
		$\underline{S}_3 = 12 + j8,4$			$\underline{S}_4 = 8 + j4,0$
Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)			Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)		

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

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 10 + j6,7;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 15 + j11,2;$$

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

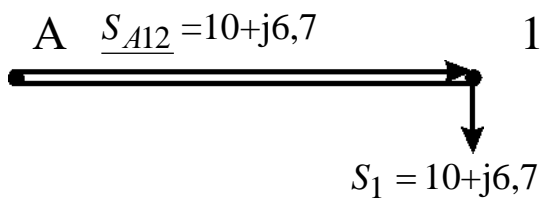


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

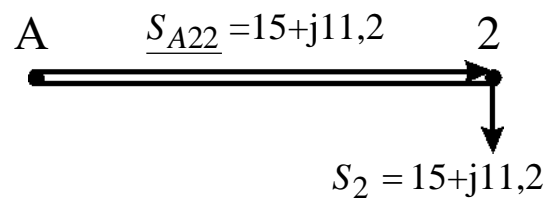


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

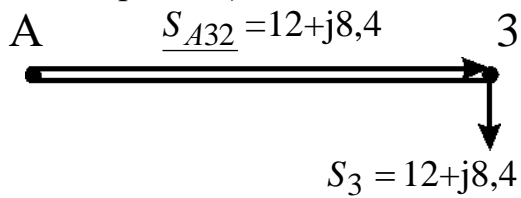


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

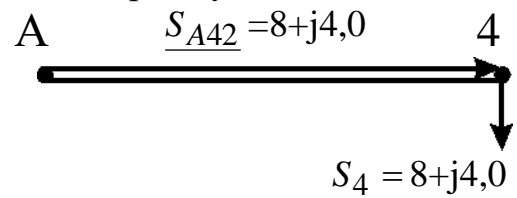


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{dil}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ndil}$ кВ
1	A-1	49,5	14,8	1	73	35
	A-2	95,7	10,2	1	70	35
	1-2	49,5	4,8	1	49	35
	A-3	59,4	12	2	41	35
	A-4	20,9	8	2	54	35
2	A-1	49,5	10	2	40	35
	A-2	95,7	15	2	49	35
	A-3	59,4	12	2	64	35
	A-4	20,9	8	2	54	35

## 2.2. Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, вибирається по економічній щільності струму  $j_{ек}$ :

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



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

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

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

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

$U_n$  - номінальна напруга на ділянці, кВ;

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

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (14,8^2 + 10,5^2)^{1/2} = 18,1$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 18,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 298,9;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 6300$  год/рік (вихідні данні проекту)

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 298,9/1 = 299$$

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.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провoda, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^6$ , См
1	A-1	14,8	10,5	18,1	35	1	298,9	299	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	10,2	7,4	12,6	35	1	208,1	208	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	4,8	3,8	6,1	35	1	100,7	101	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	12	8,4	14,6	35	2	120,6	121	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	8	4,0	8,9	35	2	73,5	74	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	10	6,7	12,0	35	2	99,1	99	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-2	15	11,2	18,7	35	2	154,4	154	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-3	12	8,4	14,6	35	2	120,6	121	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	8	4,0	8,9	35	2	73,5	74	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

### 2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 10 + 15 = 25,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 6,7 + 11,2 = 17,9.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (25,0^2 + 17,9^2)^{0,5} = 30,7.$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 30,7 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 507 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 507 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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 <sub>діл</sub> , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, Q <sub>діл</sub> , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, S <sub>діл</sub> , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U <sub>n</sub> , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, I <sub>ав, А</sub> , формула (2.23) при n=1	Допустимий струм, I <sub>доп, А</sub> , табл.2.2
1	А-1	25,0	17,9	30,7	35	1	507	605
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	450
	1-2	15	11,2	18,7	35	1	309	265
	А-3	12	8,4	14,6	35	2	121	330
	А-4	8	4,0	8,9	35	2	73	450
2	А-1	10	6,7	12,0	35	2	99	330
	А-2	15	11,2	18,7	35	2	154	330
	А-3	12	8,4	14,6	35	2	121	330
	А-4	8	4,0	8,9	35	2	73	450

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

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

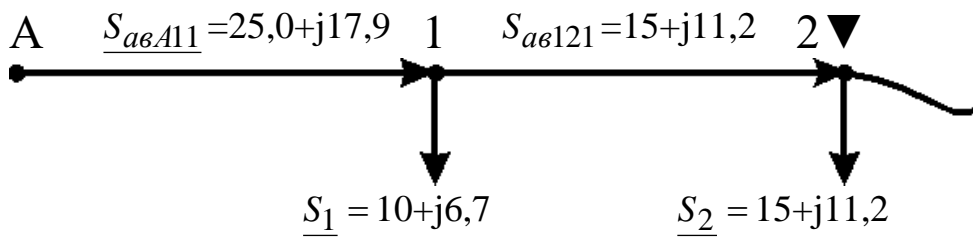


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

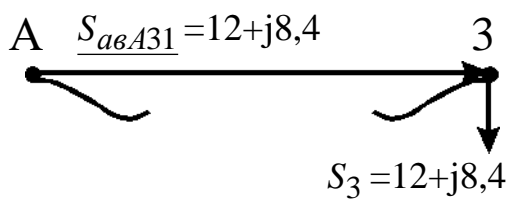


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

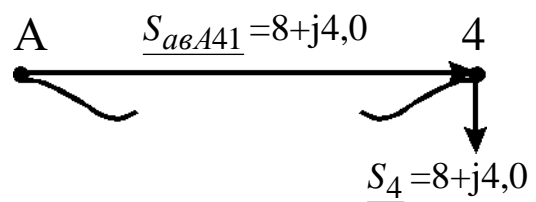


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

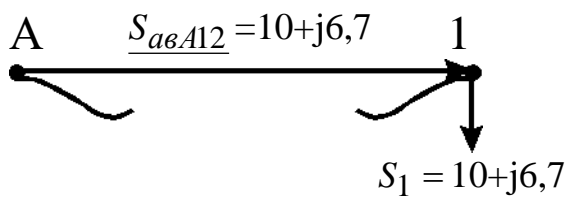


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

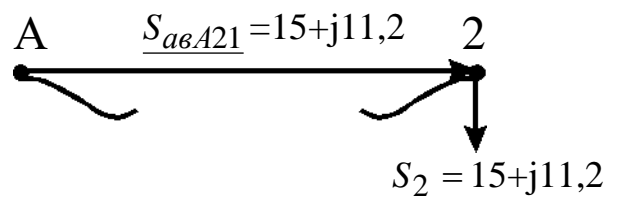


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

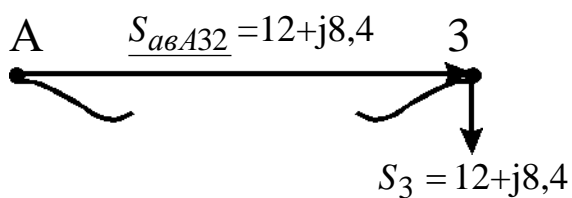


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

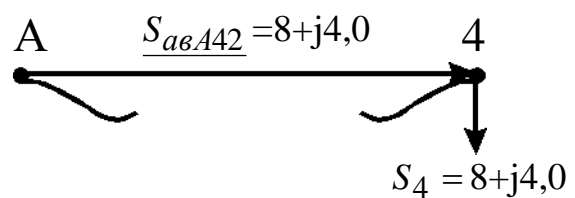


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

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

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 49,5 \cdot 1 = 0,17, \quad (2.28)$$

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

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

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_{0i}$ , Ом <sup>-1</sup> км <sup>-1</sup>	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{ei}$ , МВАр
1	А-1	1	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	2,81	0,17
	А-2	1	0,198	0,420	95,7	18,9	40,2	2,70	0,32
	1-2	1	0,428	0,444	59,4	25,4	26,4	2,55	0,19
	А-3	2	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	2,61	0,13
	А-4	2	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	2,70	0,33
2	А-1	2	0,306	0,434	49,5	15,1	21,5	2,61	0,32
	А-2	2	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	2,61	0,61
	А-3	2	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	2,61	0,13
	А-4	2	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	2,70	0,33

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 5,9/1 = 5,9.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,0/1 = 20,0.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (25,0 \cdot 5,9 + 17,9 \cdot 20,0) / 35 = 14,4.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 25,4/1 = 25,4.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,0/1 = 26,4.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (15 \cdot 25,4 + 11,2 \cdot 26,4) / 35 = 19,3.$$

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, %,

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 14,4 \cdot 100/35 = 41,1.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 19,3 \cdot 100/35 = 55,1.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 41,1 + 55,1 = 96,2\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

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)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	49,5	5,9	20,0	25,0	17,9	14,4	41,1
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	95,7	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	59,4	25,4	26,4	15	11,2	19,3	55,1
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	12	8,4	4,4	12,6
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	8	4,0	4,6	13,1
2	A-1	АС-95/16	0,306	0,434	95,7	29,3	41,5	10	6,7	16,3	46,6
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	59,4	18,2	25,8	15	11,2	16,1	46,0
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	20,9	6,4	9,1	12	8,4	4,4	12,6
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	49,5	9,8	20,8	8	4,0	4,6	13,1

## 2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

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

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

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 10 / 0,832 = 12,0.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 12,0 = 8,4.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.6 трансформатор типу [ТДНС-16000/35](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (12,0 - 16) \cdot 100 / 16 = -25,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$ ,

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діл}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	10	6,7	12,0	8,4	35	10
2	15	11,2	18,8	13,2	35	6
3	12	8,4	14,7	10,3	35	10
4	8	4,0	8,9	6,2	35	10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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 $P_0$ , 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	ТДНС-1000/35	10	36,75/6,3	8	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	20,0
2	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	17,5
3	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	-8,1
4	ТДНС-1000/35	10	36,75/6,3	8	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	-11,0

РБ 141.174.009 ПЗ

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (14,8^2 + 10,5^2)^{0,5} = 18,1.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (18,1/35)^2 \cdot 5,9/1 = 0,27,$$

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,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6300/10000)^2 \cdot 8760 = 4980. \quad (2.37)$$

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

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,27 \cdot 4980 = 7858 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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

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

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 14,5 \cdot 10^{-3} = 0,029. \quad (2.38)$$

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 60,0 \cdot 10^{-3} \cdot (12,0/10,0)^2 = 0,043 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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

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

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

					РБ 141.174.009 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год/рік
1	A-1	14,8	10,5	18,1	35	1	5,9	1,578	5,67	7858	28252
	A-2	10,2	7,4	12,6	35	1	18,9	2,449		12196	
	1-2	4,8	3,8	6,1	35	1	25,4	0,772		3845	
	A-3	12	8,4	14,6	35	2	6,4	0,557		2774	
	A-4	8	4,0	8,9	35	2	9,8	0,317		1579	
2	A-1	10	6,7	12,0	35	2	15,1	0,888	5,94	4422	29601
	A-2	15	11,2	18,7	35	2	29,3	4,182		20826	
	A-3	12	8,4	14,6	35	2	6,4	0,557		2774	
	A-4	8	4,0	8,9	35	2	9,8	0,317		1579	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,029 + 0,043 = 0,072. \quad (2.40)$$

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

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

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

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6300/10000)^2 \cdot 8760 = 4980, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 6300 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,029 \cdot 8760 + 0,043 \cdot 4980 = 468,2.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_m$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт·год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт·год./рік
1	12,0	10,0	14,5	60,0	0,029	0,043	0,072	0,304	468,2	2050,7
2	18,8	16,0	21,0	85,0	0,042	0,059	0,101		661,7	
3	14,7	16,0	21,0	85,0	0,042	0,036	0,078		547,2	
4	8,9	10,0	14,5	60,0	0,029	0,024	0,053		373,6	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дільмер1} + \Delta P_{тр1} = 5,67 + 0,304 = 5,97. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дільмер4} + \Delta P_{тр4} = 5,94 + 0,304 = 6,24. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дільмер1} + \Delta W_{тр1} = 28252,00 + 2050,7 = 30303. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дільмер4} + \Delta W_{тр4} = 29601,00 + 2050,7 = 31652. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 4.1. Вибір компенсаційних пристроїв

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

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

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

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

Для мережі  $U_n=35$  кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,23$$

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:

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 10 \cdot 0,23 = 2,3 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 6,7 - 2,3 = 4,4 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,63 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТРДНС-63000/35 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,63 = 5,0 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((4,4 - 5,0) / 5,0) \cdot 100\% = -12,0\% \leq 5\%.$$

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53



Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 6,7 - 5,0 = 2,8 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$ , МВА
1	10	6,7	0,28	2,8	3,9	10 +j 2,8
2	15	11,2		4,2	7,0	15 +j 4,2
3	12	8,4		3,4	5,0	12 +j 3,4
4	8	4,0		2,2	1,8	8 +j 2,2

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

#### 4.1. Режим максимального навантаження

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

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

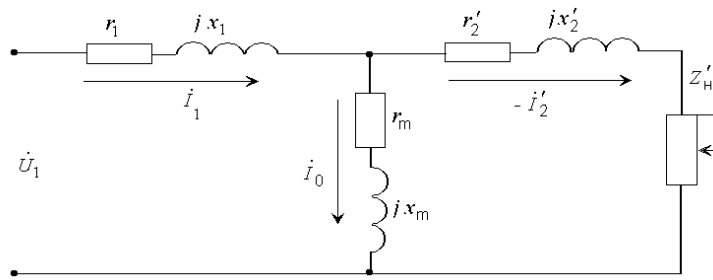


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

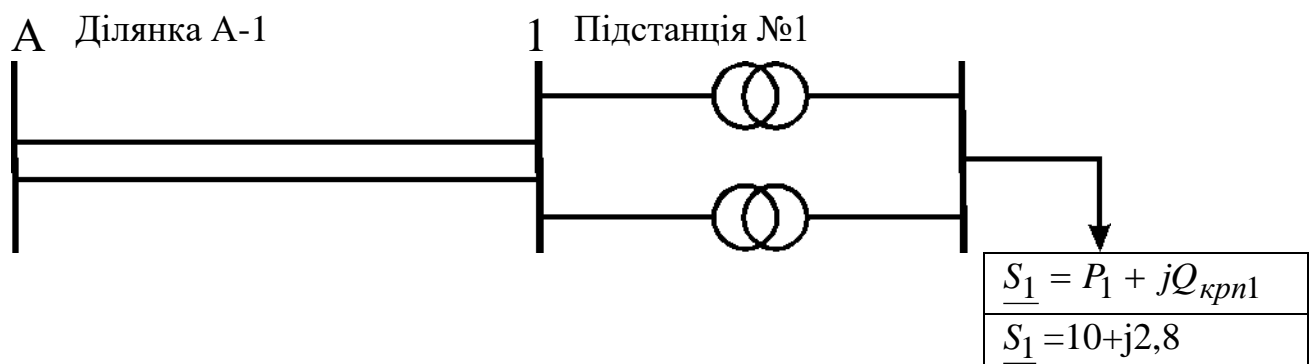


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

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

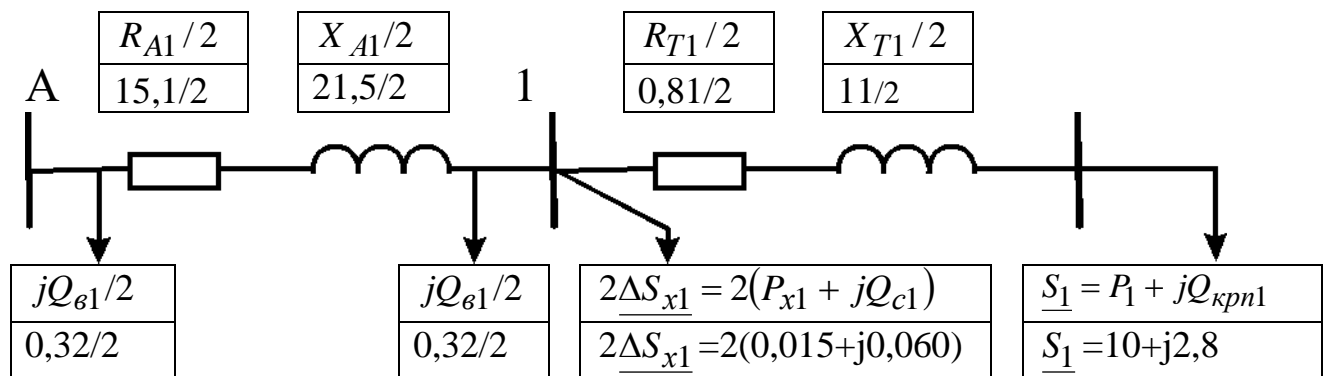


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{кп}$  - реактивна потужність на виході вузла нагрзуки, МВАр, (із табл.3.1);

$\Delta P_T$  - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

$\Delta Q_T$  - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

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

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((10^2 + 2,8^2)/35^2) \cdot 0,81/2 = 0,04 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

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

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

$$\Delta Q_{T1} = ((10^2 + 2,8^2)/35^2) \cdot 11/2 = 0,48.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 10 + 0,04 = 10,07.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 2,8 + 0,48 = 3,28.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (10,07 + j3,28).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 10,07 + 2 \cdot 14,5 \cdot 10^{-3} = 10,10.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 3,28 + 2 \cdot 60,0 \cdot 10^{-3} = 3,40.$$

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

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

для підстанції №1, МВА,

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

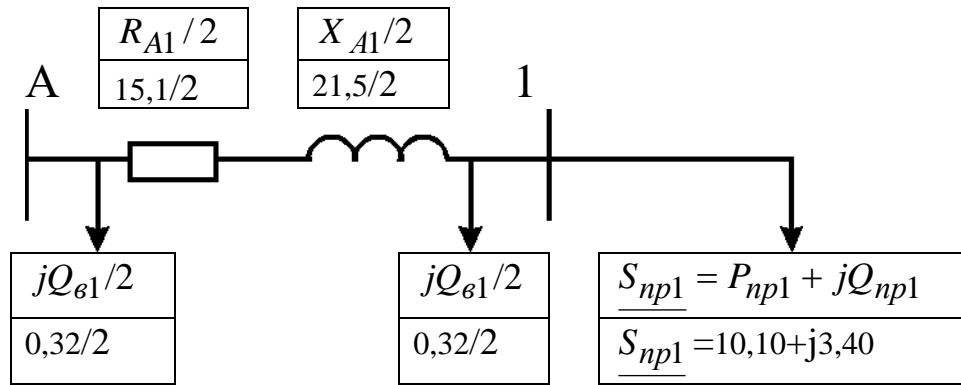


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

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

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{s1} / 2 = 3,40 - 0,33 / 2 = 3,24.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (10,10 + j3,24).$$

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

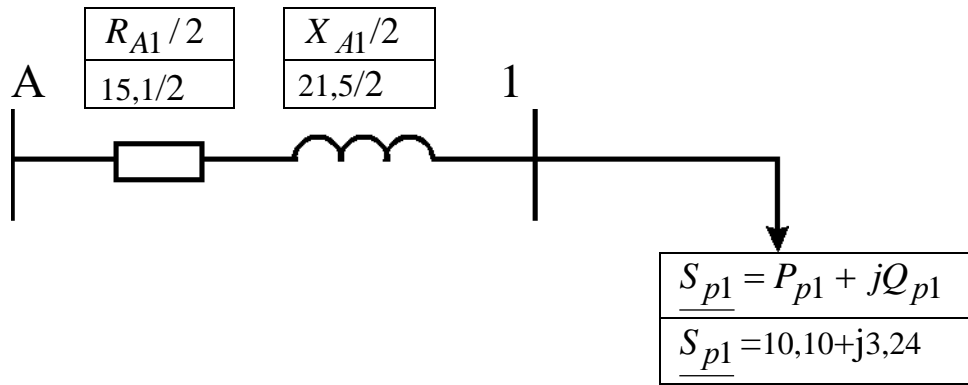


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

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

Для ділянки А-1

$$S_{K1} = P_{K1} + jQ_{K1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 10,10 + j3,24 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{K1} + \Delta P_{A1}. \quad (4.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{K1} + \Delta Q_{A1}, \quad (4.20)$$

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

де  $\Delta P_{A1}$  - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

$\Delta Q_{A1}$  - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{K1}^2 + Q_{K1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((10,10^2 + 3,24^2) / 35^2) \cdot (5,9/2) = 0,27, \quad (4.22)$$

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

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



$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((10,10^2 + 3,24^2) / 35^2) \cdot (20,0 / 2) = 0,69, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 10,10 + j0,27 = 10,37 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1} = 3,24 + j0,69 = 4,16 \quad (4.25)$$

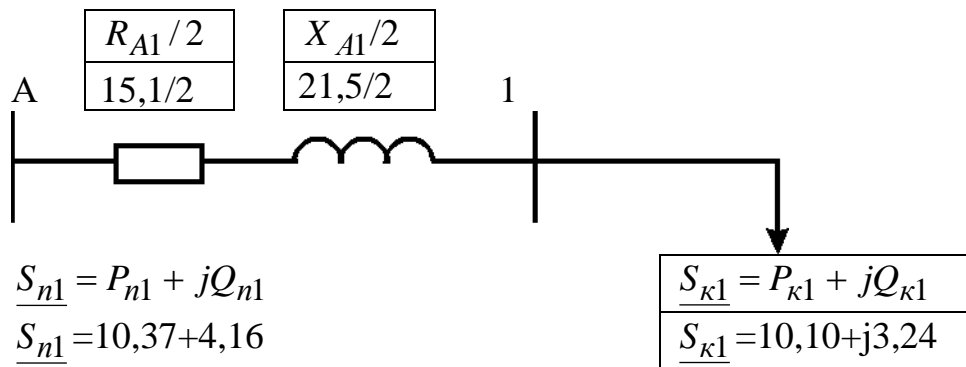


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	11	8	8	11
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,015	0,021	0,021	0,015
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,060	0,088	0,088	0,060
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	10	15	12	8
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	2,8	4,2	3,4	2,2
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,07	0,09	0,06	0,05
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	0,48	0,79	0,51	0,31
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	10,07	15,09	12,06	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	3,28	4,99	3,91	2,51
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	10,10	15,13	12,10	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	3,40	5,17	4,09	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	0,32	0,61	0,13	0,33
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	10,10	15,13	12,10	8,08
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	3,24	4,87	4,03	2,47

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
А-1	10,10	3,24	2	15,1	21,5	0,69	0,99	10,79	4,23
А-2	15,13	4,87	2	29,3	41,5	3,02	4,28	18,15	9,15
А-3	12,10	4,03	2	6,4	9,1	0,42	0,60	12,52	4,63
А-4	8,08	2,47	2	9,8	20,8	0,29	0,61	8,37	3,08

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

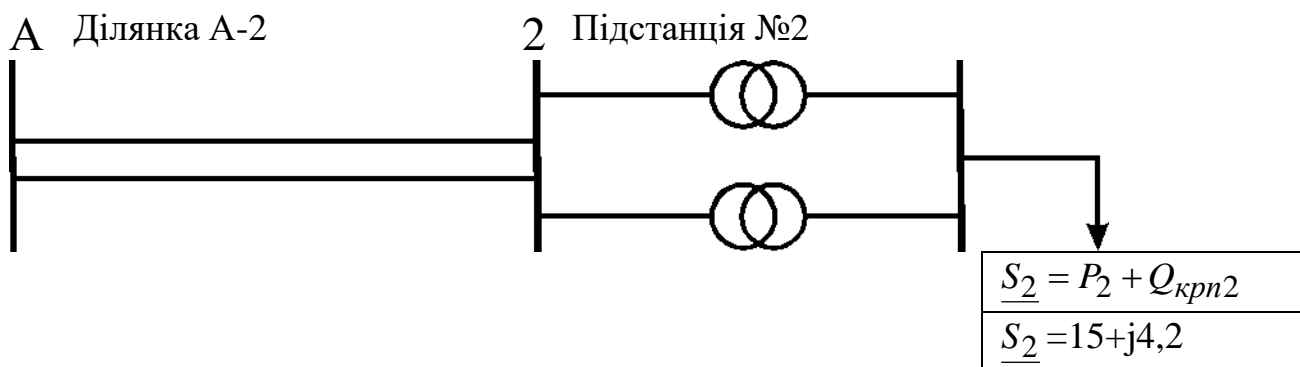


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

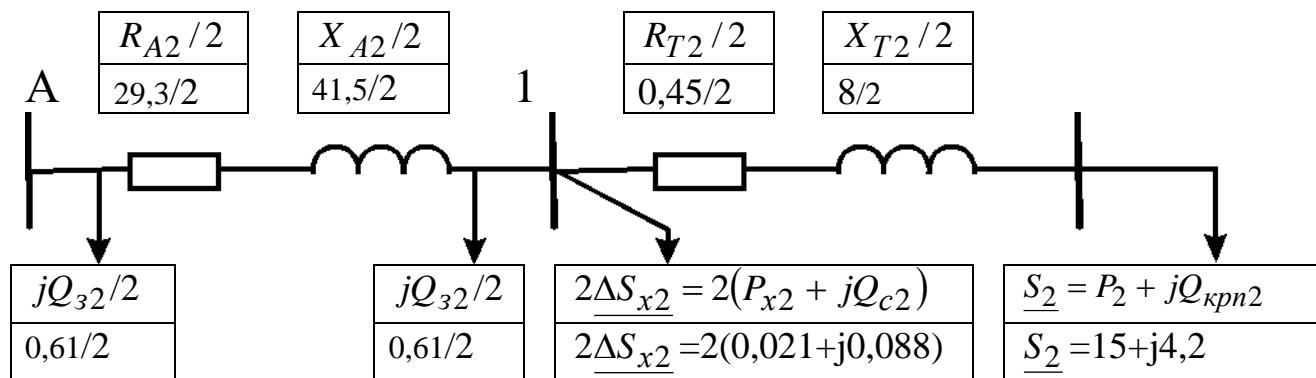


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

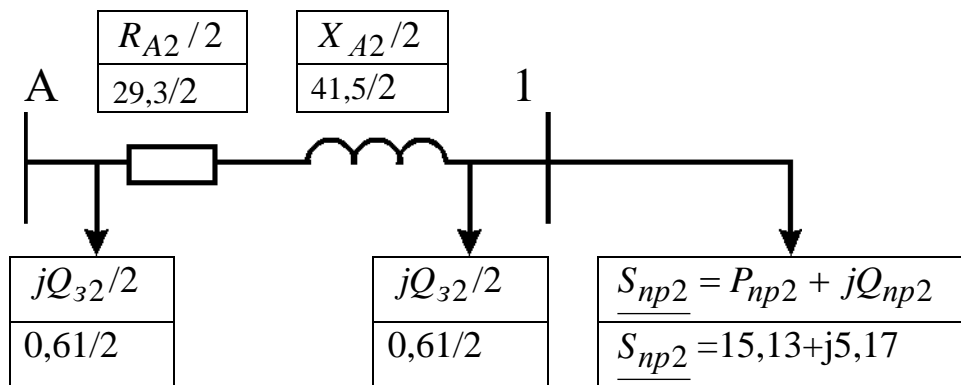


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

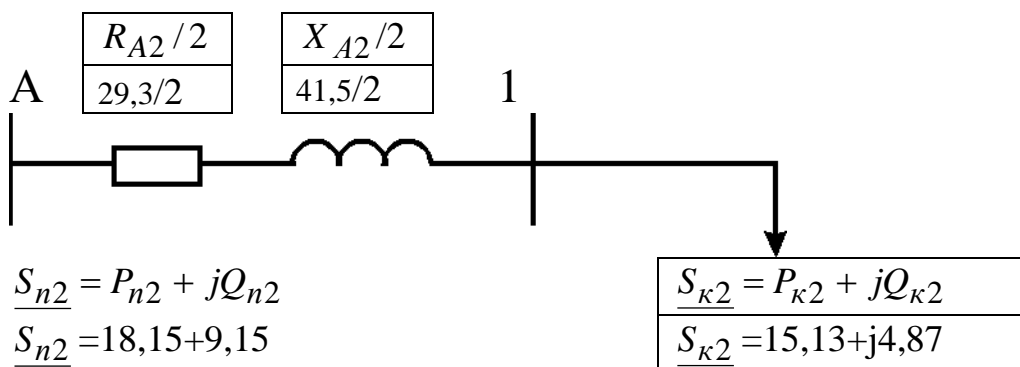


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

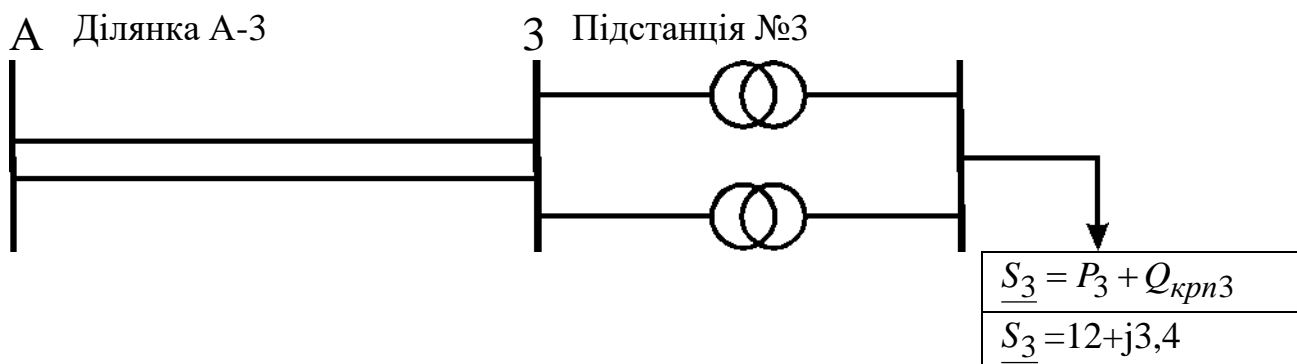


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

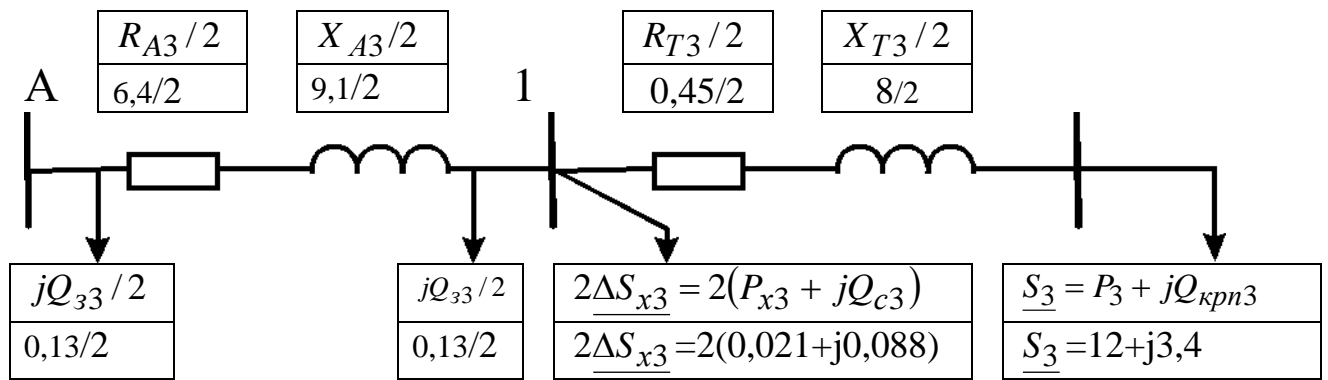


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

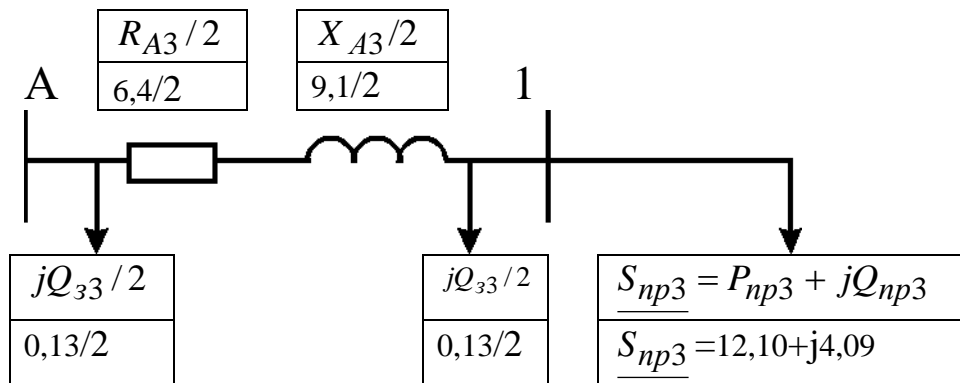


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

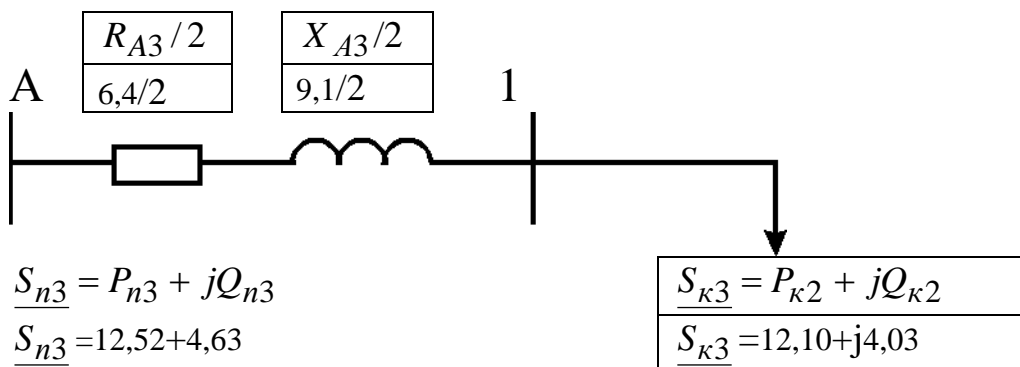


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

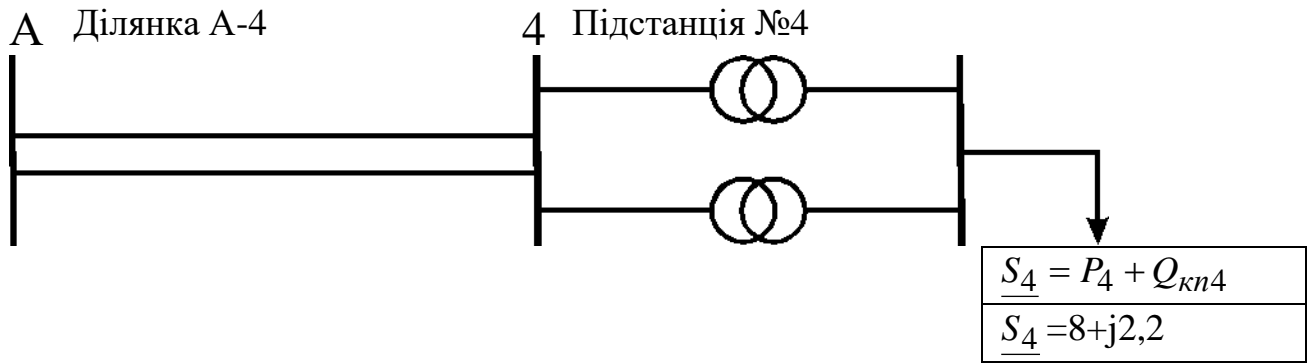


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

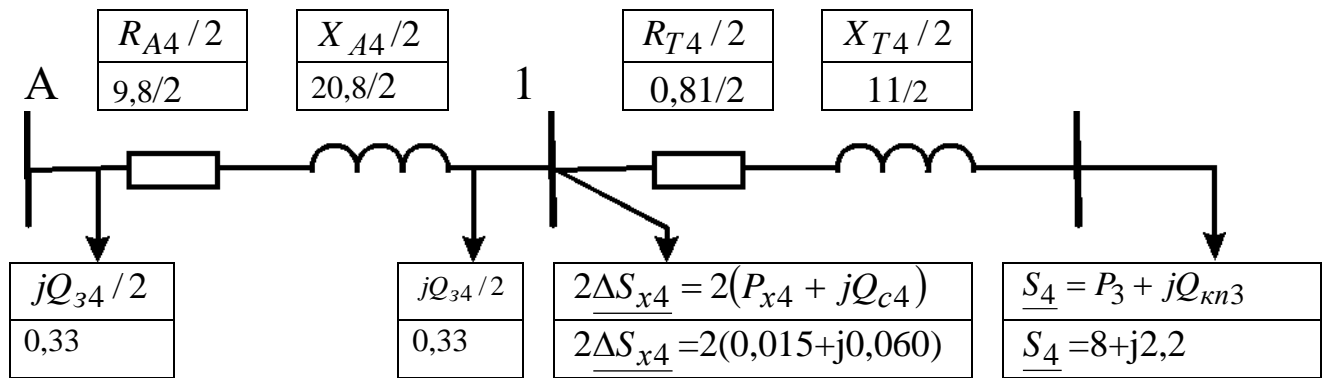


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

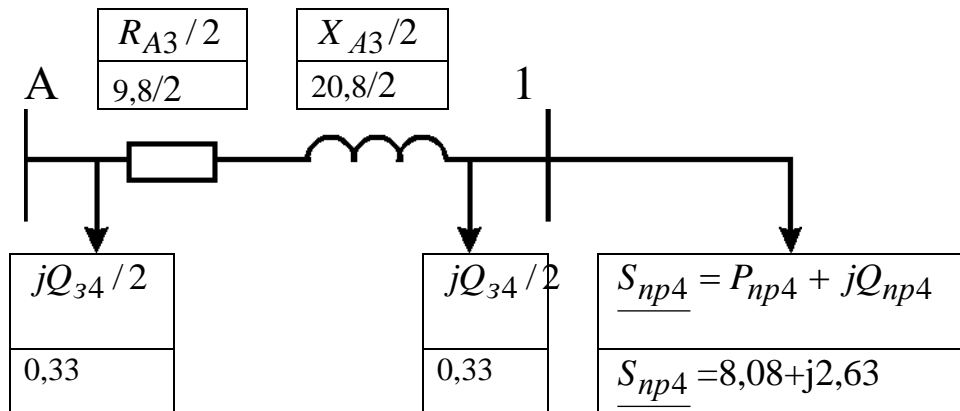


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

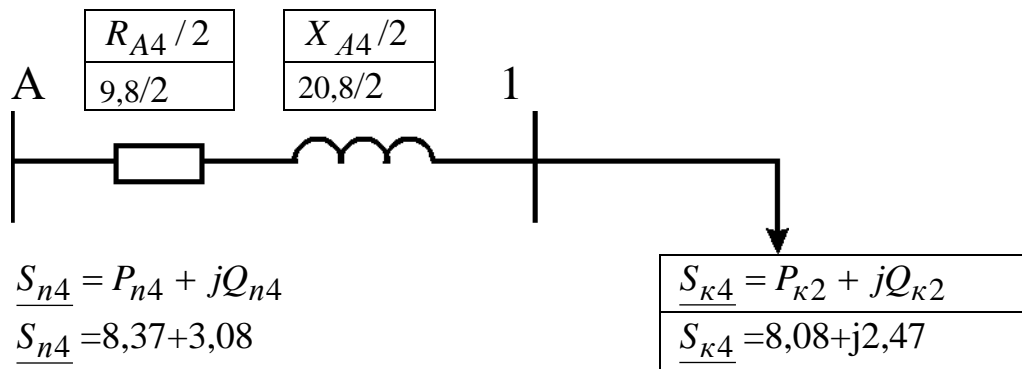


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо  $U_A = 115$  кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1  $\Delta U_{A1}$  визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(10,79 \cdot 15,1/2 + 4,23 \cdot 21,5/2)}{115} = 1,10 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 1,10 = 113,9. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей  $P_{vx} + jQ_{vx}$ , які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним

значенням двох опорів трансформаторів  $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$  і  $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$ . У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 10,07 \cdot 0,81/2 + 3,28 \cdot 11/2 / 115 = 0,63. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 113,9 - 0,63 = 113,30.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69



Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_L$ , МВт, (з табл. 4.2)	10,79	18,15	12,52	8,37
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	4,23	9,15	4,63	3,08
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	1,10	3,96	0,53	0,64
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	113,9	111,0	114,5	114,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,07	15,09	12,06а	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,28	4,99	3,91	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	11	8	8	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	0,63	0,67	0,52	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	113,3	110,3	114,0	113,9

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 4.2. Післяаварійний режим

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

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

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

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

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,32/2 = 0,16. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 3,40 - 0,16/2 = 3,30 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (10,10 + j3,30). \quad (4.32)$$

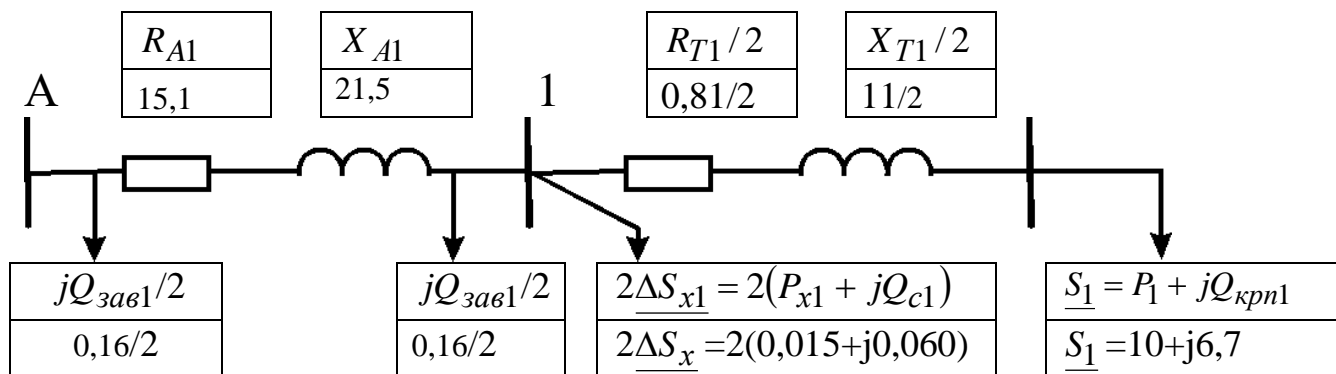


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

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

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	10,10	15,13	12,10	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	3,40	5,17	4,09	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	0,16	0,31	0,07	0,17
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	3,3	5,0	4,1	2,5
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$ , (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$ , МВт, (4.22)	1,39	6,07	0,85	0,57
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	1,98	8,60	1,21	1,21
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	11,49	21,20	12,95	8,65
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	5,28	13,60	5,31	3,71

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	11,49	21,20	12,95	8,65
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	5,28	13,60	5,31	3,71
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	15,1	29,3	6,4	9,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	21,5	41,5	9,1	20,8
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	2,50	10,31	1,14	1,41
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$ , кВ, з форм. (4.22)	112,5	104,7	113,9	113,6
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	10,07	15,09	12,06	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	3,28	4,99	3,91	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,81	0,45	0,45	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	11	8	8	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	0,63	0,67	0,52	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$ , кВ	111,9	104,0	113,4	113,1

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

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

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

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

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 35/10 = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 113,30/3,50 = 32,37 \quad (5.4)$$

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (32,37 - 10,50) \cdot 100 / 10 = 218,7$$

(5.5)

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання  $\pm 8 \times 1,5\%$ .

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{см1} = 1,5 \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = 218,7 / 1,5 = 145,80$$

(5.6)

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = 146.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 32,37 / ((1 + (146) \cdot 1,5) / 100) = 10,15.$$

(5.7)

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,15 - 10,50) / 10,50 = -3,33 \%$$

(5.8)

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{cni}$ , кВ, (табл. 5.3)	113,30	110,30	114,00	113,90
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (5.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дніі}$ , кВ, (5.4)	32,37	18,92	32,57	32,54
4. Процент зміни витків регульовальної обмотки, $\Delta W_i$ %, (6.5)	218,7	210,3	220,7	220,4
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cmi}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	145,80	140,20	147,13	146,93
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	146	140	147	147
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,15	6,10	10,16	10,15
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	-3,33	-3,17	-3,24	-3,33
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

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

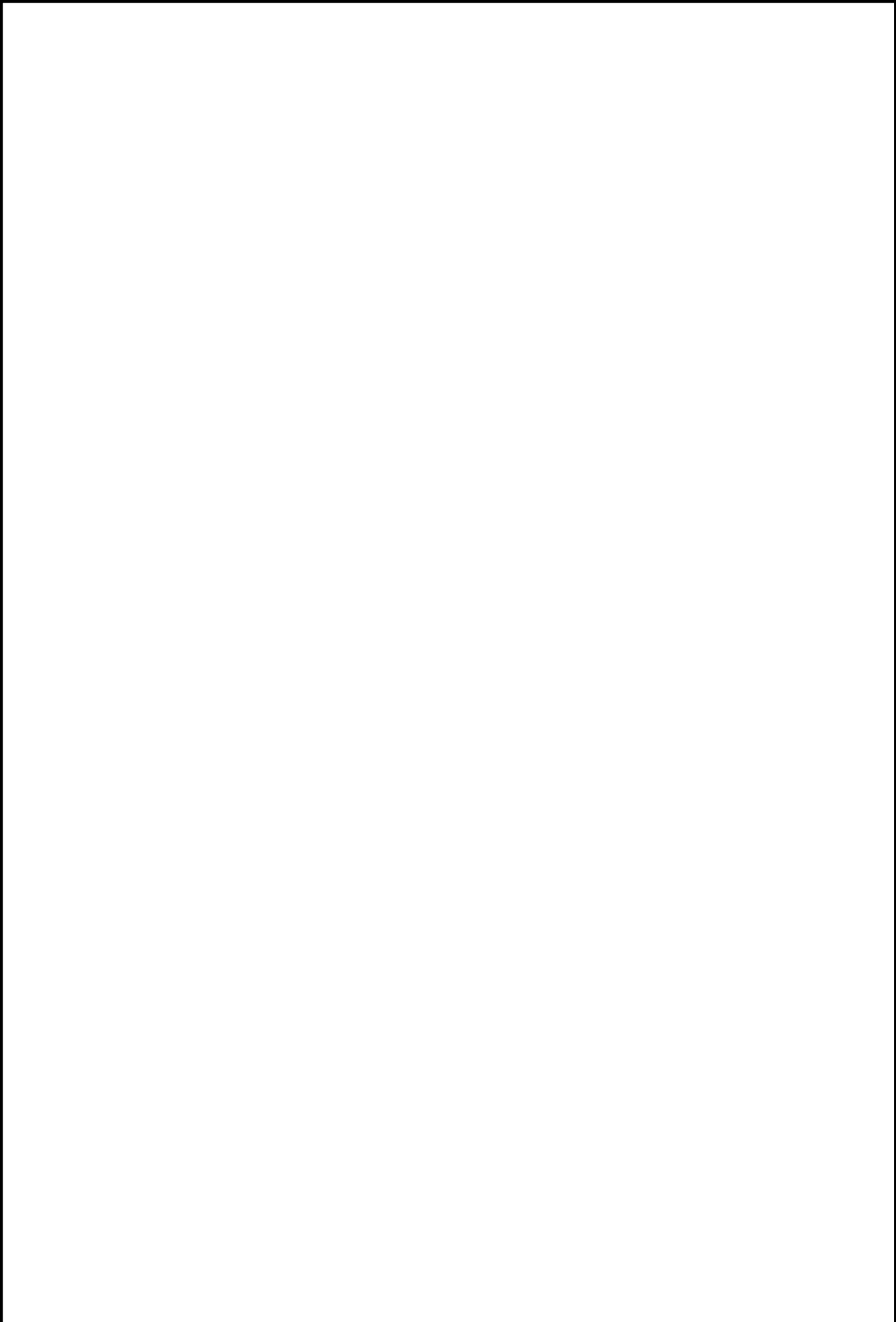
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ, (табл. 5.5)	111,90	104,00	113,40	113,10
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авднні}$ , кВ, (6.4)	31,97	17,84	32,40	32,31
4. Процент зміни витків регульовальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$ , (6.5)	214,7	192,3	219,0	218,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$ , (6.6)	143,13	128,20	146,00	145,40
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	143	128	146	145
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$ , кВ, (6.7)	10,17	6,11	10,16	10,18
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$ , %	-3,14	-3,02	-3,24	-3,05
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$ , %				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

Громадський контроль за станом охорони праці в організації. Для здійснення громадського контролю за дотриманням законодавства про охорону праці на підприємстві обираються уповноважені трудового колективу з питань охорони праці. Діяльність уповноважених здійснюється на підставі Типового положення та Положення про роботу уповноважених з питань охорони праці, яке розробляється й затверджується на загальних зборах трудового колективу. Уповноважені з питань охорони праці обираються простою більшістю голосів на загальних зборах колективу. Уповноваженим не може бути працівник, який згідно з посадовими обов'язками відповідає за організацію безпечних та нешкідливих умов праці (майстер, начальник дільниці).

Уповноважені з питань охорони праці мають право безперешкодно перевіряти на підприємствах виконання вимог щодо охорони праці й вносити обов'язкові для розгляду роботодавцем пропозиції про усунення виявлених порушень нормативно-правових актів з безпеки та гігієни праці. Крім того, вони беруть участь у комісіях з розслідування нещасних випадків і професійних захворювань на виробництві, якщо потерпілий не є членом профспілки.

Для виконання цих обов'язків роботодавець за свій рахунок організовує навчання й звільняє уповноважених з питань охорони праці від роботи на передбачений колективним договором строк із збереження за ними середнього заробітку звільнення або притягнення їх до дисциплінарної чи матеріальної відповідальності здійснюється лише за згодою найманих працівників у порядку, визначеному колективним договором.

Чисельність уповноважених визначається рішенням загальних зборів трудового колективу в кожному виробничому підрозділі. Уповноважені

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

можуть бути одночасно і представниками професійної спілки з питань охорони праці, їх обов'язки можуть бути покладені на громадських інспекторів з охорони праці профспілки. У ситуація, коли на виробництві створюється загроза життю або здоров'ю працюючих, уповноважений має право вимагати від майстра припинення роботи на таких робочих місцях.

Якщо уповноважені з питань охорони праці вважають, що профілактичні заходи, вжиті роботодавцем, є недостатніми, вони можуть звернутися за допомогою до органу державного нагляду за охороною праці. Крім вказаного, уповноважені беруть участь у підтвердженні факту наявності на виробництві ситуації, небезпечної для життя чи здоров'я працівника, якщо він відмовився виконувати із цих причин доручену йому роботу.

Уповноваженим особам з питань охорони праці надається право вносити пропозиції про притягнення до відповідальності працівників, які порушують нормативні акти про охорону праці.

#### 7.1. Комісія з питань охорони праці підприємства

На підприємстві з метою забезпечення пропорційної участі працівників у вирішенні будь – яких питань безпеки, гігієни праці та виробничо середовища за рішенням трудового колективу може створюватися Комісія з питань охорони праці підприємства у відповідності з Законом України “Про охорону праці” (ст.16). ця комісія створюється на підприємствах, в організаціях, господарствах з кількістю працюючих 50 і більше чоловік, незалежно від власності та видів господарської діяльності.

Комісія є постійно діючим консультативно - дорадчим органом трудового колективу та власника або уповноваженого ним органу і створюються з метою залучення представників власника та трудового колективу (безпосередніх виконавців робіт, представників профспілок) до співробітництва у галузі управління охороною праці на підприємстві,

узгодженого вирішення питань, що виникають у цій сфері.

Рішення про доцільність створення комісії, її кількісний та персональний склад, строк повноважень приймається трудовим колективом на загальних зборах (конференції) за поданням власника, органу трудового колективу та профспілкового комітету. Загальні збори затверджують Положення про комісію з питань охорони праці підприємства, яке розробляється за участю сторін на основі Типового положення. Комісія формується на засадах рівного представництва осіб від власника та трудового колективу. До складу комісії від власника включаються спеціалісти з безпеки і гігієни праці, виробничої, юридичної та інших служб підприємства, від трудового колективу – рекомендуються працівники усіх професій, уповноважені трудових колективів з питань охорони праці, представники профспілки .

Комісія у своїй діяльності керується законодавством про працю, міжгалузевими і галузевими нормативними актами з охорони праці, а також Положення про комісію з питань охорони праці підприємства.

**Основними завданнями комісії є:**

- захист законних прав та інтенсивності працівників у сфері охорони праці;
- підготовка, на основі аналізу стану безпеки та умов праці на виробництві, рекомендацій власнику та працівниками щодо профілактики виробничого травматизму та професійних захворювань практичної реалізації принципів державної політики в області охорони праці на підприємстві;
- узгодження, шляхом двосторонніх консультацій, позицій сторін у вирішенні практичних питань у сфері охорони праці з метою забезпечення поєднання інтересів держави, власника та трудового колективу, кожного працівника, запобігання конфліктам;
- вироблення пропозицій щодо включення до колективного договору окремих питань з охорони праці та використання коштів фонду охорони праці підприємства.

**Комісія має право:**

- звертатися до власника або до уповноваженого ним органу, самоврядування трудового колективу, профспілкового комітету з пропозиціями щодо регулювання відносин у сфері охорон праці;

- створювати робочі групи з числа членів комісії для вироблення узгоджених з колективом питань охорони праці з залученням до їх складу на договірній основі за погодженням сторін відповідних фахівців, експертів, інспекторів державного нагляду за охороною праці;

- одержувати від окремих працівників, служб підприємства, профспілкового комітету інформацію, необхідну для виконання функцій і завдань, передбачених Типовим положенням;

- встановлювати ступінь вини потерпілого та винуватця ( в т.ч. і власника) нещасного випадку в порядку, що визначається трудовим колективом за поданням власника та профспілкового комітету, при вирішенні питання про розмір одноразової допомоги, коли нещасний випадок стався в наслідок невиконання потерпілим вимог нормативних актів про охорону праці і факт наявності його вини встановлено комісією по розслідуванню нещасних випадків;

- здійснювати контроль за дотриманням вимог законодавства з питань охорони праці безпосередньо на робочих місцях, забезпечення працюючих засобами колективного та індивідуального захисту, миючими та знешкоджуючими засобами, лікувально – профілактичним харчування, молоком або рівноцінними харчовими продуктами, газованою підсоленою водою та станом використання санітарно – побутових приміщень;

- найомитись з будь – якими матеріалами з питань охорони праці, аналізувати стан умов і безпеки праці на підприємстві.

**Виконання відповідних програм і колективних договорів:**

- вільного доступу на всі дільниці виробництва і обговорення з працюючими питань охорони праці. Комісія може делегувати своїх представників для участі:

- у розв'язуванні разом з представниками державного нагляду за охороною праці конфліктів, пов'язаних з відмовою працівника виконувати доручену роботу з мотивів небезпечної для його здоров'я чи життя виробничої ситуації на підприємстві, де відсутня профспілкова організація;

- в обговоренні питань охорони праці власником або уповноваженим ним органом, профспілковим комітетом чи органом самоврядування трудового колективу ( за погодженням з цим органами). Члени комісії виконують свої обов'язки, як правило, на громадських засадах. При залученні до окремих перевірок, проведенні навчання вони можуть звільнитися від основної роботи на передбачений колективним договором термін із збереженням за ними середнього заробітку.

Комісія здійснює свою діяльність на основі планів, що розробляють на квартал, півріччя чи рік і затверджуються нею. Рішення комісії оформляється протоколами і мають рекомендаційний характер, впроваджуються у життя наказами власника. При незгоді власника з рекомендаціями Комісії він дає аргументовану відповідь. Комісія не менше одного разу на рік звітує про свою роботу на загальних зборах (конференції) трудового колективу.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

## РОЗДІЛ 8 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 8.1. Розрахунок втрат електричної енергії згідно методики «Складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії»

Методика розроблена ВАТ «ЛьвівОРГРЕС» [4] і призначена для розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах електричних мереж достатньо широкого кола номінальних напруг, у тому числі, мереж напругою 0,38 кВ. Відповідні розрахунки, які стосуються мереж низької напруги, полягають у наступному.

У загальному випадку змінні втрати електроенергії  $\Delta A$  в будь-якій вітці електричної мережі з опором  $R$  визначаються за формулою

$$\Delta A_{з.м} = \frac{R}{U_{сер}^2} \left( \frac{A^2 + W^2}{T^2} + D[P] + D[Q] \right) T,$$

де  $R$  – активний опір вітки;

$T$  – розрахунковий час;

$A, W$  – відповідно потоки активної та реактивної енергій;

$U_{сер}$  – середньоексплуатаційний рівень напруги;

$D [P], D[Q]$  – відповідно дисперсії активної та реактивної потужностей.

Дисперсії активної та реактивної потужностей  $D [P], D[Q]$  визначають за такими формулами:

$$D[N] = \frac{(N_2 - N_1)(N_1 - N_0)^2}{N_2 + N_1 - 2N_0}, \text{ при } \lambda > 1$$

або  $D[N] = \frac{(N_2 - N_1)^2(N_1 - N_0)}{2N_2 + N_1 - N_0}, \text{ при } \lambda < 1,$



де  $N_0, N_1, N_2$  – відповідно мінімальне, середнє та максимальне значення параметрів графіка активної та реактивної потужності за тривалістю;

$\lambda$  – показник форми графіка потужності за тривалістю.

Показник форми графіка потужності за тривалістю  $\lambda$ , визначається за формулою

$$\lambda = \frac{N_1 - N_0}{N_2 - N_1}.$$

Збір інформації про схеми розподільних мереж різних ступенів напруги та параметри її елементів (довжини ділянок ЛЕП, приєднану до них потужність, поперечні перерізи проводів і кабелів) із наступним кодуванням і введенням інформації в ЕОМ є дуже трудомістким завданням, особливо для мереж напругою 0,38 кВ. Тому пропонується використовувати в розрахунках еквівалентні (групові) опори груп ліній однієї номінальної напруги на основі узагальнених параметрів мереж (сумарної довжини ПЛ і КЛ, кількості повітряних і кабельних фідерів, сумарної приєднаної потужності трансформаторів і ін.), що завжди відомі.

Таким чином, використання у даному випадку еквівалентних (групових) опорів обумовлене однією з двох причин:

- відсутністю достатнього обсягу початкової інформації для застосування індивідуального розрахунку втрат в окремих елементах (поелементного розрахунку);
- недоцільністю (коли затрати праці зі збору та вводу необхідної інформації для поелементного розрахунку не виправдовуються підвищенням, точності розрахунку).

Розрахунок еквівалентного опору на основі даних про топологію мереж 0,38 кВ і їх реальні параметри нехтуючи втратами напруги здійснюється наступним чином

$$R_{\text{сл}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{д}}} r_i S_{\text{Ді}}^2}{S_{\text{ДГ}}^2},$$

де  $S_{\text{Ді}}$  – потоки повної потужності, що протікають по  $i$ -м ділянкам, МВА.

Розрахунок еквівалентного опору ліній номінальної напруги 0,38 кВ за узагальненими параметрами полягає у наступному. Пряме застосування наведеної вище формули для розрахунку еквівалентного опору ЛЕП номінальної напруги 0,38 кВ є неможливим через те, що для середньої ЛЕП дуже складно визначити значення приєднаної потужності та кількості ділянок.

Сумарні довжини ПЛ і КЛ, кількість повітряних та кабельних фідерів номінальної напруги 0,38 кВ, а також дані про трансформатори 35–6/0,38 кВ, що живлять мережу 0,38 кВ, – таким обсягом даних вичерпується початкова інформація для розрахунку еквівалентного опору ліній. Окрім того, ще є інформація про потоки енергії за розрахунковий період.

Лінії напругою 0,38 кВ представляють собою розгалужені деревоподібні схеми зі значно більшою, порівняно з лініями інших ступенів напруги, кількістю ділянок. Для виведення розрахункової формули для умовної низьковольтної лінії формується послідовність із ділянок у порядку спадання їх сумарної приєднаної потужності. Потім лінія представляється у вигляді нерозгалуженої топологічної схеми, де дотримується той же принцип, що і при формуванні зазначеної послідовності ділянок – до точки живлення такої модельної лінії розташована ближче та ділянка, у якій величина сумарної приєднаної потужності більша. Очевидно, що першою (найближчою до точки живлення) буде головна ділянка, за нею розміщується ділянка, що живиться від головної і т.д

На рис. 3.1 зображено відповідну модель лінії номінальної напруги 0,38 кВ, що має 10 ділянок (насправді, кількість ділянок набагато більша).

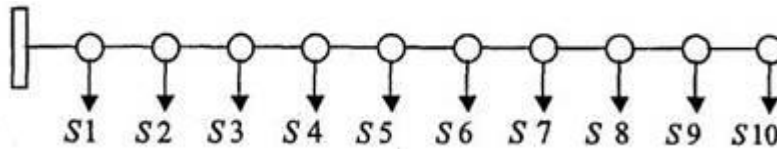


Рисунок 8.1 – Геометрична інтерпретація моделі лінії номінальною напругою 0,38 кВ

Очевидно, що сума довжин відрізків дорівнює довжині лінії.

Математично залежність розподілу потужності  $S(x)$  описується формулою

$$S(x) = S_{\max} - \frac{S_{\max} - S_{\min}}{L_{\text{л}}^2} x^2,$$

де  $S_{\max}$ ,  $S_{\min}$  – відповідно максимальне та мінімальне значення потужності, приєднаної до ділянок лінії;

$L_{\text{л}}$  – довжина лінії.

Наведену модель є можливим застосувати і для характеристики зміни перетинів ліній. При цьому цю модель можна умовно розбити на нескінчену множину елементарних ділянок довжиною  $\Delta l$ , переріз яких буде змінюватися наступним чином:

$$F(x) = F_{\max} - \frac{F_{\max} - F_{\min}}{L_{\text{л}}^2} x^2.$$

За цих умов еквівалентний опір буде визначатися так

$$R_{\text{екв}} = 1,33 \frac{\rho_{\text{Al}} k_{\text{Cu}}}{S_{\text{л}}^2} \int_0^{L_{\text{л}}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx. \quad (8.1)$$

Коефіцієнт збільшення 1,33 у формулі (8.1) враховує систематичне заниження результату розрахунку еквівалентного опору методом узагальнених параметрів. Введемо поняття умовної ПЛ й умовної КЛ номінальної напруги 0,38 кВ. Умовна ПЛ (КЛ) номінальної напруги 0,38 кВ – це лінія, яка має довжину і сумарну потужність навантаження, що

дорівнюють середньоарифметичним значенням, або математичним сподіванням відповідних величин для всіх ПЛ (КЛ) 0,38 кВ.

Через відсутність реальної інформації, приймаємо наступні припущення:

$$F_{\max} = \begin{cases} 50, & \text{для ПЛ } 0,38 \text{ кВ} \\ 95, & \text{для КЛ } 0,38 \text{ кВ} \end{cases}, \quad F_{\min} = \begin{cases} 35, & \text{для ПЛ } 0,38 \text{ кВ} \\ 50, & \text{для КЛ } 0,38 \text{ кВ} \end{cases},$$

$$S_{\text{ПЛmax}} = \bar{S}_{\text{ПЛ}}, \quad S_{\text{КЛmax}} = \bar{S}_{\text{КЛ}},$$

де  $S_{\text{ПЛ}}$ ,  $S_{\text{КЛ}}$  – відповідно потужності навантаження умовних ПЛ і КЛ.

Сформуємо вирази для визначення мінімальних значень потужності навантаження ділянок умовних ПЛ і КЛ:

$$S_{\text{ПЛmin}} = \begin{cases} 0,1\bar{S}_{\text{ПЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} > 0,5 \text{ км} \\ 0,3\bar{S}_{\text{ПЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} \leq 0,5 \text{ км} \end{cases}, \quad S_{\text{КЛmin}} = \begin{cases} 0,3\bar{S}_{\text{КЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{КЛ}} > 0,5 \text{ км} \\ 0,6\bar{S}_{\text{КЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{КЛ}} \leq 0,5 \text{ км} \end{cases}.$$

Коефіцієнти в приведених вище виразах також визначені на основі опрацювання статистичних даних. Інтеграл у формулі (3.1) визначається методом трапецій.

Методика передбачає можливість як групового, так і індивідуального розрахунку змінних втрат електроенергії в лініях, для яких відсутня необхідна інформація для поелементного розрахунку (або, як мінімум, наявності зафіксованих приладами обліку значень головних потоків енергії за розрахунковий період). Для цієї групи ліній визначають еквівалентний опір і розраховують втрати електроенергії від сумарного перетікання енергії по цих лініях за формулою

$$\Delta A_{\text{лі}}^{\text{го}} = \frac{R_{\text{єлі}} (A_{\text{лі}}^{\text{го}})^2 d_i k_{\text{ні}}}{1,05 U_{\text{ні}}^2 T_{\text{р}}} (1 + \text{tg}^2 \varphi_i),$$

де  $R_{\text{єлі}}$  – еквівалентний опір  $i$ -ї групи ліній;

$T_{\text{р}}$  – число годин у розрахунковому періоді;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$A_{li}$  – сумарне перетікання енергії по лініях  $i$ -ї групи за розрахунковий період;

$d_i$  – дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження  $i$ -ї групи ліній;

$k_{ni}$  – коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ліній  $i$ -ї групи;

$U_n$  – номінальна напруга ліній;

$\text{tg}\varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності, який для ліній даного класу номінальної напруги приймається рівним 0,62.

Значення коефіцієнта збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ліній номінальної напруги 0,38 кВ  $k_{ni}$  приймається рівним 1,35.

Дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження є різним для різних ступенів напруги. Для ступеня з найвищою номінальною напругою розподільчої мережі дисперсійний коефіцієнт  $d$  розраховують за формулою

$$d = 1 + \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 (\bar{P} - P_{\min})}{2\bar{P}^2 \left[ 2(P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - P_{\min}) \right]}, \quad (3.2)$$

де  $P_{\max}$ ,  $\bar{P}$ ,  $P_{\min}$  – відповідно максимальне, середнє і мінімальне навантаження розподільчої мережі за розрахунковий період.

Значення величин  $P_{\max}$ ,  $P_{\min}$ , що задаються для мережі низької напруги, визначаються, як правило, з низькою достовірністю. Внаслідок цього, значення дисперсійного коефіцієнта  $d$ , отже, розрахункові втрати електроенергії можуть занижуватися. Якщо розраховане за формулою (3.2) значення дисперсійного коефіцієнта за розрахунковий період не перевищує його мінімального значення, що вказане в таблиці 3.1, то під час обчислення втрат електроенергії значення дисперсійного коефіцієнта приймається рівним мінімальному табличному.

Таблиця 3.1 – Мінімальні значення дисперсійного коефіцієнта

Розрахунковий період	Номінальна напруга, кВ			
	110 (150)	35 (20)	10 (6,3)	0,38
Січень	1,28	1,33	1,39	1,44
Лютий	1,29	1,36	1,43	1,51
Березень	1,30	1,39	1,48	1,57
Квітень	1,31	1,42	1,52	1,63
Травень	1,32	1,44	1,57	1,69
Червень	1,33	1,47	1,61	1,75
Липень	1,33	1,47	1,61	1,75
Серпень	1,32	1,44	1,57	1,69
Вересень	1,31	1,42	1,52	1,63
Жовтень	1,30	1,39	1,48	1,57
Листопад	1,29	1,36	1,43	1,51
Грудень	1,28	1,33	1,39	1,44

Це пояснюється тим, що на ступенях більш низької номінальної напруги «розмахи» навантажень протягом розрахункового періоду ширші, ніж на ступенях більш високої номінальної напруги, і, відповідно, значення дисперсійного коефіцієнта більші.

## 8.2. Метод розрахунку втрат електроенергії по втратам напруги

У роботі [5] визначення втрат електричної енергії у мережах низької напруги пропонується здійснювати на підставі наступних міркувань.

Для ліній з зосередженим в кінці навантаженням співвідношення значень відносних втрат потужності до відносних втрат напруги має вигляд:

$$k_{\text{в/н}} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \text{tg} \varphi}, \quad \text{де } \xi = \frac{x_0}{r_0}.$$

Для лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_{\text{r}}(1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U^2} \cdot \frac{r_0 L}{3} \cdot 100, \quad (8.1)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \text{tg} \varphi) P_{\text{r}} r_0 \int_0^L \frac{L-l}{L} dl = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \text{tg} \varphi) P_{\text{r}} r_0 \frac{L}{2}. \quad (8.2)$$

Поділивши (8.1) на (8.2), отримаємо

$$k_{\text{в/н}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \text{tg} \varphi} \quad (8.3)$$

Фізична суть коефіцієнта  $2/3$  в (4.3) – облік неоднакової щільності струму вздовж лінії. Значення  $2/3$  являє собою нижню межу значень цього коефіцієнта, відповідну рівномірному розподілу навантаження вздовж лінії. Насправді навантаження підключені в дискретних точках на певній відстані один від одного. Так, наприклад, вже при 10 ділянках значення цього коефіцієнта знижується від 1 до 0,7. При числі ділянок, рівному 20, значення зазначеного коефіцієнту знаходяться діапазоні 0,75–0,82.

Слід зазначити, що результати розрахунків для ідеалізованих схем на практиці можна використовувати тільки у вигляді рекомендованих середніх

значень. Кожна реальна лінія відрізняється від ідеалізованої: довжини ділянок, у реальних лініях неоднакові, відгалуження в деяких вузлах можуть бути відсутні, а в інших їх кількість може бути більше одного та т.п. Тому для практичних розрахунків можна прийняти єдине значення цього коефіцієнта, рівне 0,75 для лінії з розподіленим навантаженням. Для ліній із зосередженим навантаженням він дорівнює 1. Для комбінованого навантаження рекомендується використовувати значення  $k_{н/н}$ , що визначається за формулою:

$$k_{н/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}.$$

де  $d_p$  – частка розподіленого навантаження в загальному навантаженні лінії.

Враховуємо, що для повітряних ліній

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad r_0 \approx \frac{32,25}{F} \text{ Ом/км}, \quad \xi = \frac{x_0}{r_0} \approx 0,0125F,$$

а для кабельних ліній  $x_0 = 0$ ,  $\xi = 0$ . Так як кінцеві ділянки повітряних ліній іноді виконані проводом меншого перетину, ніж головна ділянка, а на деяких старих лініях на таких ділянках використані навіть сталеві дроти, рекомендується для повітряних ліній приймати  $\xi = 0,01F$ .

Максимальне навантаження лінії при відомому відпуску енергії в неї за термін 24Д годин складе

$$P_{\max} = \frac{A}{Д24k_3}.$$

де  $k_3$  – коефіцієнт заповнення графіку навантаження.

З врахуванням цього втрати потужності при максимумі навантаження становлять

						ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			103



$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} P_{\max} k_{\text{п/н}} = \frac{\Delta U_{\%} A k_{\text{п/н}}}{100 D 24 k_3}, \quad (8.4)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_{\max} 24 D \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}, \quad (8.5)$$

де останній дріб являє собою значення  $\tau$  у відносних одиницях.

Наявність відгалужень від магістралі при тому ж значенні  $\Delta U_{\%}$  до найбільш віддаленої її точки збільшує втрати енергії в порівнянні з нерозгалуженою лінією. Тому коефіцієнт  $k_{\text{відг}}$  міститься в знаменнику формули. Враховуючи (8.4) в (8.5) і коефіцієнти  $k_{\text{нес}}$  і  $k_{\text{відг}}$ , отримуємо остаточну розрахункову формулу:

$$\Delta A = \frac{\Delta U_{\%}}{100} A \frac{1 + 2k_3}{3} \cdot \frac{k_{\text{п/н}} k_{\text{нес}}}{k_{\text{відг}}},$$

Ще один підхід до визначення втрат електричної енергії в мережах низької напруги було розглядається у роботі [6]. У відповідності з запропонованою методикою втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (у % від відпуску електроенергії в електричну мережу) визначають за формулою:

$$\Delta A_{\text{н}} = \frac{0,7 k_{\text{нес}} \Delta U_1 \tau}{T_{\max}}, \quad (8.6)$$

де  $\Delta U_1$  - втрати напруги в режимі максимального навантаження електричної мережі від шин ТП до найбільш віддаленого електроприймача, %;

$k_{\text{нес}}$  – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантаження за фазами.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності електричної мережі з ізольованою нейтраллю за нерівності навантажень окремих фаз визначають за формулою:

$$k_{\text{нес.із}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сєр}}^2},$$

де  $I_A, I_B, I_C$  – струми в проводах відповідних фаз;

$I_{\text{сєр}}$  – середнє значення навантаження окремих фаз.

В електричній мережі з глухо заземленою нейтраллю виникає струм нульової послїдовности  $I_0$ , потроєне значення якого є струмом у нейтралї  $I_N = 3I_0$  тобто струм нульового проводу (для електричних мереж напругою нижче 1 кВ).

Струм у нейтралї визначають за формулою:

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C)? \quad (8.7)$$

де  $a, a^2$  – оператори повороту вектора на  $120^\circ$  проти годинникової стрїлки та за годинниковою стрїлкою відповідно.

У формулї (4.7) комплексні значення струмів фаз визначенї відносно напруги своєї фази. У разї припущення однакового значення коефіцієнта потужности в кожній із двох фаз, вираз (4.7) залишається справедливим і для модулїв струмїв. При цьому квадрат струму в нейтралї становить:

$$I_N^2 = \left[ I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) \right]^2 + \frac{3}{4}(I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C).$$

Оскільки

$$I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C = \frac{(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{2} = 4,5I_{\text{сєр}}^2 - 0,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2),$$

то

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{сеп}}^2.$$

Сумарні втрати потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю складаються з втрат у кожній фазі, а за наявності нульового проводу до них додатково додаються втрати у нульовому проводі:

$$\Delta P_c = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C + I_N^2 R_N,$$

де  $I_N$ ,  $R_N$  - відповідно струм у нульовому проводі й опір нульового проводу.

У разі симетричного навантаження струми у фазах рівні між собою та дорівнюють струму прямої послідовності:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C).$$

У цьому випадку втрати потужності в симетричному режимі становлять:

$$\Delta P_c = 3I_1^2 R_{\text{сеп}}. \quad (8.8)$$

У несиметричному режимі втрати потужності більші ніж за умов симетричного режиму:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R (1 + k_v I_\phi) + I_N^2 R_N.$$

У наведеному виразі  $k_v$  - величина, що характеризує розходження (варіацію) фазних струмів між собою. Коефіцієнт варіації приблизно можна визначити за формулою:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \sum_1^3 I_{\phi}^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\phi1 \max} - I_{\phi1 \min}}{k_{\sigma} I_1},$$

де  $I_{\phi1 \max(\min)}$  - максимальне (мінімальне) значення фазних струмів;

$k_{\sigma}$  - величина, яка набуває значення від 2 до 3.

Оскільки несиметрія утворена тільки різними навантаженнями фаз без зміни кута між струмами різних фаз, то струм у нульовому проводі також залежить від коефіцієнта варіації фазних струмів і величини струму прямої послідовності:

$$I_n^2 = k_v^2 I_1^2.$$

У цьому випадку втрати потужності в трифазній електричній мережі з нульовим проводом за несиметричного режиму можуть бути визначені таким чином:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R_{\phi1 \text{екв}} \left[ 1 + k_v^2 I_{\phi} \left( 1 + 1,5 \frac{R_{\text{н1екв}}}{R_{\phi1 \text{екв}}} \right) \right]. \quad (8.9)$$

Формула (4.9) еквівалентна формулі:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R_{\phi1 \text{екв}} \left[ \frac{1}{3} \sum \left( \frac{I_{\phi}}{I_1} \right)^2 \left( 1 + 1,5 \frac{R_{\text{н1екв}}}{R_{\phi1 \text{екв}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н1екв}}}{R_{\phi1 \text{екв}}} \right]. \quad (8.10)$$

Еквівалентний опір в (4.10) визначається за формулою:

$$R_{\text{екв}} = R_0 + k_l R_l,$$

де  $R_0$  - опір головної ділянки лінії від джерела до першого навантаження;

$k_l$  - коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантаження вздовж лінії;

$R_l$  - опір ділянки, упродовж якого розподілено навантаження.

Зокрема, для рівномірного розподілу навантаження  $k_l = \frac{1}{3}$ .

У разі зменшення навантаження від початку лінії до її кінця величина  $k_l$  буде менша за  $1/3$ , у випадку зростання – більша.

З формули (8.9) видно, що чим більше опір нульового проводу, тим більше зростатимуть втрати потужності, викликані несиметрією.

Втрати реактивної потужності в лініях визначаються аналогічно втратам активної потужності. Тільки в цьому випадку у вищенаведені формули замість активного опору підставляються значення індуктивного опору.

З огляду на (8.8) та (8.9) і за однакового опору фаз можна отримати такий вираз для коефіцієнта збільшення втрат потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю:

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2} \left( 1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\phi},$$

де співвідношення перед круглою дужкою дорівнює  $k_{\text{нес.із}}$  для електричної мережі з ізолюваною нейтраллю.

За відсутності даних про струмові навантаження варто приймати:

– для лінії з  $\frac{R_n}{R_\phi} = 1$ ,  $k_{\text{нес}} = 1,13$ ;

– для ліній з  $\frac{R_n}{R_\phi} = 2$ ,  $k_{\text{нес}} = 1,2$ .

Відношення  $\frac{\tau}{T_{\text{мах}}}$  приймають відповідно до таких даних таблиці 8.1.

Таблиця 8.1

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

$T_{\max}$ , ГОД	2000	3000	4000	5000	6000
$\frac{\tau}{T_{\max}}$	0,46	0,52	0,60	0,72	0,77

Відносні втрати електроенергії ( $y$  %) в  $k$  лініях 0,38 кВ визначаються за формулою:

$$\Delta A_{\% \text{ сум}} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta A_{\%}^i I_i}{\sum_{i=1}^k I_i},$$

де  $\Delta A_{\%}^i$  - відносні втрати електроенергії в  $i$ -й лінії, визначені за формулою (4.6);

$I_i$  - максимальне навантаження головної ділянки  $i$ -ї лінії.

## ВИСНОВОК

В ході даного дипломного проектування, був обраний і розроблений оптимальний варіант електричної мережі з декількох запропонованих.

З декількох варіантів було вибрано два, що відрізняються один від одного, варіанти мережі. Проведений техніко-економічний розрахунок показав, що найбільш вигідним, з точки зору економічності і простоти експлуатації, є радіальна схема мережі.

Надійність електропостачання забезпечується шляхом прокладання двоколових ліній і установкою по два трансформатора на кожній підстанції. Перетин проводів ліній було вибрано з урахуванням економічної щільності струму і перевірені по припустимому струмі перевантаження.

При виконанні дипломного проектування було забезпечено виконання основних вимог до побудови і проектування електричної мережі, а саме:

- схема мережі повинна забезпечує повний відпуск електроенергії;
- схема забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання;
- конфігурація і параметри мережі забезпечує можливість її подальшого розвитку.

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
- 4.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

										Лист
										111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



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

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

14. 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.

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

					ДБ 141.1728.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112