

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І СИСТЕМ

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

« ____ » _____ 2023р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

За освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему «Розрахунок електричної мережі напругою 110 кВ з урахуванням
температурного режиму проводів повітряних ліній»

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-92
Зінченко Ян Сергійович



Керівник:


Доцент, к.т.н.
Кацадзе Теймураз Луарсабович

Консультант:

Рецензент:

Професор, д.т.н.
Остапчук Олександр Володимирович

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент  _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж і систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

« ____ » _____ 2023р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Зінченку Яну Сергійовичу

1. Тема проєкту «Розрахунок електричної мережі напругою 110 кВ з урахуванням температурного режиму проводів повітряних ліній», керівник проєкту Кацадзе Теймураз Луарсабович, доцент, к.т.н.

Затверджені наказом по університету від « 25 » травня 2023 року №1969-с

2. Термін подання студентом роботи « 09 » червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: ситуаційний план мережі 110 кВ та її конфігурація, активні навантаження у вузлах, значення коефіцієнтів потужності, тип опор ПЛ, місцевість спорудження, географічний район

4. Зміст пояснювальної записки: 1. Обрати кількість, тип та потужність трансформаторів на підстанціях. 2. Розрахувати потокорозподіл потужності за довжинами ділянок. 3. Обрати кількість ланцюгів та переріз проводів для ділянок мережі. 4. Знайти параметри схеми заміщення мережі. 5. Визначити

параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. 6. Розрахунок температури провідника на одній з ділянок впродовж доби. 7. Розрахунок режиму роботи мережі в певний час доби з урахуванням температури поверхні лінії

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Техніко-економічне порівняння варіантів спорудження мережі.
2. Методика теплового розрахунку проводу.
3. Розрахунок режиму мережі з урахуванням теплового режиму.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підписа, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «01» травня 2023 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях		
2	Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)		
3	Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі		
4	Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі		
5	Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях на аварійному режимі		
6	Розрахунок температурного режиму проводів		

Студент



(підпис)

Ян ЗІНЧЕНКО

Керівник проекту

(підпис)

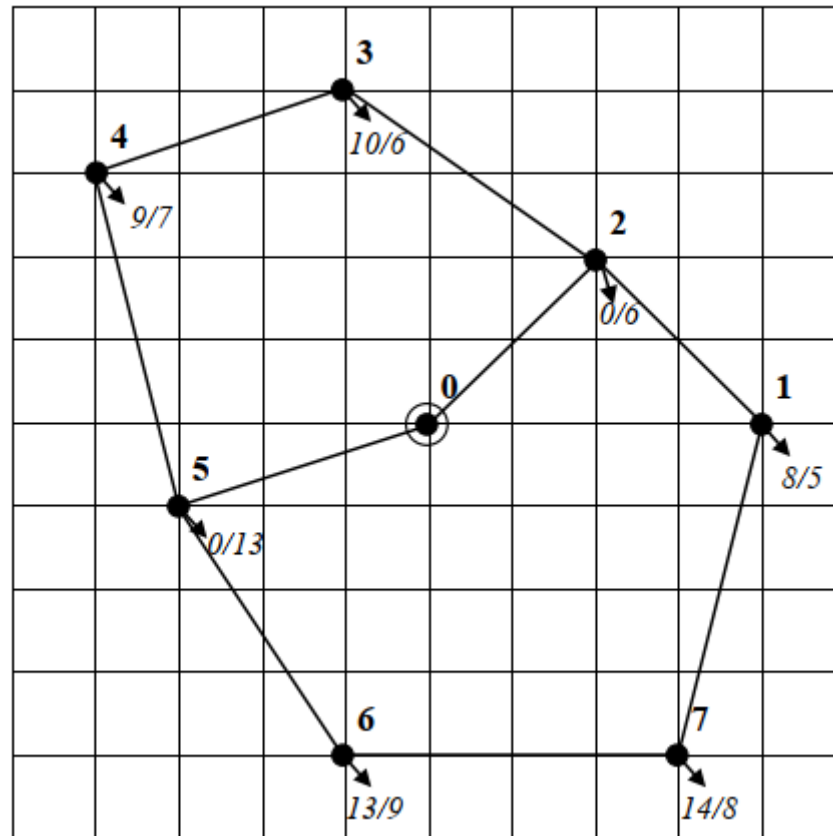
Теймураз КАЦАДЗЕ

ДОДАТОК

до завдання на кваліфікаційний дипломний проєкт першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

**«Розрахунок електричної мережі напругою 110 кВ
з урахуванням температурного режиму проводів повітряних ліній»**

Ситуаційний план (масштаб 1 см:10 км)



Вихідні дані до проєкту:

- номінальна напруга мережі U_n : 110 кВ;
- розташування балансуєчих пунктів: підстанція 0;
- напруга балансуєчого пункту: 115 кВ;
- час використання максимуму навантаження T_{max} : 3700 год/рік;
- категорії споживачів за надійністю електропостачання: I-II;
- коефіцієнт потужності споживачів на шинах СН становить 0,91, на шинах НН – 0,92;
- район за ожеледдю: I-II;
- опора ПЛ: одноколова залізобетонна вільностояча опора з середньгеометричною відстанню між фазами $D_{cp} = 5000$ мм;
- місцевість спорудження мережі: рівнинна;
- географічний район спорудження мережі: Україна;
- конфігурація мережі: замкнена двоконтурна.

Примітка:

Відстань між пунктами та потужності навантаження пунктів визначаються за ситуаційним планом. У чисельнику дробу наведені навантаження для РП СН (МВ·А), у знаменнику – для РП НН (МВ·А).

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

На тему: «Розрахунок електричної мережі напругою 110 кВ з урахуванням температурного режиму проводів повітряних ліній»

Київ – 2023 року

РЕФЕРАТ

В дипломний проєкт входить пояснювальна записка та графічні матеріали. Пояснювальну записку виконано на 68 сторінок формату А4. До якої входять 13 рисунків, 29 таблиць та 7 джерел використаної літератури. Графічна частина включає в себе 3 технічні креслення формату А1.

Об'єкт дослідження – районна електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження вплив температурного режиму проводу повітряної лінії на активний опір

Метою роботи є проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ та розрахунку режиму роботи лінії в урахуванням температури поверхні проводів ділянок.

В роботі здійснено вибір трансформаторів підстанцій та обрано відповідно до техніко-економічного порівняння оптимальний переріз проводів ділянок. Здійснено розрахунки таких режимів як: максимальних навантажень, аварійний режим, режим роботи мережі о 06:00 годині ранку без врахування температури поверхні проводу та з врахування. Розраховано похибку втрат активної потужності однієї ділянки мережі впродовж дня, викликаною врахуванням температури поверхні лінії.

Ключові слова: РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПІДСТАНЦІЯ, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ТЕПЛОВИЙ БАЛАНС, СХЕМА ЗАМІЩЕННЯ, АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ, ТЕМПЕРАТУРА ПОВЕРХНІ ПРОВОДУ, ПОГОДНІ УМОВИ.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		7

ABSTRACT

The diploma project includes an explanatory note and graphic materials. The explanatory note is made on 68 pages of A4 format. It includes 13 figures, 29 tables and 7 sources of references. The graphic part includes 3 technical drawings in A1 format.

The object of study is a 110 kV regional electrical power network.

The subject of the study is an overhead power line and the effect of changes in the line surface temperature on the active resistance in a symmetrical II-shaped type of equivalent circuits.

The aim of the study is the design of the regional electrical power network with a voltage of 110 kV and the calculation of the operating mode of the line taking into account the temperature of the surface of the wires of the sections.

In this diploma project, we have selected substation transformers and selected the optimal cross-section of the wire sections according to the technical and economic comparison. Calculations were made for such modes as maximum loads, emergency mode, and network operation at 06:00 am without and with consideration of the wire surface temperature. The error of active power losses of one section of the network during the day caused by considering the line surface temperature was calculated.

Keywords: DISTRICT POWER GRID, SUBSTATION, OVERHEAD POWER LINE, HEAT BALANCE, SUBSTITUTION SCHEME, ACTIVE LINE RESISTANCE, LINE SURFACE TEMPERATURE, WEATHER CONDITIONS.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		8

Зміст

Перелік прийнятих скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Проект районної електричної мережі.....	12
1.1 Вибір варіанту спорудження мережі.....	12
1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів.....	13
1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок.....	15
1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок мережі.....	20
1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	26
1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	32
1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	42
Висновки до розділу 1.....	47
2 Тепловий розрахунок електричної мережі.....	49
2.1 Вихідні дані для теплового розрахунку.....	51
2.2 Тепловий розрахунок проводу на ділянці 0-2.....	54
2.3 Порівняння результатів розрахунку режиму роботи о 06:00.....	57
Висновки до розділу 2.....	60
Висновки.....	62
Перелік джерел посилання.....	66
Результат перевірки на плагіат.....	68

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- БП – балансуєчий пункт
ТП – трансформаторна підстанція
ПС – підстанція
КЗ – коротке замикання
НХ – неробочий хід
ВН – вища напруга
СН – середня напруги
НН – низька напруга
ЛЕП – лінія електропередавання
ПЛЕП – повітряна лінія електропередавання
РЕМ – районна електрична мережа

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		10

ВСТУП

Електричною мережею називають сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, поровітряних та кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території [1].

Проектуючи електричну мережу, варто дотримуватись вимог діючих нормативно-правових документів щодо конструктивного виконання, надійності електропостачання, якості електричної енергії.

Відповідно до ДСТУ 13109-97 поняття якості електричної енергії визначають такі показники [7]:

- відхилення напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність кривої напруги;
- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;

Для дотримання вимог на етапі проектування здійснюється перевірка допустимості відхилення напруги та перевіряється чи не перевищує значення тривалого допустимого струму, струми ділянок ліній.

На практиці при проектуванні РЕМ здійснюється низка умовних припущень щодо її роботи. Наприклад, розраховуючи погонний активний опір ЛЕП, ми робимо припущення, що температура поверхні провідника рівна 20 °С. Насправді це не так і температура змінюється впродовж дня впливаючи на зміну погонного активного опору, що призводить до неточності розрахунку активних втрат потужності в мережі.

В даному дипломному проекті ми дослідимо зміну температури впродовж доби та її вплив на відповідні результати розрахунку РЕМ.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		11

1 ПРОЄКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір варіанту спорудження мережі

Перш за все, здійснимо техніко-економічне порівняння конфігурацій спорудження мережі. Для цього сформуємо два варіанти схеми та представимо у вигляді рисунку 1.1 та рисунку 1.2.

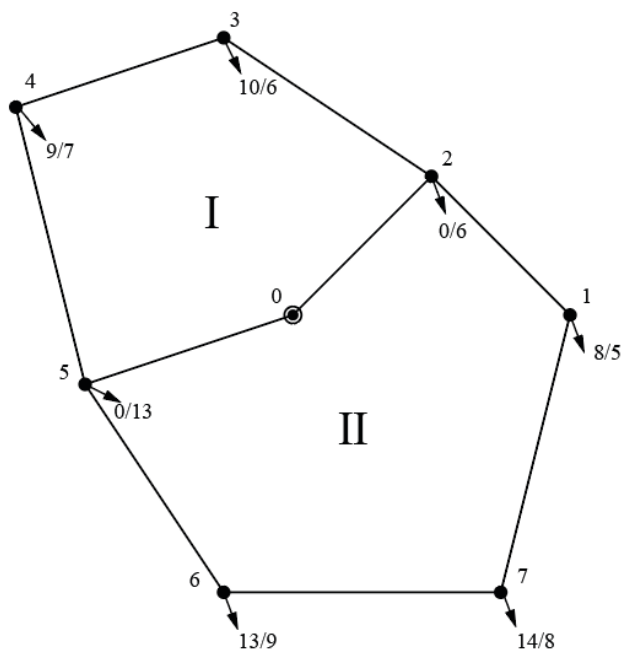


Рисунок 1.1 – Перший варіант конфігурації схеми мережі

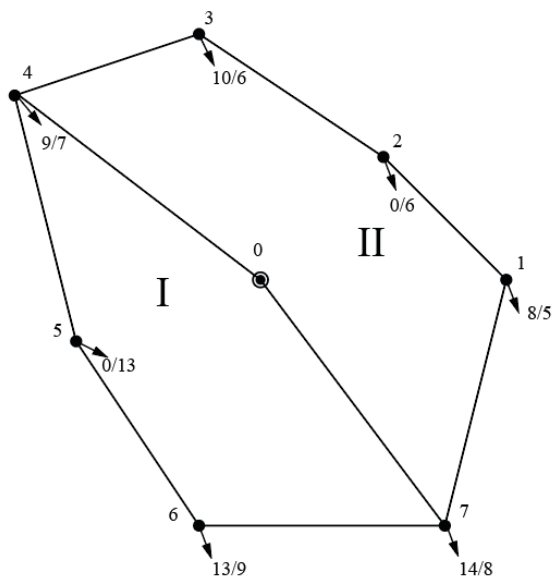


Рисунок 1.2 – Другий варіант конфігурації схеми мережі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП9205.141.014.ПЗ

Арк.
12

Розрахуємо значення моменту потужності першого контуру для першого варіанту конфігурації схеми проти годинникової стрілки:

$$M_I = (P_{2(нн)}) \cdot L_{0-2} + (P_{3(сн)} + P_{3(нн)}) \cdot (L_{0-2} + L_{2-3}) + (P_{4(сн)} + P_{4(нн)}) \cdot (L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4}) + (P_{5(сн)} + P_{5(нн)}) \cdot (L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5}) = (6) \cdot 28,28 + (16) \cdot (28,28 + 36,06) + (16) \cdot (28,28 + 36,06 + 31,62) + (13) \cdot (28,28 + 36,06 + 31,62 + 41,23) = 4518 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Результат розрахунку моменту потужності та довжини лінії для решти контурів обох конфігурацій представимо у вигляді таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняння варіантів схем спорудження РЕМ

Варіант схеми	Обхід контуру	Моменти потужності, М МВт·км		Загальна довжина ПЛ, l _Σ км
		I контур	II контур	
I	Прямий	4518	8348	314,39
	Зворотній	5763	7268	314,39
II	Прямий	5964	8619	354,48
	Зворотній	5469	8831	354,48

Результати таблиці 1.1 свідчать про те, що за критерієм мінімуму сумарної довжини ПЛ для подальших розрахунків варто обрати перший варіант конфігурації мережі. При техніко-економічному розрахунку також здійснимо вибір оптимальної схеми мережі за сумарною функцією дисконтованих витрат.

Здійснимо порівняння конфігурацій схеми мережі за загальною вартістю спорудження ПЛЕП, відповідно до значень функції сумарних дисконтованих витрат для ділянок обох конфігурацій. Результат порівняння занесемо в таблицю 1.2.

$$Q_{1(СН)} = -P_{1(СН)} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{СН}) = -8 \cdot \operatorname{tg}(24,49^\circ) = -3,64 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1(НН)} = -P_{1(НН)} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{НН}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(23,07^\circ) = -2,13 \text{ МВАр}.$$

Тоді, сумарне навантаження в п. 1, у максимальному режимі роботи мережі рівне:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1(\max)} &= P_{1(СН)} + P_{1(НН)} + j \cdot (Q_{1(СН)} + Q_{1(НН)}) = 8 + 5 + j \cdot \\ &(-3,64 - 2,13) = 13 - j5,77 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

а модуль навантаження:

$$\begin{aligned} S_{1(\max)} &= \sqrt{(P_{1(СН)} + P_{1(НН)})^2 + j \cdot (Q_{1(СН)} + Q_{1(НН)})^2} = \\ &\sqrt{(8 + 5 + (-3,64 - 2,13))^2} = 14,22 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Результат розрахунку величин повних потужностей вузлових підстанцій

№	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність S _{max} , МВА	Модуль повної потужності S _{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	8	5	-3,64	-2,13	13-5,77j	14,22
2	0	6	0	-2,56	6-2,56j	6,52
3	10	6	-4,56	-2,56	16-7,11j	17,51
4	9	7	-4,1	-2,98	16-7,08j	17,5
5	0	13	0	5,54	13-5,54j	14,13
6	13	9	-5,92	-3,83	22-9,76j	24,07
7	14	8	6,38	3,41	22-9,79j	24,08

Використовуючи величину модуля повної потужності пунктів, визначимо номінальну потужність силових трансформаторів встановлених у відповідний пункт. Для підстанції в п. 1 значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатор, складе:

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
						15
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 1.5

3	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
4	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
5	ТМН-10000/110	10	115	–	11	–	10,5	–	60	14	0,7
6	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
7	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок

Припустимо, що проектувана замкнена двоконтурна мережа є електрично однорідною. Проводи повітряної лінії виконано з однаковими перерізами і однаковим розташуванням проводів на опорах. Таке припущення дає змогу розрахувати орієнтовний поточкорозподіл в мережі, використовуючи лише довжини ділянок (розрахунок L-схеми мережі).

Поточкорозподіл потужностей здійснюємо за заданими навантаженнями пунктів схеми, ігноруючи втрати потужностей в елементах семи заміщення мережі (ПЛЕП, трансформаторах), оскільки на цій стадії розрахунку вони мають незначний вплив на величину перерізів проводів на ділянках.

Розрахунок поточкорозподілу в L-схемі проведемо методом контурних рівнянь. Оберемо контури та перемички у схемі. Перший контур складається з ділянок 0-2, 2-3, 3-4, 0-5 з перемичкою 4-5. Другий контур складається з ділянок 0-2, 1-7, 6-7, 5-6, 0-5 з перемичкою 1-2. Напрямок обходу обох контурів проти годинникової стрілки див. рис. 1.3.

					ДП9205.141.014.ПЗ		Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			17

Потокорозподіл потужностей у L-схемі знайдено вірно, скільки для обох контурів було досягнуто збігу за II-го законом Кірхгофа. Потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі представлений на рис. 1.2.

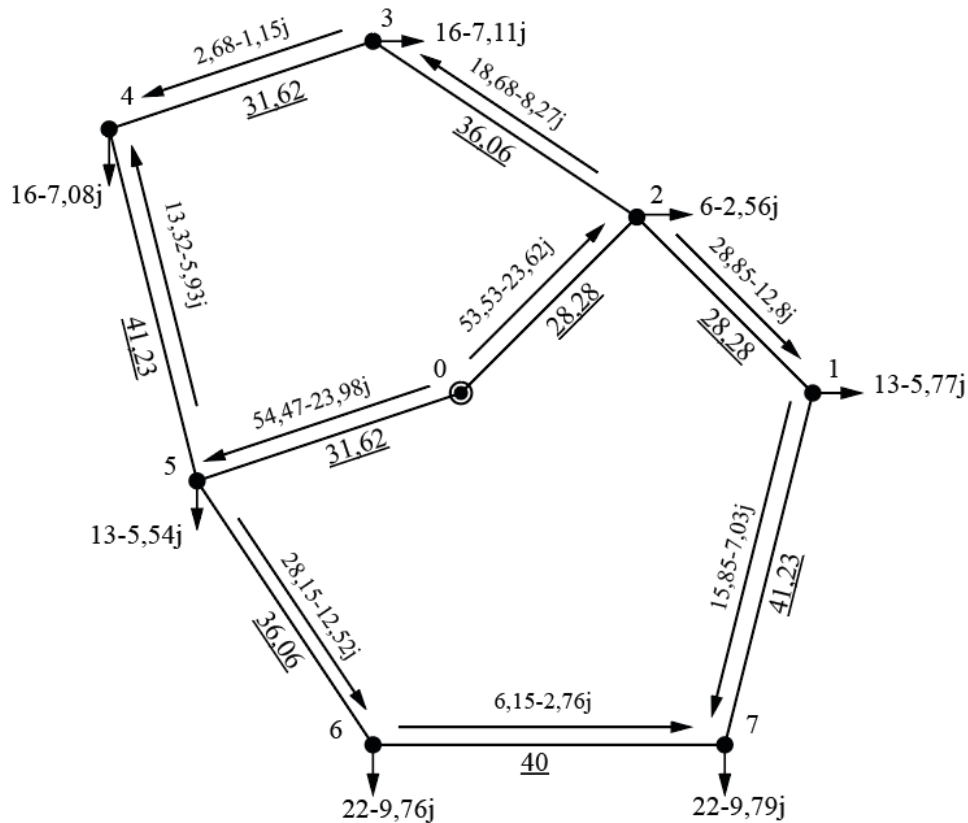


Рисунок 1.4 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі

1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок мережі

Вибір оптимального перерізу проводу повітряної лінії буде здійснюватися за мінімумом функції сумарних дисконтованих витрат. Перед цим відповідно до методу визначення оптимального перерізу, що враховує дійсні значення технічних і економічних параметрів, нам варто визначити значення оптимальної величини перерізу ПЛ $F_{\text{опт}}$, мм².

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-1}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}$$
 (1.1)

де k – кількість ланцюгів на опорі ПЛ;

I – сила струму на ділянці, А;

ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм²/км (стандартне значення питомого опору для алюмінію складає 28,5 Ом·мм²/км);

τ – час максимальних втрат, год/рік;

$C_{\text{вх}}$ – тариф на вході до мережі, грн/кВт·год (прийняте значення $C_{\text{вх}}=3,6$ грн/кВт·год);

H_e – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ (приймаю $H_e=1,2$ %);

E – норма дисконту, значення котрої, як правило, прирівнюють до відсоткової ставки Національного банку України за довготерміновими вкладками (приймають $E=10$);

$k_{\text{пит зм}}$ – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, грн/(мм²·км), яку визначають за табл. Д.8 [2].

Розрахуємо час максимальних втрат за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,3700)^2 \cdot 8760 = 2138 \text{ год.}$$

Вибір перерізів проводів здійснюють за методом оптимального перерізу. Для реалізації цього методу необхідно, з визначеного поточкорозподілу в L-схемі мережі визначити струмові навантаження для ділянок електричної мережі. Кількість кіл в ПЛЕП для ділянок 0-2 та 0-5 приймемо таким $n_{\text{л}}=2$ з значенням $k_{\text{пит зм}}=1500$ грн/(мм²·км), а для решти ділянок $n_{\text{л}}=1$ зі значенням $k_{\text{пит зм}}=1550$ грн/(мм²·км).

Для ділянки 0-2 струмове навантаження, складе:

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{53,53^2 + (-23,62j)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 153,54 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струмового навантаження решти ділянок наведені в табл. 1.5.

Оптимальний переріз проводів ділянки 0-2 електричної мережі складе:

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		22

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{0-2}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-1}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot C_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 153,54^2 \cdot 28,5 \cdot 2138 \cdot 3,6 \cdot 10^{-1}}{1500 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 10)}} = 321,397 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної для першої та другої конфігурацій мережі наведено в табл. 1.7 та 1.8.

Таблиця 1.7 - Результати розрахунків струмового навантаження та оптимального перерізу проводів ділянок електричної мережі першої конфігурації

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-2	53,53	-23,62j	153,54	321,397
0-5	54,47	-23,98j	156,2	326,948
2-3	18,68	8,27j	107,2	220,735
3-4	2,68	-1,15j	15,3	31,5
5-4	13,32	-5,93j	76,54	157,61
2-1	28,85	-12,8j	165,66	341,128
1-7	15,85	-7,03j	91	187,389
5-6	28,15	-12,52j	161,69	332,949
6-7	6,15	-2,76j	35,38	72,846

Таблиця 1.8 - Результати розрахунків струмового навантаження та оптимального перерізу проводів ділянок електричної мережі другої конфігурації

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-4	19,19	-8,6j	55.2	115.535
0-7	88.81	-39j	254.55	532.813
3-2	4.05	-1.76j	23.18	47.737
4-3	20.05	-8.87j	115.08	236.973
5-4	16.86	-7.35j	96.53	198.774
1-2	1.95	-0,8j	11.05	22.752
7-1	14.95	-6.57j	85.71	176.482
5-6	28,15	-12,52j	170.7	351.488
6-7	51.86	51.86	297.01	611.585

Очевидно, що для ділянок 3-4 та 6-7 першої конфігурація схеми переріз проводів приймемо без проведення техніко-економічного порівняння, оскільки значення оптимального перерізу явно вказує який провід потрібно обрати. Таким чином, для цих ділянок обираємо провід перерізом 70 мм² маркою АС-70/11.

Виконаємо техніко – економічне порівняння перерізів для ділянки 0-2 першої конфігурації. Найближчий менший перетин для даної ділянки становить 240 мм²(варіант А), найближчий більший – 2 х 240 мм² (варіант Б), оскільки 240 мм² максимальний перетин, який може бути використаний для даного класу напруги мережі.

Капіталовкладення у ПЛ $K_{пл}$, тис. грн., для варіантів А і Б визначимо за довжинами ділянок та показника вартості ПЛ 110 кВ $K_{110(n-240)}$ (табл. Д7) [2].

$$K_{пл0-2(A)} = n_{(A)} \cdot K_{110(1-240)} \cdot L_{0-2} = 1 \cdot 2937,9 \cdot 28,28 = 83096 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{пл0-2(B)} = n_{(B)} \cdot K_{110(2-240)} \cdot L_{0-2} = 2 \cdot 4309,8 \cdot 28,28 = 121900 \text{ тис. грн.}$$

$$= 121900 + 79671,2 + \frac{1462,79 + 1912,109 + 970,78}{E} = 202005,3 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, порівнюючи функцію сумарних дисконтованих витрат для ділянки 0-2 доцільнішим є варіант А, що передбачає спорудження між підстанціями 0 і 2 однієї одноланцюгової ПЛ з проводами перерізом 240 мм² марки АС-240/32. Результати зіставлення варіантів А і Б для решти ділянок наведені в таблиці 1.9. В таблиці курсивом виділено обраний варіант спорудження ПЛ відповідно до економічної ефективності.

Таблиця 1.9 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок мережі першої конфігурації

Ділянка n-m	Виконання	К _{пл} , тис. грн.	В _{пл} , тис. грн./рік	В _{втр} , тис. грн./рік	К _{пс} , тис. грн	В _{пс} , тис. грн./рік	З _{n-m} , тис. грн.
0-2	<i>1x240</i>	<i>83096</i>	<i>997,16</i>	<i>1852,36</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>123312,5</i>
	2x240	121900	1462,79	970,78	79671,2	1912,109	202005,3
0-5	<i>1x240</i>	<i>92905</i>	<i>1114,9</i>	<i>2141,76</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>133161,4</i>
	2x240	136288	1635,5	1120,74	79671,2	1912,109	216425,9
2-3	<i>1x240</i>	<i>105927</i>	<i>1271,1</i>	<i>1174,25</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>146103,2</i>
	<i>1x120</i>	<i>99073</i>	<i>1188,9</i>	<i>2379,55</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>139361,4</i>
3-4	Вибір здійснено без техніко-економічного порівняння						
4-5	<i>1x240</i>	<i>121133</i>	<i>1453,6</i>	<i>710,09</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>161280,3</i>
	<i>1x120</i>	<i>113295</i>	<i>1359,5</i>	<i>1412,79</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>153503,1</i>
5-6	<i>1x240</i>	<i>105927</i>	<i>1271,1</i>	<i>2613,61</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>146247,2</i>
	2x240	155392	1864,7	1363,66	79671,2	1912,109	235577,3
6-7	Вибір здійснено без техніко-економічного порівняння						
1-7	<i>1x240</i>	<i>121133</i>	<i>1453,6</i>	<i>982,27</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>161307,5</i>
	<i>1x120</i>	<i>113295</i>	<i>1359,5</i>	<i>1975,59</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>153559,4</i>
2-1	<i>1x240</i>	<i>83096</i>	<i>997,16</i>	<i>2150,48</i>	<i>39835,6</i>	<i>956,1</i>	<i>123342,3</i>
	2x240	121900	1462,79	1119,84	79671,2	1912,109	202020,2

Сумарне значення функції сумарних дисконтованих витрат для другої конфігурації виявилось значно більшим ніж для першої. Тому для подальших розрахунків обираємо першу конфігурацію схеми мережі.

1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Для розрахунку режимних параметрів електричної мережі, потрібно визначити параметри схеми заміщення повітряної лінії та трансформаторів. За основу для розрахунку параметрів схеми заміщення повітряної лінії візьмемо П-подібну симетричну схему заміщення представлену на рис. 1.3.

Для розрахунку параметрів схеми заміщення трифазного триобмоткового трансформатора обрано Г-подібну схему заміщення (див рис. 1.5). Для двообмоткового силового трансформатора схема заміщення аналогічна, як для триобмоткового, за відсутності СН обмотки [1].

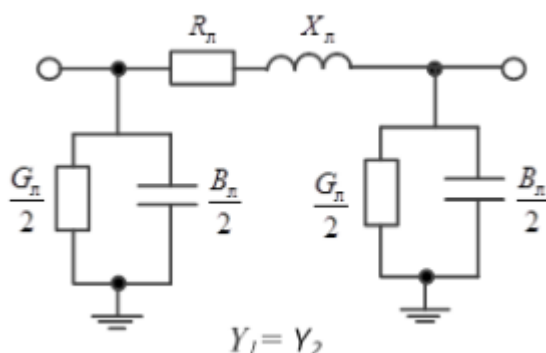


Рисунок 1.5 – Симетрична П-подібна схема заміщення ПЛ

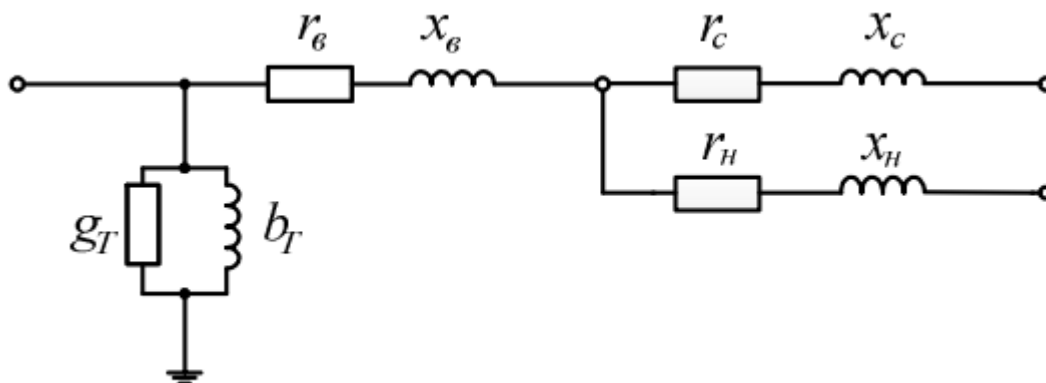


Рисунок 1.6 – Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Відповідно до завдання для спорудження всіх ПЛ схеми мережі застосовують залізобетонні одноколові опори з підвіскою фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника та середньгеометричною відстанню між фазними проводами $D_{cp} = 5000$ мм.

Значення погонного активного опору та діаметру провода відповідно до обраних марок проводів ділянок візьмемо з таблиці Д.11 [2]. Так для проводів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32 активний погонний опір і діаметр проводу відповідно дорівнюють: $r_{070}=0,422$ Ом/км з діаметром $d_{70}=11,4$ мм; $r_{0120}=0,244$ Ом/км з діаметром $d_{120}=11,4$ мм; $r_{0240}=0,118$ Ом/км з діаметром $d_{240}=21,6$ мм.

Знайдемо значення погонного реактивного опору x_0 та погонної реактивної провідності b_0 :

$$x_{0(70)} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$x_{0(120)} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,425 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$b_{0(70)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}},$$

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,690 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}},$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		29

$$\beta_{\text{BH1}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}1})^2 + (Q_{\text{max}1})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{(13)^2 + (-5,77i)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,711$$

$$\beta_{\text{CH1}} = \frac{\sqrt{(P_{1(\text{CH})})^2 + (Q_{1(\text{CH})})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{(8)^2 + (-3,64i)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,44$$

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{\sqrt{(P_{1(\text{HH})})^2 + (Q_{1(\text{HH})})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{(5)^2 + (-2,13)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,272$$

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку силових трансформаторів, встановлених в пункті 1:

$$\Delta P_{\text{mz1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 + \beta_{\text{CH1}}^2 + \beta_{\text{HH1}}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0,711^2 + 0,44^2 + 0,272^2) = 58,743 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{mz1}} &= -n \cdot S_{\text{H1}} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 \cdot u_{\text{кв1}} \% + \beta_{\text{CH1}}^2 \cdot u_{\text{кч1}} \% + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot u_{\text{кн1}} \%) \cdot 10^{-2} = \\ &= -2 \cdot 10000 \cdot (0,711^2 \cdot 10,75 + 0,44^2 \cdot 0 + 0,272^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = \\ &= -1179,931 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

На основі отриманих значень обчислимо приведені навантаження в пункті 1:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр1}} &= \dot{S}_{1(\text{max})} + (\Delta P_{\text{Tz1}} + j \cdot \Delta Q_{\text{Tz1}}) \cdot 10^{-3} = \\ &= 13 - j \cdot 5,77 + (58,743 + j \cdot 1179,931) \cdot 10^{-3} = 13,06 - 6,95j \text{ МВА} \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо для решти пунктів та заносимо результат в таблицю 1.8.

Таблиця 1.12 - Результати розрахунку втрат потужностей в опорах блоку силових трансформаторів та приведених навантажень пунктів схеми

Номер пункту	Задана потужність, \dot{S}_{\max}	Втрати в опорі блоку трансформаторів		Приведена потужність пункту, $\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	
1	13-5,77j	58,743	-1179,931	13,06-6,95j
2	6-2,56j	23,576	-354,442	6,02-2,91j
3	16-7,11j	45,886	-1112,997	16,05-8,23j
4	16-7,08j	45,104	-1141,584	16,05-8,22j
5	13-5,54j	59,901	-1048,263	13,06-6,59j
6	22-9,76j	42,191	-1374,47	22,04-11,13j
7	22-9,79j	42,82	-1348,6	22,04-11,14j

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі дорівнюватимуть:

$$Y_1 = 0.5 \cdot (Y_{\text{л1-2}} + Y_{\text{л1-7}}) + Y_{\text{бм1}} = 0.5 \cdot (8,04j \cdot 10^{-5} + 11,1j \cdot 10^{-5}) + 2,57 \cdot 10^{-6} + 1,66j \cdot 10^{-6} = 2,57 \cdot 10^{-6} + 79,03j \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно для решти пунктів. Значення еквівалентної провідності мережі решти пунктів занесено в таблицю 1.13.

Таблиця 1.13 - Еквівалентні провідності пунктів електричної мережі

№ пункту мережі	Еквівалентна провідність, Y_n
1	$2,57 \cdot 10^{-6} + 79,03j \cdot 10^{-6}$
2	$1,74 \cdot 10^{-6} + 1,21j \cdot 10^{-4}$
3	$3,48 \cdot 10^{-6} + 6,5j \cdot 10^{-5}$
4	$3,48 \cdot 10^{-6} + 7,2j \cdot 10^{-5}$
5	$2,12 \cdot 10^{-6} + 1,41j \cdot 10^{-4}$
6	$4,69 \cdot 10^{-6} + 8,05j \cdot 10^{-5}$
7	$4,69 \cdot 10^{-6} + 6,92j \cdot 10^{-5}$
0	$8,518j \cdot 10^{-5}$

1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі (так званий розрахунок Z-схеми).

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Розрахунок аналогічний розділу 1.2, за виключення того, що розрахунок ведеться не за заданими навантаженнями, а за приведеними навантаженнями в яких враховано втрати потужності в Z-елементах схеми заміщення силових трансформаторів. Також розрахунок враховує переріз проводів, тобто враховуються втрати потужності в параметрах схеми заміщення ПЛЕП.

Розрахунок наведемо в вигляді таблиці 1.10 в якій зазначимо потоки потужності відповідно до основного поточкорозподілу за ділянками схеми.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку основного потокорозподілу потужностей по ділянкам

Ділянка n-m	Довжина ПЛ, км	Опір ПЛ, Ом			Потужність основного потокорозподілу $\dot{S}_{осн\ n-m}$, МВА
		$r_{л}$	$x_{л}$	$Z_{л}$	
0-2	28,28	3,34	11,38	3,34+11,38j	53,57-26,86j
0-5	31,62	3,73	12,73	3,73+12,73j	54,75-28,31j
2-3	36,06	8,8	15,31	8,8+15,31j	18,62-8,98j
3-4	31,62	13,34	14	13,34+14j	2,57-0,76j
5-4	41,23	10,06	17,51	10,06+17,51j	13,47-7,46j
5-6	36,06	4,25	14,51	4,25+14,51j	28,22-14,26j
6-7	40	16,88	17,71	16,88+17,71j	6,18-3,13j
1-7	41,23	10,06	17,51	10,06+17,51j	15,87-8,01j
2-1	28,28	3,34	11,38	3,34+11,38j	28,92-14,96j

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа, аналогічно до розділу 1.2.

Для I-го контуру:

$$\dot{S}_{осн0-2} \cdot Z_{л0-2} + \dot{S}_{осн2-3} \cdot Z_{л2-3} + \dot{S}_{осн3-4} \cdot Z_{л3-4} - \dot{S}_{осн0-5} \cdot Z_{л0-5} - \dot{S}_{осн5-4} \cdot Z_{л4-5} = 0$$

Для II-го контуру:

$$\dot{S}_{осн0-5} \cdot Z_{л0-5} + \dot{S}_{осн5-6} \cdot Z_{л6-7} - \dot{S}_{осн1-7} \cdot Z_{л1-7} - \dot{S}_{осн2-1} \cdot Z_{л2-1} - \dot{S}_{осн0-2} \cdot Z_{л0-2} = 0$$

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = 110\text{кВ}$$

Де верхній індекс в дужках біля будь-якого параметра означає номер ітерації.

Знайдемо втрати потужності в опорі ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах. Для ділянки 0-2 будемо мати:

$$\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} = \frac{P_{осн0-2}^2 + Q_{осн0-2}^2}{0.5 \cdot ((U_0)^2 + (U_2^{(0)})^2)} \cdot (r_{л0-2} - j \cdot x_{л0-2}) = \frac{53,57^2 + (-26,86)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (3,34 - j \cdot 11,38) = 0,94 - j \cdot 3,21 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 - Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Ділянка	$\Delta \dot{S}_{zn-m}^{(1)}$, МВА	Ділянка	$\Delta \dot{S}_{zn-m}^{(1)}$, МВА
0-2	0,95-3,23j	3-4	0,01-0,01j
0-5	1,12-3,82j	5-4	0,2-0,34j
2-1	0,29-1j	5-6	0,35-1,2j
2-3	0,31-0,54j	6-7	0,07-0,07j
1-7	0,26-0,46j		

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів за початковим наближенням рівнів напруги в пунктах. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,57 \cdot 10^{-6} + 7,9i \cdot 10^{-5}) \cdot (110)^2 = 0,03 + 0,93j \text{ МВА}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.16.

Таблиця 1.18 - Значення додаткових потоків потужностей від втрат потужності в пунктах

Ділянка	$\Delta S_{\partial n-m}^{(1)}$, МВА	Ділянка	$\Delta S_{\partial n-m}^{(1)}$, МВА
0-2	1,45+0,25j	3-4	-0,01+0,09j
0-5	1,35+0,21j	5-4	0,15+0,61j
2-1	0,46+0,57j	5-6	0,34+0,57j
2-3	0,31-0,54j	6-7	0,07+0,23j
1-7	0,15+0,34j		

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа, аналогічно до розділу 1.2.

Для I-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{\partial 0-2}^{(1)} \cdot Z_{л0-2} + \Delta \dot{S}_{\partial 2-3}^{(1)} \cdot Z_{л2-3} + \Delta \dot{S}_{\partial 3-4}^{(1)} \cdot Z_{л3-4} - \Delta \dot{S}_{\partial 0-5}^{(1)} \cdot Z_{л0-5} - \Delta \dot{S}_{\partial 4-5}^{(1)} \cdot Z_{л4-5} = 0$$

Для II-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{\partial 0-5}^{(1)} \cdot Z_{л0-5} + \Delta \dot{S}_{\partial 6-7}^{(1)} \cdot Z_{л6-7} - \Delta \dot{S}_{\partial 1-7}^{(1)} \cdot Z_{л1-7} - \Delta \dot{S}_{\partial 2-1}^{(1)} \cdot Z_{л2-1} - \Delta \dot{S}_{\partial 0-2}^{(1)} \cdot Z_{л0-2} = 0$$

Накладаючи поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл, одержуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункта 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез1}^{(1)} &= \dot{S}_{np1} + \Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = (13,06 - 6,95j) + (0,31 + 0,23j) = \\ &= 13,37 - 6,73j \text{ МВА} \end{aligned}$$

Результуючий потік потужності ділянкою 1-2 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} &= \dot{S}_{осн0-2} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-2}^{(1)} = (53,57 - 26,86j) + (1,45 + 0,25j) = \\ &= 55,02 - 26,61j \text{ МВА} \end{aligned}$$

Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку, так напруга в пункті 2 дорівнює:

$$\begin{aligned} U_2^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-2}^{(1)} \cdot r_{л0-2} - Q_{рез0-2}^{(1)} \cdot x_{л0-2})} \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (55,02 \cdot 3,34 - (-26,61 \cdot 11,38))} = 110,69 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів, результуючий потік потужності ділянками схеми та напруги пунктів електричної мережі визначають аналогічно. Результат занесено до таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 - Результуючі навантаження пунктів та результуючий потік потужності ділянками схеми на першій ітерації

№пункту	$\dot{S}_{рез n}^{(1)}$, МВА	$U_n^{(1)}$, кВ	Ділянка	$\dot{S}_{рез n-m}^{(1)}$, МВА
1	13,37-6,73j	110,69	0-2	55,02- 26,61j
2	6,82-3,83j	109,96	0-5	56,1-28,1j
3	16,25-7,71j	108,3	2-1	29,38- 14,39j
4	16,19-7,53j	108,001	2-3	18,81-8,39j
5	13,92-7,56j	107,6	3-4	2,57-0,67j
6	22,31-10,79j	107,01	5-4	28,56- 13,69j
7	22,26-10,56j	105,53	5-6	13,62-6,86j
			6-7	6,25-2,89j
			1-7	16,02-7,67j

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації.

Потужність БП на першій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)}) + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (55,02 - 26,61j) + (56,1 - 28,1j) + 0.5 \cdot ((0,95 + 3,23j) + (1,12 + \\ &+ 3,82j)) + 115 \cdot (8,518j \cdot 10^{-5}) = 112,15 - 57,1i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність усіх навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{1(max)} + \dot{S}_{2(max)} + \dot{S}_{3(max)} + \dot{S}_{4(max)} + \dot{S}_{5(max)} + \dot{S}_{6(max)} + \\ &+ \dot{S}_{7(max)} = 108 - 47.61j \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності в мережі:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (112,15 - 57,1i) - (108 - 47.61j) = 4,15 - 9,5j \text{ МВА}$$

Другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях виконаємо у вигляді таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 - Результати розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях на другій ітерації розрахунку.

Параметр	Значення			
$\Delta \dot{S}_{zn-m}^{(2)}$, МВА	0-2	0,94-3,21j	5-4	0,2-0,35j
	0-5	1,12-3,82j	5-6	0,36-1,23j
	2-1	0,29-0,99j	6-7	0,07-0,08j
	2-3	0,31-0,55j	1-7	0,28-0,48j
	3-4	0,01-0,01i		
$\Delta \dot{S}_{yn}^{(2)}$, МВА	1	0,03+0,93j	5	0,03+1,71j
	2	0,02+1,49j	6	0,05+0,92j
	3	0,04+0,76j	7	0,05+0,77j
	4	0,04+0,83j		

Продовження таблиці 1.20

Параметр	Значення			
$\Delta \dot{S}_{nn}^{(2)}$, МВА	1	0,31+0,19j	5	0,87-1j
	2	0,79-0,89j	6	0,27+0,27j
	3	0,2+0,48j	7	0,23+0,49j
	4	0,15+0,65j		
$\Delta S_{\partial n-m}^{(2)}$, МВА	0-2	1,46+0,13j	5-4	0,15+0,58j
	0-5	1,36+0,06j	5-6	0,34+0,48j
	2-1	0,47+0,47j	6-7	0,07+0,21j
	2-3	0,2+0,55j	1-7	0,15+0,28j
	3-4	-0+0,07j		
$\Delta \dot{S}_{рез n}^{(2)}$, МВА	1	13,37-6,77j	5	13,93-7,58j
	2	6,82-3,8j	6	22,31-10,86j
	3	16,25-7,74j	7	22,27-10,64j
	4	16,19-7,57j		
$\Delta S_{рез n-m}^{(2)}$, МВА	0-2	55,03-26,72j	5-4	13,62-6,88j
	0-5	56,11-28,24j	5-6	28,56-13,78j
	2-1	29,39-14,49j	6-7	6,25-2,91j
	2-3	18,82-8,43j	1-7	16,02-7,73j
	3-4	2,57-0,69j		
$U_n^{(2)}$, кВ	1	108,27	5	109,94
	2	110,68	6	106,98
	3	107,981	7	105,5
	4	107,57		

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі. Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації. Потужність БП на другій ітерації

розрахунку дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(2)} &= \dot{S}_{рез0-2}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z0-2}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{z0-5}^{(2)}) + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (55,03 - 26,72j) + (56,11 - 28,24j) + 0.5 \cdot ((0,94 + 3,21j) + (1,12 + \\ &+ 3,82j)) + 115 \cdot (8,518j \cdot 10^{-5}) = 112,17 - 47,61j \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Тоді повні втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку складуться:

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{БП}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (112,17 - 47,61j) - (108 - 47,61j) = 4,17 - 9,75j \text{ МВА.}$$

Зміни сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку будуть:

$$\partial\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|(4,17 - 9,75j) - (4,15 - 9,5j)|}{|(4,15 - 9,5j)|} \cdot 100\% = 2,45\%$$

Через те, що зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації не перевищує 3%, то розрахунок режиму роботи мережі за максимальних навантажень завершено. На рисунку 1.5 зображено режимні параметри у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень.

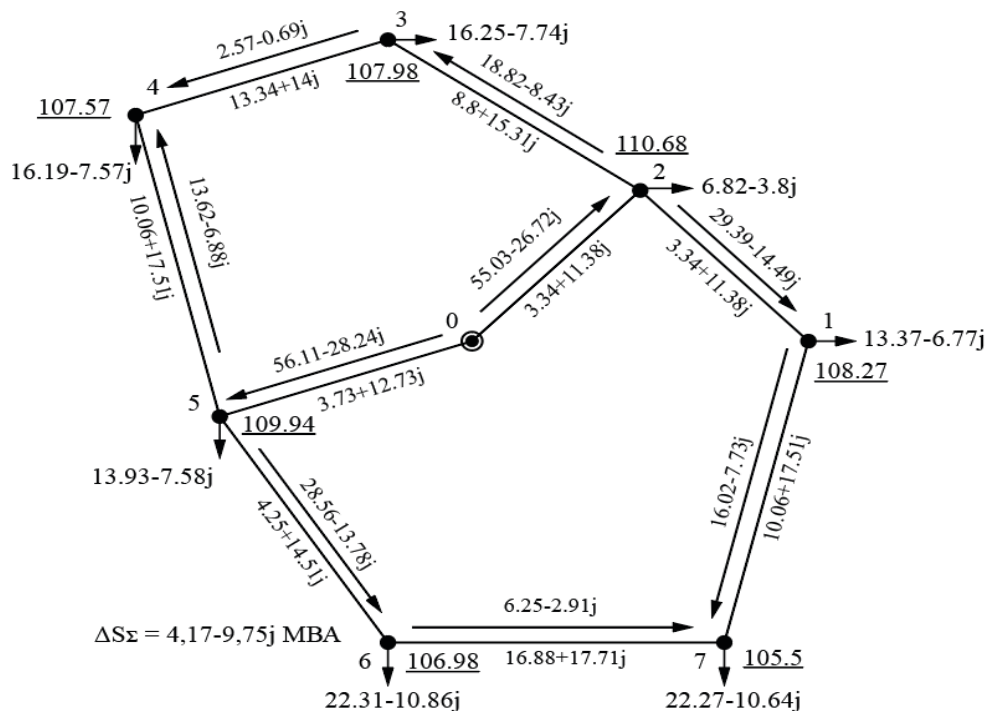


Рисунок 1.7 – Режимні параметри у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень

Перейдемо до розрахунку струмового навантаження ділянок. Для ділянки 0-2 фазне значення модуля струму в режимі максимальних навантажень мережі складе:

$$I_{max\ 0-2} = \frac{\sqrt{(P_{рез0-2}^{(2)})^2 + (Q_{рез0-2}^{(2)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0.5 \cdot (U_0^2 + (U_2^{(2)})^2)}} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{\sqrt{55,03^2 + (-26,72)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0.5 \cdot (115^2 + 110,68^2)}} \cdot 10^3 = 312,95 \text{ А.}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у таблиці 1.22.

Таблиця 1.21 – Модулі фазних струмів ділянок схеми в режимі максимального навантаження

Ділянка	0-2	0-5	2-3	3-4	5-4	5-6	6-7	1-7	2-1
$I_{max\ n-m}$, А	312,95	322,39	108,88	14,25	81,01	168,8	37,48	96,06	172,82
Тривало допустимий струм, $I_{доп}$, А	605	605	390	265	390	605	265	390	605

Струмові навантаження всіх ділянок схеми при максимальних навантаженнях не перевищують значення допустимого тривалого струму для неізольованих проводів в залежності від перерізів проводів ПЛІ схеми районної електричної мережі. Значення допустимих тривалих струмів взято з таблиці 1.3.42 джерела [3].

1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Перейдемо до розрахунку післяаварійного режиму роботи мережі, при вимкненні ділянки 4-5. Таким чином найбільш віддалений від балансуєчого пункту, пункт 4 живиться лише однією ділянкою 3-4. Після аварійний режим роботи розраховуємо за тим же принципом, що й режим максимальних навантажень, використовуючи метод контурних рівнянь.

Пам'ятаємо, що відключення одноланцюгової ПЛЕП на ділянці 4-5 призведе до зміни величини еквівалентної провідності пунктів [4].

Виконаємо перерахунок еквівалентних провідностей пунктів 4 і 5:

$$Y_4 = 0.5 \cdot (Y_{л3-4}) + Y_{бм4} = 0.5 \cdot (8,14j \cdot 10^{-5}) + (3,48 \cdot 10^{-6} - 2,42j \cdot 10^{-5}) = 3,48 \cdot 10^{-6} + 1,65j \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$Y_5 = 0.5 \cdot (Y_{л0-5} + Y_{л5-6}) + Y_{бм5} = 0,5 \cdot (8,99j \cdot 10^{-5} + 1,03j \cdot 10^{-4}) + (2,12 \cdot 10^{-6} - 1,06j \cdot 10^{-5}) = 2,12 \cdot 10^{-6} + 8,56j \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі мережі. Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Після вилучення ділянки 4-5 в післяаварійному режимі роботи мережі залишиться один контур до якого входять ділянки 0-2, 2-1, 1-7, 6-7, 4-6 та 0-5; перемичкою для даного контуру прийнята ділянка 2-1. Позитивним напрямком обходу контуру прийнятий обхід проти годинникової стрілки.

Складаємо контурне рівняння:

$$(\dot{S}_{пр5} + \dot{S}_{пр6} + \dot{S}_{пр7} + \dot{S}_{пр1}) \cdot \underline{Z}_{л0-4} + (\dot{S}_{пр6} + \dot{S}_{пр7} + \dot{S}_{пр1}) \cdot \underline{Z}_{л5-6} + (+\dot{S}_{пр1}) \cdot \underline{Z}_{л6-7} + (\dot{S}_{пр1}) \cdot \underline{Z}_{л1-7} - (\dot{S}_{пр2} + \dot{S}_{пр3} + \dot{S}_{пр4}) \cdot \underline{Z}_{л0-2} = -(\underline{Z}_{л0-2} + \underline{Z}_{л5-6} + \underline{Z}_{л6-7} + \underline{Z}_{л1-7} + \underline{Z}_{л0-5} + \underline{Z}_{л1-2}) \cdot \dot{S}_k =$$

Розв'язавши рівняння отримуємо значення контурної потужності:

$$\dot{S}_k = -25,07 + 13,61j \text{ МВА}$$

Знайдемо значення основних потоків потужності аналогічно розділу 1.2. Розрахунок наведемо в вигляді таблиці 1.22 в якій зазначимо потоки потужності відповідно до основного поточкорозподілу за ділянками

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		44

схеми в післяаварійному режимі.

Таблиця 1.22 - Основний потокорозподілу потужності за ділянками схеми в післяаварійному режимі.

Ділянка n-m	Довжина ПЛ, км	Опір ПЛ, Ом			Потужність основного потокорозподілу $\dot{S}_{осн\ n-m}$, МВА
		$r_{л}$	$x_{л}$	$Z_{л}$	
0-2	28,28	3,34	11,38	3,34+11,38j	63,19-32,97j
0-5	31,62	3,73	12,73	3,73+12,73j	45,13-22,19j
2-3	36,06	8,8	15,31	8,8+15,31j	32,09-16,45j
3-4	31,62	13,34	14	13,34+14j	16,05-8,22j
5-4	Ділянка мережі відключена				
5-6	36,06	4,25	14,51	4,25+14,51j	32,07-15,61j
6-7	40	16,88	17,71	16,88+17,71j	10,03-4,48j
1-7	41,23	10,06	17,51	10,06+17,51j	12,01-6,66j
2-1	28,28	3,34	11,38	3,34+11,38j	25,07-13,61j

Переходимо до ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі роботи мережі. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = 110\text{кВ}.$$

Ітераційний розрахунок електричної мережі в післяаварійному режимі роботи наведемо в вигляді таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 - Ітераційний розрахунок електричної мережі в післяаварійному режимі роботи

Параметр	Значення	Ітерація 1	Ітерація 2
Результуюче навантаження пунктів $\underline{S}_{рез\ n}$, МВА	1	13,28-6,52j	13,28-6,5j
	2	7,3-4,93j	7,28-4,78j
	3	16,74-8,45j	16,75-8,49j
	4	16,27-8,21j	16,28-8,24j
	5	13,68-7,58j	13,68-7,57j
	6	22,41-11,01j	22,41-11,07j
	7	22,26-10,52j	22,27-10,6j
Результуючий поточкорозподіл навантаження ділянками $\underline{S}_{рез\ n-m}$, МВА	0-2	65,59-34,4j	65,59-34,37j
	0-5	46,34-22,83j	46,35-22,87j
	2-3	33,01-16,66j	33,02-16,73j
	3-4	16,27-8,21j	16,28-8,24j
	5-6	32,66-15,24j	32,66-15,31j
	6-7	10,25-4,23j	10,25-4,24j
	1-7	12,01-6,29j	12,01-6,36j
	2-1	25,29-12,81j	25,3-12,92j
Модулі напруги пунктів U_n , МВА	1	107,44	107,42
	2	109,56	109,56
	3	107,91	107,89
	4	104,77	104,76
	5	110,9	110,89
	6	107,6	107,58
	7	105,27	105,24
Втрати $\Delta\dot{S}_{\Sigma}$, МВА		4,98-12,05j	4,97-12,09j

Зміни сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі:

$$\partial\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|(4,98-12,05j) - (4,97-12,09j)|}{|4,97-12,09j|} \cdot 100\% = 0,33\%$$

Через те, що зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації не

перевищує 3%, то розрахунок післяаварійного режиму завершено. На рисунку 1.6 зображено режимні параметри у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі.

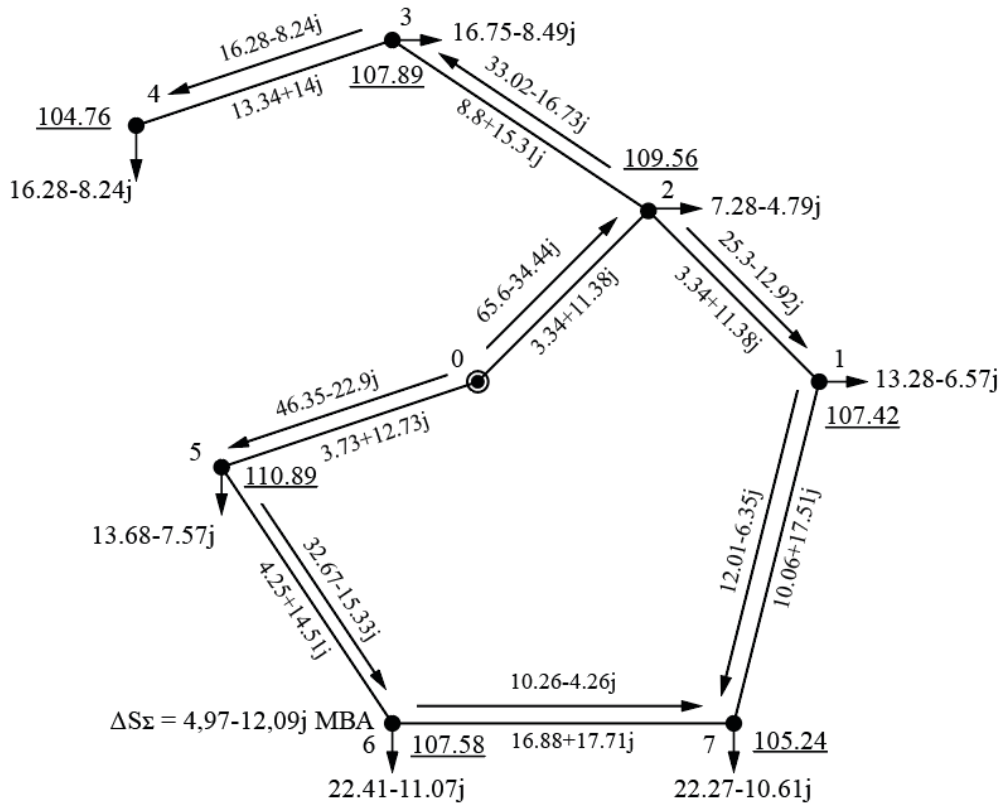


Рисунок 1.8 – Режимні параметри у Z-схемі електричної мережі на другій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі

Фазні струмові навантаження ділянок мережі в після аварійному режимі роботи наведені у таблиці 1.24.

Таблиця 1.24 – Модулі фазних струмів ділянок схеми в післяаварійному режимі

Ділянка	0-2	0-5	2-3	3-4	5-4	5-6	6-7	1-7	2-1
$I_{\text{ф}}$ аварійний п-т, А	375,46	264,23	193,6	99,05	—	190,72	60,26	73,76	148,85
Тривало допустимий струм, $I_{\text{доп}}$, А	605	605	390	265	—	605	265	390	605

Струмові навантаження всіх ділянок схеми при максимальних навантаженнях не перевищують значення допустимого тривалого струму для неізолюваних проводів в залежності від перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі. Значення допустимих тривалих струмів взято з таблиці 1.3.42 джерела [3].

Висновки до розділу 1

Розрахунок першого розділу розпочали з розрахунку заданих навантажень пунктів на основі яких визначили номінальну потужність понижуючих силових трансформаторів. Так для пунктів схеми було обрано трифазні триобмоткові силові трансформатори типу: для пункту 1 ТДТН - 10000/110, для пунктів 3 та 4 трансформатори ТДТН -16000/110, для пунктів 6 та 7 ТДТН -25000/110. Для решти пунктів, а саме 2 та 5 було встановлено двообмоткові силові трансформатори типу ТМН -6300/110 та ТДН-10000/110 відповідно.

На основі значення оптимального перерізу було проведено техніко-економічне порівняння, для визначення перерізу та марки проводу ділянок схеми. В таблиці 1.6 зазначено оптимальний вибір перерізу на основі функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження ПЛ. Таким чином, на ділянках 0-2, 0-5, 5-6 та 2-1 було обрано провід перерізом 240 мм² марки АС-240/32, на ділянках 2-3, 4-5, та 1-7 було обрано провід перерізом 120 мм² марки АС-120/19, а для решти ділянок провід марки АС-70/11.

Розрахувавши параметри схеми заміщення повітряної лінії та блоку трансформаторів визначили приведені навантаження пунктів схеми, що включають в себе задані навантаження та втрати потужності в Z-елементах схеми заміщення трансформатора.

На основі приведених навантажень здійснили розрахунок режиму роботи за максимальних навантажень та післяаварійний режим роботи. Результуючі потоки потужності по ділянкам, результуючі навантаження пунктів та напруги пунктів наведено на рисунках 1.5 та 1.6 для обох режимів роботи відповідно.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		48

При розрахунку режимів отримали сумарні втрати потужності. В режимі максимальних навантажень сумарні втрати потужності дорівнюють 4,17 – 9,75 МВА, а в після аварійному режимі 4,97 – 12,09 МВА. Як бачимо, після аварійний режим роботи характеризується підвищенням сумарних втрат потужності в мережі. Рівень напруги всіх пунктів знизився в порівнянні з режимом максимальних навантажень. В пункті 4 найменший рівень напруги і складає 104,76 кВ. Також для режимів за результуючим поточкорозподілом по ділянкам та модулем напруги було визначено модулі фазних струмів ділянок та перевірено на допустимий тривалий струм відповідно до ПУЕ.

2 ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Активний опір ЛЕП обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження.

Активний опір проводів ЛЕП змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою навколишнього середовища та струмом навантаження лінії [2]:

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)], \quad (2.1)$$

де

R_{20} – погонний опір постійному струму за температури +20 °С;

t – фактична температура провідника;

α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевалюмінієвих проводів $\alpha = 0,004$ 1/°С).

Міжнародна рада великих електричних систем «CIGRE» трактує тепловий баланс так. Тепловий стан повітряних провідників залежить від переважаючих параметрів навколишньої погоди, таких як швидкість і напрям вітру, температура навколишнього середовища або сонячна радіація, а також від електричного струму, що протікає через них [6].

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		49

У цій ситуації тепло, яке надходить головним чином за рахунок Джоулевих втрат і сонячного випромінювання, дорівнює теплу, що розсіюється головним чином за рахунок конвекції та радіації в навколишню атмосферу. Включно з вторинними джерелами нагрівання через втрати на корону та втрати магнітного сердечника в провідниках зі сталевими сердечниками та періодичні втрати тепла через випаровування, рівняння теплового балансу можна записати як:

$$P_J + P_S + P_M + P_i = P_c + P_r + P_w \quad (2.2)$$

де

P_J – нагрівання відповідно до закону Джоуля – Ленца;

P_S – нагрівання від сонячного опромінення;

P_M – магнітне нагрівання;

P_i – нагрівання пов'язане з ефектом корони;

P_c – конвективне охолодження;

P_r – радіоактивне охолодження;

P_w – охолодження за рахунок випаровування вологи.

Нагрівання корони може бути значним у періоди високої вологості та високої швидкості вітру, але зазвичай це не має значення для наших розрахунків через той факт, що конвективні ефекти в цей час набагато важливіші. Втрати тепла через випаровування можуть мати великий вплив на температуру провідника, але в більшості розрахунків теплових показників це ігнорується через те, що рідко вся лінія буде вологою, а також через складність оцінки. Безпечні значення без урахування цього ефекту є кращими, тому:

$$P_J + P_S + P_M = P_c + P_r \quad (2.3)$$

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		50

Також, для проводів з кількома шарами алюмінієвих дротів (в нашому випадку це стосується проводів марки АС-240/32 та АС-120/19) прийнято нехтувати нагріванням проводу за рахунок магнітних втрат. З цієї причини для спрощення розрахунку на ділянках з проводом АС-70/11 тепловий розрахунок здійснюватися не буде. В кінці кінців ми приходимо до такого рівняння в якому враховуємо нагрівання провідника за рахунок Джоулевого тепла P_J та нагріванням проводу за рахунок сонячного випромінювання P_S , а для розрахунку охолодження ми враховуємо конвективне P_C та радіаційне охолодження P_r :

$$P_J + P_S = P_C + P_r \quad (2.4)$$

Нагрівання провідника за рахунок Джоулевого тепла P_J при змінному струмі визначають наступним виразом:

$$P_J = k \cdot (I_{ac})^2 \cdot r_0$$

Під k розуміють коефіцієнт впливу скін-ефекту, зазвичай для мереж 110 кВ, скін-ефектом нехтують через незначний вплив.

Нагрівання провідника за рахунок сонячного тепла P_S визначають наступним виразом:

$$P_S = a_s \cdot (I_t) \cdot D$$

Під a_s розуміють показник поглинання сонячного випромінювання проводом. Значення цього параметру приймають в межах від 0,2 до 0,9 залежно від того скільки років експлуатують провід. Також нагрівання провідника за рахунок сонячного тепла, прямо пропорційна діаметру D самого провідника. I_t – загальна інтенсивність сонячної радіації. Даний параметр залежить від куту сонячного променя по відношенню до осі провідника, висоти схилення Сонця, альbedo поверхні, прямої сонячної радіації та розсіяної сонячної радіації.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		51

Конвективне охолодження P_c , поділяють на природні та вимушені конвективні втрати тепла. Вимушені конвективні втрати викликані наприклад поривами вітру, в той же час природні відбуваються за рахунок того, що повітря навколо проводу нагрівається і піднімається догори, а знизу надходить холодніше повітря, і цикл знову повторюється. Конвективне охолодження розраховують наступним чином:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot N_u$$

де

λ_f – теплова провідність повітря;

T_s – температура поверхні проводу;

T_a – температура повітря;

N_u – число Нуссельта для довільного напрямку вітру відносно осі провідника.

Радіаційне охолодження теж розділяють на два компоненти: тепло, що віддає провідник на землю та тепло, що передається безпосередньо небу.

Визначають радіаційне охолодження таким виразом:

$$P_r = \pi \cdot D \cdot e_s \cdot ((t_s + 273)^4 - ((t_a + 273)^4))$$

Значення e_s – коефіцієнт випромінювання поверхні, зазвичай приймають близько 0,8.

Нагрівання провідника за рахунок Джоулевого тепла буде здійснюватися лише в проміжок часу від 06:00 до 18:00 годин дня [6].

Таким чином, алгоритм теплового розрахунку такий: задаємося вихідними даними: району проходження мережі: висота над рівнем моря, географічна широта, азимут проводу та альbedo поверхні; характеристиками проводу: діаметр, діаметр алюмінієвих проволочок, погонний активний опір при 20 °С, температурний коефіцієнт, показник поглинання сонячного випромінювання та коефіцієнт випромінювання

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		52

поверхні, робочий струм фази. Визначимо для якого для та в який час проведитимемо розрахунок та знайдемо такі погодні умови в цей день: температура повітря, швидкість вітру, кут атаки вітру, показник прозорості атмосфери (вважаємо, що це значення одиниця мінус значення хмарності в відсотках). Задаємо наближене значення температури поверхні проводу та визначаємо показники, що впливають на його нагрівання та охолодження. Визначивши ці показники, знаходимо нев'язку потужності як суму складових теплового балансу з відповідним знаком плюс для нагрівальних та мінус для охолоджуючих. Якщо нев'язка задовольняє умову точності, розрахунок припиняємо. Алгоритм представлено на рисунку 2.1

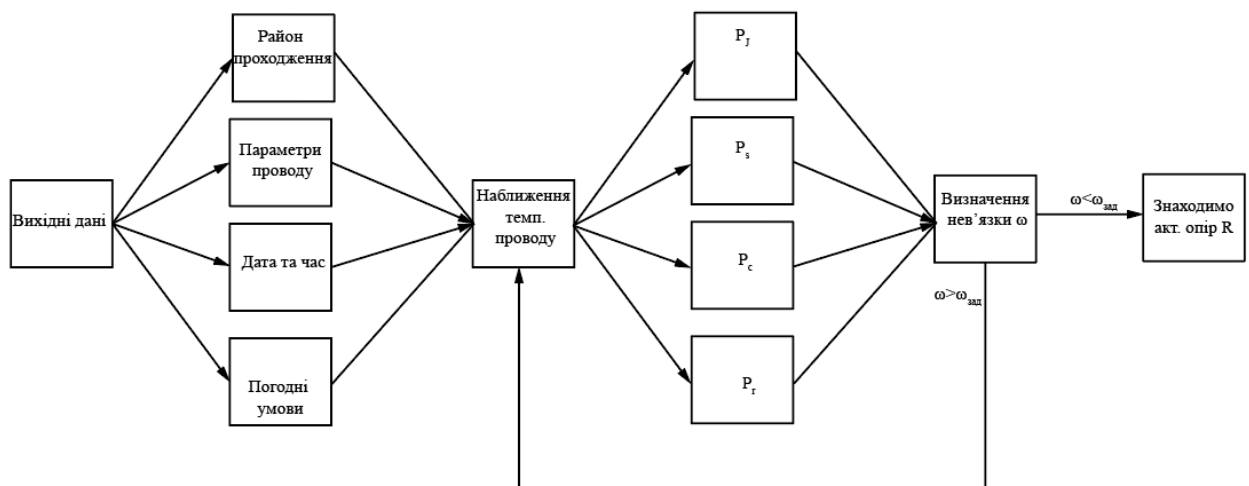


Рисунок 2.1 – Алгоритм теплового розрахунку проводу

2.1 Вихідні дані для теплового розрахунку

Для теплового розрахунку візьмемо метеодані на 1 травня 2023 року в місті Біла Церква. Дані представимо в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Метеодані на 1 травня 2023 року в місті Біла Церква

Проміжок часу	Швидкість вітру м/с	Хмарність балів	Температура повітря °С	Напрямок вітру
00:00	0	6	+6,3	відсутній
03:00	0	3	+3,9	відсутній
06:00	5	6	+6,5	▼Північний
09:00	7	1	+9,7	▼Північний
12:00	7	0	+12,9	▼Північний
15:00	4	0	+15,2	▼Північний
18:00	4	0	+15,9	▼Північний
21:00	1	0	+10,4	▼Північний

Також для розрахунку на знадобиться добовий графік навантаження мережі. Для теплового розрахунку було побудовано типовий добовий графік навантаження, в якому зазначено в відсотках від максимального навантаження, навантаження для всієї доби з проміжком в 3 години.

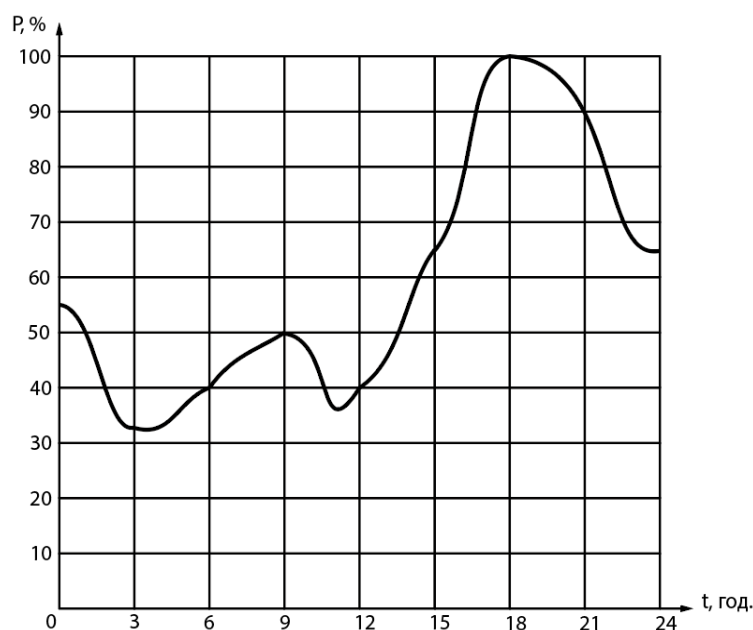


Рисунок 2.2 – Добовий графік навантаження

Розрахуємо струм на ділянці 0-2 впродовж доби на 1 травня 2023 року. Як бачимо з графіку на рисунку 2.2 максимальний струм відповідає 18:00 годині. В цьому випадку, $I_{18:00\ 0-2} = I_{max\ 0-2} = 312,95$ А. Знайдемо струм о 00:00 годині ночі.

$$I_{0:00\ 0-2} = 0,55 \cdot I_{max\ 0-2} = 172,12 \text{ А.}$$

Аналогічно розраховуємо для всієї доби і дані заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Струмове навантаження на ділянці 0-2 впродовж доби

Проміжок часу	Навантаження від макс, %	Фазний струм лінії в, $I_{час\ 0-2}$, А
00:00	0,55	172,12
03:00	0,33	103,27
06:00	0,4	125,18
09:00	0,5	156,47
12:00	0,4	125,18
15:00	0,65	203,41
18:00	1	312,95
21:00	0,9	281,65

Також за основу для теплового розрахунку було взято реальну ПЛ 110 кВ Дон 1 розташовану в м. Біла Церква Київської області. Вигляд з супутнику повітряної лінії за допомогою Google Earth представлено на рисунку 2.3. Жовною лінією показано те як проходить лінія. Також на рисунку видно висоту лінії на рівнем моря, $h_m=178$, м. та широту на якій розміщена ПЛ, $\varphi = 49^0$ [5].



Рисунок 2.3 – Повітряна лінія 110 кВ Дон-1 в м. Біла Церква.

2.2 Тепловий розрахунок проводу на ділянці 0-2

Перейдемо до теплового розрахунку повітряної лінії на ділянці 0-2 впродовж доби. Розрахунок температури поверхні проводу покажемо для 00:00 години. Результат розрахунку для всього проміжку дня подамо в вигляді таблиці.

Знайдемо значення Джоулевого тепла P_J :

$$P_J = (I_{00:00 \ 0-2})^2 \cdot r_{0(240)} \cdot (1 + a_t \cdot (t_s - 20)) =$$

$$= (172,12)^2 \cdot 0,118 \cdot (1 + 4,03 \cdot 10^{-3} \cdot (11,89 - 20)) = 3,39 \frac{\text{Вт}}{\text{м}},$$

де

a_t – температурний коефіцієнт зміни опору, прийнятий $4,03 \cdot 10^{-3} \text{ 1/K}$;

t_s – наближення температури поверхні проводу, $^{\circ}\text{C}$;

Нагріванням проводу сонячним випромінюванням P_S для даного проміжку часу не враховуємо.

Визначимо конвективне охолодження P_c . Конвективне охолодження складається з двох складових вимушеної конвекції $P_{\text{свим}}$ викликаною наприклад вітром та природної конвекцією $P_{\text{с прир}}$. За конвективні втрати тепла прийматимемо більшу з складових. Так, для поміжку часу 00:00

вимушені втрати відсутні, оскільки вітру в даний момент часу немає. Тому розрахуємо природні конвективні втрати тепла.

$$P_{c \text{ прир}} = \pi \cdot \lambda_f \cdot (t_s - t_a) \cdot N_{uB} = 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,024 - 6,3) \cdot 4,45 = 1,87 \frac{\text{Вт}}{\text{м}},$$

де

λ_f – теплова провідність повітря, Вт/К·м;

t_a – температура повітря, °С;

N_{uB} – число Нуссельта для природної конвекції, прийmemo 4,45.

Знайдемо радіаційне охолодження P_r :

$$P_r = \pi \cdot d_{240} \cdot e_s \cdot ((t_s + 273)^4 - ((t_a + 273)^4)) =$$

$$= 3,14 \cdot 21,6 \cdot 0,8 \cdot ((11,89 + 273)^4 - ((6,3 + 273)^4)) = 1,52 \frac{\text{Вт}}{\text{м}},$$

де

d_{240} – діаметр проводу АС-240/32, 21,6 мм²;

e_s – коефіцієнт випромінювання поверхні, прийmemo 0,8.

Щоб, визначити з якою точність нами було наближено температуру поверхні проводу, визначимо нев'язку теплового балансу ω .

$$\omega = P_J + P_s - P_{c \text{ прир}} - P_r = 3,39 + 0 - 1,87 - 1,52 = 0,005 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}.$$

Точність розрахунку температури поверхні проводу $\omega = 0,01$ Вт/м. Тобто нами була досягнута необхідна точність. Таким чином, можна сказати, що фактична температура поверхні проводу на ділянці 0-2 о 00:00 годині 1 травня 2023 року $t_{0-2 \text{ 00:00}} = 11,79$ °С. Аналогічно розраховуємо для решти проміжків часу на ділянці 0-2. Результат занесемо до таблиці 2.3.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		57

Таблиця 2.3 – Температура поверхні проводу на ділянці 0-2

продовж доби

Проміжок часу	Фазний струм лінії в, $I_{\text{час } 0-2}, \text{ А}$	Фактична температура поверхні, $t_{\text{час } 0-2}, ^\circ\text{C}$
00:00	172,12	11,79
03:00	103,27	6,06
06:00	125,18	8,1
09:00	156,47	13,28
12:00	125,18	17,47
15:00	203,41	22,8
18:00	312,95	22,35
21:00	281,65	16,57

Знайдемо погонний активний опір проводу ПЛ відповідно до фактичної температури поверхні проводу для кожного проміжку часу:

$$R_{0-2(00:00)} = r_{0(240)} \cdot (1 + 0,004 \cdot (t_{00:00 \ 0-2} - 20)) =$$

$$= 0,118 \cdot (1 + 0,004 \cdot (11,79 - 20)) = 0,114 \text{ Ом/км.}$$

Похибка розрахунку активних втрат потужності, що викликана нехтуванням теплового режиму проводу:

$$\Delta P_{0-2(00:00)} = (3 \cdot I_{00:00 \ 0-2}^2 \cdot R_{0-2(00:00)} - 3 \cdot I_{00:00 \ 0-2}^2 \cdot r_{0 \ 240}) \cdot L_{0-2} =$$

$$= (3 \cdot 172,12 \cdot 0,114 - 3 \cdot 172,12 \cdot 0,118) \cdot 28,28 = -10,055 \text{ кВт}$$

Погонний активний опір для решти та похибка розрахунку активних втрат потужності, що викликана нехтуванням теплового режиму проводу проміжків часу наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Погонний активний опір та похибка активних втрат потужності на ділянці 0-2 впродовж доби

Проміжок часу	$t_{\text{час } 0-2}, ^\circ\text{C}$	$R_{0-2(\text{час})} \text{ Ом/км}$	$\Delta P_{0-2(\text{час})}, \text{ кВт}$
00:00	11,79	0,114	-10055
03:00	6,06	0,111	-6335
06:00	8,1	0,112	-7978

Продовження таблиці 2.4

09:00	13,28	0,115	-6233
12:00	17,47	0,117	-1330
15:00	22,8	0,119	3511
18:00	22,35	0,119	8310
21:00	16,57	0,116	-13462

Наведемо графік зміни погонного активного опору впродовж доби викликаного зміною температури поверхні проводу на рисунку 2.4 та похибку розрахунку активних втрат потужності, що викликана нехтуванням теплового режиму проводу на ділянці 0-2 рисунок 2.5. Графік було побудовано в програмному комплексі MathCAD.

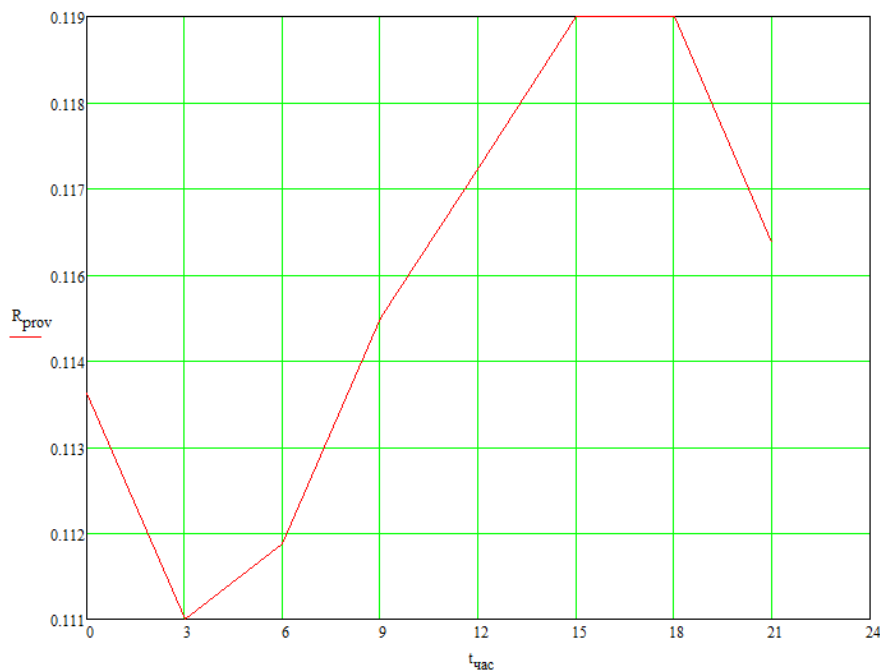


Рисунок 2.4 - Зміна погонного активного опору впродовж доби

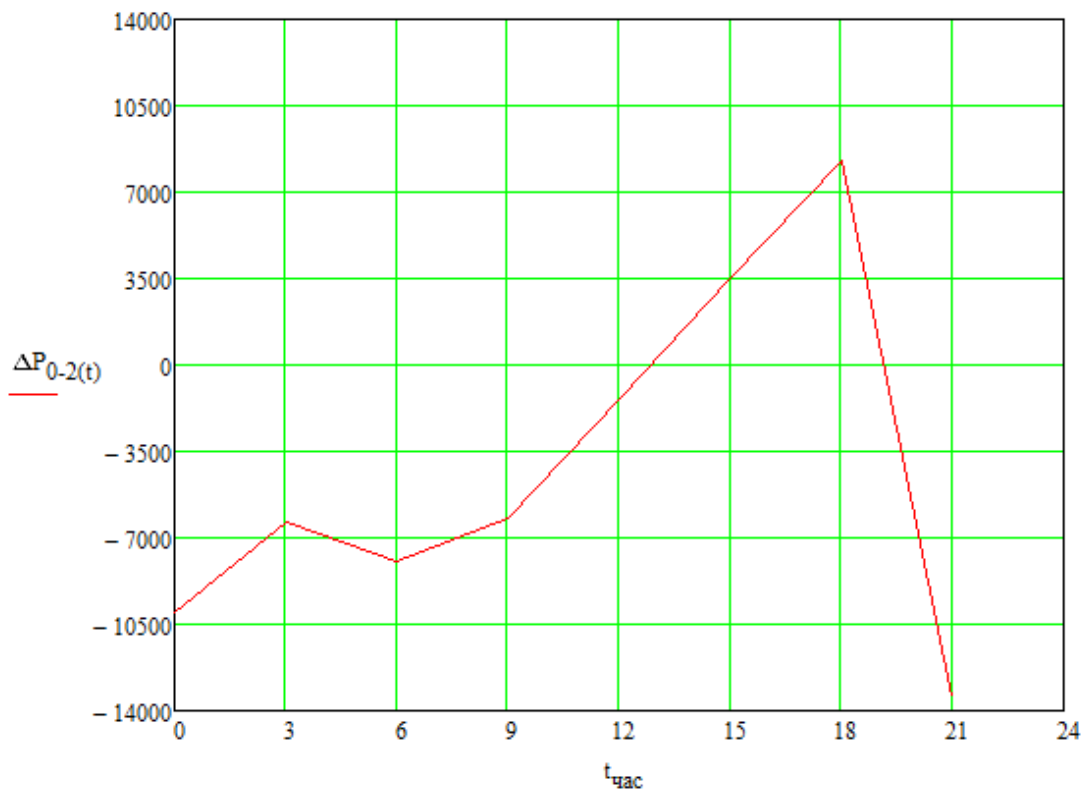


Рисунок 2.5 - Похибка розрахунку активних втрат потужності, що викликана нехтуванням теплового режиму проводу на ділянці 0-2

2.3 Порівняння результатів розрахунку режиму роботи мережі о 06:00 годині

В даному розділі ми порівняємо результати розрахунку мережі о 06:00 годині 1 травня 2023 року. Алгоритм розрахунку даного режиму роботи аналогічний розрахунку режиму при максимальних навантаженнях. При цьому ми врахували, що задані навантаження пунктів, потрібно зменшити відповідно до добового графіку споживання представленого на рисунку 2.2.

Для режимів роботи мережі о 06:00 з врахуванням температури поверхні проводу та без врахування, для досягнення необхідної точності розрахунку за сумарними втратами потужності потрібно було провести 3 ітерації. Розраховані параметри для обох режимів на 3 ітерації представлено в таблиці 2.6. Пам'ятаємо, що температура поверхні проводу в режимі роботи врахована для всіх ділянок окрім 3-4 та 6-7, де було встановлено провід марки АС-70/11. В таблиця 2.5 представлено фактичну температуру поверхні

проводів всіх ділянок РЕМ о 06:00 та струм, що протікає по ділянкам в цей час.

Таблиця 2.5 - Фактичну температуру поверхні проводів всіх ділянок РЕМ о 06:00

Ділянка n-m	Струм на ділянці, $I_{06:00\ n-m}, A$	Фактична температура поверхні проводів, $t_{06:00\ n-m}, ^\circ C$
0-2	120,70	8,09
0-5	124,55	7,70
1-7	37,09	7,82
2-1	67,13	7,75
2-3	42,51	7,50
3-4	5,53	—
5-4	31,52	8,15
5-6	65,33	7,95
6-7	14,40	—

Таблиця 2.5 – Режимні параметри мережі на третій ітерації о 06:00 годині без врахуванням та з врахуванням температури поверхні проводів ділянок

Параметр	Значення	Без врахування температури	З врахуванням температури
Результуюче навантаження пунктів $S_{рез\ n}, MVA$	1	5,34-2,61j	5,34-2,61j
	2	2,58-0,22j	2,57-0,22j
	3	6,52-3,18j	6,52-3,18j
	4	6,51-3,1j	6,51-3,1j
	5	5,43-1,91j	5,42-1,91j
	6	8,94-4,37j	8,93-4,37j
	7	8,93-4,45j	8,93-4,45j

Продовження таблиці 2.5

Результуючий потокорозподіл навантаження ділянками $\Sigma_{рез n-m}$, МВА	0-2	21,89-9,53j	21,88-9,53j
	0-5	22,34-10,32j	22,33-10,32j
	2-3	7,55-3,47j	7,55-3,47j
	3-4	1,04-0,29j	1,04-0,28j
	5-6	11,44-5,59j	11,44-5,59j
	6-7	2,5-1,22j	2,5-1,22j
	1-7	6,42-3,23j	6,43-3,23j
	2-1	11,76-5,84j	11,76-5,84j
	5-4	5,47-2,81j	5,47-2,81j
Модулі напруги пунктів U_n , МВА	1	112,47	112,52
	2	113,41	113,44
	3	112,35	112,412
	4	112,19	112,25
	5	113,12	113,15
	6	111,96	112,02
	7	111,39	111,47
Втрати $\Delta \dot{S}_{\Sigma}$, МВА		1,21-0,28j	1,18-0,28j

Похибку повних втрат потужності пов'язана з неврахування теплового режиму лінії.

$$\Delta \dot{\epsilon}_{\Sigma Temp} = (\Delta P_{\Sigma} + \Delta P_{\Sigma Temp}) / \Delta P_{\Sigma} = \frac{1,21-1,18}{1,21} = 2,5\%$$

Висновки до розділу 2

Активний опір ЛЕП, один з ключових параметрів в схемі заміщення лінії, що обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Безліч параметрів впливають на його значення. На практиці, при розрахунках режимних параметрів мережі, погонний активний опір приймають відповідно до ГОСТ839-2019, де вказано опір постійного струму при +20 °С. Тим самим нехтуючи, що значення цього параметру змінюється продовж доби. Зміну активного опору впродовж доби представлено на рисунку 2.4, тобто зміна опору носить коливальний характер. Де видно, що розрахункове значення погонного активного опору, що враховує температуру

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		62

поверхні проводу відрізняється від табличного значення максимум на 0,004 Ом/км, а для режиму максимальних навантажень, що припадає приблизно на 18:00 годину, всього на 0,001 Ом/км. Також з таблиці 2.4 видно, що фактична температура на поверхні лінії відрізняється від прийнятої в таблиці на 2,35 °С.

В таблиці 2.5 порівнюється режимні параметри параметри мережі о 06:00 з врахуванням та без врахування температури поверхні лінії. Оскільки температура впливає лише на активний опір, то реактивні втрати в обох режимах однакові і складають 0,28 МВАр. Щодо активних втрат потужності, то неврахування теплового режиму лінії спричиняє похибку в 30 кВт. Невелике значення похибки в порівнянні з сумарними активними втратами потужності в мережі і пояснюють використання на практиці спрощеної моделі розрахунку мережі.

ВИСНОВКИ

Розрахунок першого розділу розпочали з порівняння конфігурацій схеми мережі для вибору більш оптимальної. За значенням довжини ділянок, а також порівнюючи сумарні дисконтовані витрати на будівництво ПЛ перша конфігурація виявилась доречнішою. З розрахунку заданих навантажень пунктів на основі яких визначили номінальну потужність понижуючих силових трансформаторів. Так для пунктів схеми було обрано трифазні триобмоткові силові трансформатори типу: для пункту 1 ТДТН -10000/110, для пунктів 3 та 4 трансформатори ТДТН -16000/110, для пунктів 6 та 7 ТДТН -25000/110. Для решти пунктів, а саме 2 та 5 було встановлено двообмоткові силові трансформатори типу ТМН -6300/110 та ТДН-10000/110 відповідно.

На основі значення оптимального перерізу було проведено техніко-економічне порівняння, для визначення перерізу та марки проводу ділянок схеми. В таблиці 1.6 зазначено оптимальний вибір перерізу на основі функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження ПЛ. Таким чином, на ділянках 0-2, 0-5, 5-6 та 2-1 було обрано провід перерізом 240 мм² марки АС-

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		63

240/32, на ділянках 2-3, 4-5, та 1-7 було обрано провід перерізом 120 мм² марки АС-120/19, а для решти ділянок провід марки АС-70/11.

Розраховавши параметри схеми заміщення повітряної лінії та блоку трансформаторів визначили приведені навантаження пунктів схеми, що включають в себе задані навантаження та втрати потужності в Z-елементах схеми заміщення трансформатора.

На основі приведених навантажень здійснили розрахунок режиму роботи за максимальних навантажень та післяаварійний режим роботи. Результуючі потоки потужності по ділянкам, результуючі навантаження пунктів та напруги пунктів наведено на рисунках 1.5 та 1.6 для обох режимів роботи відповідно.

При розрахунку режимів отримали сумарні втрати потужності. В режимі максимальних навантажень сумарні втрати потужності дорівнюють 4,17 – 9,75 МВА, а в після аварійному режимі 4,97 – 12,09 МВА. Як бачимо, післяаварійний режим роботи характеризується підвищенням сумарних втрат потужності в мережі. Також для режимів за результуючим поточкорозподілом по ділянкам та модулем напруги було визначено модулі фазних струмів ділянок та перевірено на допустимий тривалий струм відповідно до ПУЕ.

Активний опір ЛЕП, один з ключових параметрів в схемі заміщення лінії, що обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Безліч параметрів впливають на його значення. На практиці, при розрахунках режимних параметрів мережі, погонний активний опір приймають відповідно до ГОСТ839-2019, де вказано опір постійного струму при +20 °С. Тим самим нехтуючи, що значення цього параметру змінюється продовж доби. Зміну активного опору впродовж доби представлено на рисунку 2.4. Де видно, що розрахункове значення погонного активного опору, що враховує температуру поверхні проводу відрізняється від табличного значення максимум на 0,004 Ом/км, а для режиму максимальних навантажень, що припадає приблизно на 18:00 годину, всього на 0,001 Ом/км. Також з

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		64

таблиці 2.4 видно, що фактична температура на поверхні лінії відрізняється від прийнятої в таблиці на 2,35 °С.

В таблиці 2.5 порівнюється режимні параметри параметри мережі о 06:00 з врахуванням та без врахування температури поверхні лінії. Оскільки температура впливає лише на активний опір, то реактивні втрати в обох режимах однакові і складають 0,28 МВАр. Щодо активних втрат потужності, то неврахування теплового режиму лінії спричиняє похибку в 30 кВт або 2,5 % від втрат активної потужності без врахування температурного режиму. Невелике значення похибки в порівнянні з сумарними активними втратами потужності в мережі і пояснюють використання на практиці спрощеної моделі розрахунку мережі.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		66

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Електричні мережі та системи : підручник / В.В.Кирик. –Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка»,2021.–324с.
2. Районні електричні мережі : Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. по-сіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні си-стеми і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та елект-ромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.:В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.
3. Правила улаштування електроустановок.: М-во енергетики та вугільної пром-сті України. Київ, 2017. 617 с.
4. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська — К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 95 с.
5. Архів метеоданих за посиланням URL:
<https://meteopost.com/weather/archive/>
6. Iglesias, J., Watt, G., Douglass, D., Morgan, V., Stephen, R., Bertinat, M., Nguyen, H. M. (2014). Guide for thermal rating calculations of overhead lines. CIGRE, Paris, France.
7. ДСТУ 13109-97. Про якість електричної енергії.

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		66

ДОДАТОК А
Результат перевірки на плагіат

					ДП9205.141.014.ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		67

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015602119

Дата перевірки:
14.06.2023 15:26:16 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
14.06.2023 15:32:30 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Зінченко Ян Сергійович ЕС-92

Кількість сторінок: 56 Кількість слів: 11152 Кількість символів: 68669 Розмір файлу: 1.40 MB ID файлу: 1015249653

14.4% Схожість

Найбільша схожість: 3.86% з Інтернет-джерелом (<https://ela.kpi.ua/handle/123456789/48213>)

13.7% Джерела з Інтернету	183	Сторінка 58
7.9% Джерела з Бібліотеки	181	Сторінка 62

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 259