

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КІЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

«До захисту допущено»

в.о. завідувача кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

« 16 » 06 2025р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код спеціальності)

на тему: «Оптимізація розвитку та розрахунків ustalених режимів електричних мереж
енергосистем»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-11

(шифр групи)

Карпусь Максим Олексійович

(прізвище, ім'я, по-батькові)


(підпис)

Керівник проекту:

к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Рецензент: к.т.н., доц., Бардик Євген Іванович

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідальних посилань

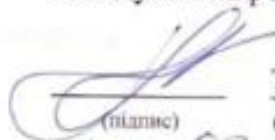
Студент


(підпис)

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автома-
тики.
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри



(підпис)

Теймураз КАЦАДЗЕ
(ініціали, прізвище)

« 1 » 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Карпуть Максиму Олексійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Оптимізація розвитку та розрахунок усталених режимів електричних мереж енергосистем», керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, доцент, кандидат технічних наук. Затверджені наказом по університету від «26» травня 2025р. № 1720-с .
2. Термін подання студентом проекту: 12.06.2025 р.
3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки
 - Функція дисконтованих витрат
 - Апроксимація функції дисконтованих витрат
 - Оптимальна конфігурація мережі
 - Розрахунок усталених режимів роботи мережі
4. Дата видачі завдання: 5 травня 2025 року.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
РОЗРАХУНОК ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ	к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович		
АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ У ЛІНІЇ Й ТРАНСФОРМАТОРНИЙ ПІДСТАНЦІЇ МЕРЕЖІ	к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович		
МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ	к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович		
РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РЕМ	к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович		

Календарний план

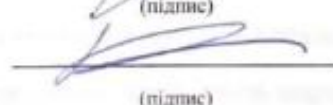
№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Розрахунок функцій дисконтованих витрат	05.05-12.05	
2	Апроксимація функцій дисконтованих витрат використовуючи МНК	05.05-12.05	
3	Оптимізація за методом виключення гілок	05.05-12.05	
4	Розрахунок оптимальної конфігурації мережі	12.05-19.05	
5	Розрахунок L-схеми та усталених режимів	19.05-26.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05-02.06	
7	Оформлення креслень	02.06-11.06	

Студент


(підпис)

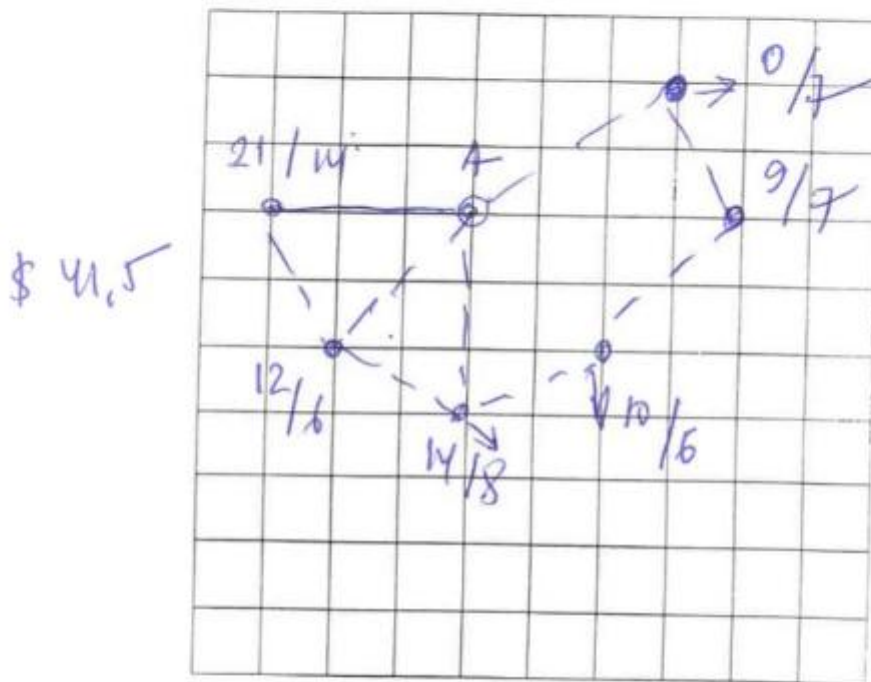
Максим КАРПУСЬ

Керівник диплому


(підпис)

Володимир БАЖЕНОВ

Додаток до завдання на дипломний проект
Освітньо кваліфікаційний рівень «бакалавр»
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці А.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{\text{сн}} = \underline{0.89}$, $\cos \varphi_{\text{пл}} = \underline{0.82}$, $T_{\text{мах}} = \underline{5100}$ [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження $\alpha = \underline{0.2}$ (%). р-н I - II.
- $M_{\text{грат}} = \underline{\hspace{2cm}}$ [МВт·км], $\alpha_n = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
численик - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести-трикутних схем мережі.

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача

[Signature]

Пояснювальна записка
до дипломного проекту

на тему: «Оптимізація розвитку та розрахунок ustalених режимів електричних
мереж енергосистеми»

ЗМІСТ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт (разом з додатком)	4	
2	A4	ДП1106.141.006.ПЗ	Пояснювальна записка	60	
3	A1	ДП1106.141.01.006.ТК	Метод покон- турної оптимізації	1	
4	A1	ДП1106.141.02.006.ТК	Принципова та розрахункова схеми, потокорозподіл усталених режи- мів	1	
5	A1	ДП1106.141.03.006.ТК	Побудова і ап- роксимація функції диско- нтованих ви- трат	1	

ЗМІСТ

Реферат	10
Перелік умовних скорочень	11
Вступ	12
1 Розрахунок функції дисконтованих витрат	13
1.1 Загальні теоретичні відомості	13
1.2 Розрахунок дисконтованих витрат	14
Висновки до розділу 1	17
2 Апроксимація функції оптимальних витрат у лінії й трансформаторній підста- нції мережі	18
2.1 Поняття апроксимації та її види	18
2.2 Метод найменших квадратів (МНК).....	18
2.3 Приклад застосування в електроенергетиці	18
Висновки по розділу 2	21
3 Метод поконтурної оптимізації	23
3.1 Теоретичні відомості про методи поконтурної оптимізації	23
3.2 Оптимізація мережі	24
3.2.1 Перший крок процесу оптимізації.....	24
3.2.2 Другий крок процесу оптимізації	26
3.2.3 Третій крок процесу оптимізації	27
Висновки по розділу 3	30
4 Розрахунок усталеного режиму роботи рем	31
4.1 Розрахунок L-схеми мережі	31
4.2 Вибір кількості ланцюгів та перерізи ділянками електричної мережі	36
4.3 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі	41
4.4 Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі.....	47

					ДПІ 106.141.006.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимізація розвитку та розрахунок усталених режимів електричних мереж енергосистеми	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Карпуть М.О.						
Перевір.		Баженів В.А.						
Н. Контр.		Косарова І.І.						
Затв.		Кашалєв Т.Л.						
						КПІ ім. Ігоря Сікорського Кафедра ЕМС група ЕС-11		

4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень	53
4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	59
4.7 Розрахунок післяаварійного режиму	64
Висновки по розділу 4	68
Загальні висновки	69
Список використаних джерел	71
Додаток А Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат	72

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт: 72 сторінки, 18 рисунків, 25 таблиць та 8 бібліографічних посилання на джерела інформації.

Дипломна робота присвячена питанню оптимізації розвитку та розрахунку усталених режимів електричних мереж. Основна мета дослідження — підвищення техніко-економічної ефективності функціонування районної електричної мережі шляхом вибору оптимальної конфігурації з урахуванням мінімізації витрат та забезпечення надійності електропостачання.

У роботі виконано побудову та апроксимацію функції дисконтованих витрат для ліній електропередач. За допомогою методу поконтурної оптимізації визначено доцільну топологію мережі, проведено вибір типів трансформаторів і перерізів проводів. Також виконано детальний розрахунок усталених режимів роботи мережі в умовах максимальних, мінімальних та післяаварійних навантажень.

Дипломний проєкт містить 72 сторінки пояснювальної записки, 18 рисунків, 25 таблиць та графічну частину на 3 аркушах формату А3. Робота базується на сучасних підходах до техніко-економічного обґрунтування розвитку електричних мереж та має практичну цінність для проектування та модернізації систем електропостачання.

ДИСКОНТОВАНІ ВИТРАТИ, АПРОКСИМАЦІЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ, ПОТОКИ ПОТУЖНОСТІ, УСТАЛЕНІ РЕЖИМИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.

ABSTRACT

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Diploma project: 72 pages, 18 figures, 25 tables and 8 bibliographic references.

The thesis is devoted to the issue of optimizing the development and calculation of steady-state modes of power grids. The main goal of the study is to improve the technical and economic efficiency of the district power grid by choosing the optimal configuration with regard to minimizing costs and ensuring the reliability of power supply.

In this work, the construction and approximation of the discounted cost function for power lines is performed. Using the method of contour optimization, the appropriate network topology is determined, and the types of transformers and wire cross-sections are selected. A detailed calculation of the steady-state modes of the network operation under maximum, minimum, and post-emergency loads was also performed, taking into account the operation of voltage regulating devices of transformers.

The diploma project contains 72 pages of explanatory note, 18 figures, 25 tables, and a graphic part on 3 sheets of A3 format. The work is based on modern approaches to the feasibility study of the development of power grids and is of practical value for the design and modernization of power supply systems.

DISCOUNTED COSTS, APPROXIMATION, OPTIMIZATION, POWER FLOWS, STEADY-STATE MODES, POWER LINE.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РЕМ – Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням

ПБЗ – Перемикання без збудження

МНК – Метод найменших квадратів

ПЗ – Пояснювальна записка

ЕРС – Електрорушійна сила

ВСТУП

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електричні мережі 110 кВ відіграють ключову роль у забезпеченні електропостачання споживачів промислового, комунального та побутового секторів. В умовах зростання навантаження, розвитку інфраструктури та необхідності зниження витрат особливої актуальності набуває задача оптимізації конфігурації мережі.

Дипломна робота присвячена оптимізації розвитку електричної мережі 110 кВ міста Києва з використанням сучасних техніко-економічних методів. В роботі розглянуто методику розрахунку функції дисконтованих витрат, апроксимацію результатів, оптимізацію топології мережі методом поконтурної оптимізації, а також розрахунок ustalених режимів з урахуванням регулювання напруги.

Виконані розрахунки дозволяють отримати оптимальну схему мережі, яка забезпечує мінімальні витрати та стабільну роботу в максимальних, мінімальних та післяаварійних режимах.

1 РОЗРАХУНОК ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.1 Загальні теоретичні відомості

У процесі техніко-економічного обґрунтування проектів в енергетиці значну роль відіграє методика оцінки витрат з урахуванням фактора часу. З метою коректного порівняння альтернативних варіантів інвестиційних рішень використовується підхід дисконтування грошових потоків, який дозволяє перерахувати витрати та доходи майбутніх періодів до одного розрахункового моменту години - найчастіше за початок реалізації проекту.

Дисконтовані витрати - це сума поточних вартостей усіх майбутніх витрат, приведених до базового періоду з використанням певної дисконтної ставки. Такий підхід дає змогу враховувати зміну купівельної спроможності грошей у часі, ризики інвестування, вартість капіталу та альтернативні витрати.

Дисконтна ставка є ключовим параметром у процесі приведення грошових потоків. Її величина залежить від низки чинників, зокрема: рівня інфляції, середньої вартості капіталу, вартості позикових коштів, рівня ризиків, специфіки галузі тощо. У практиці планування енергетичних проектів часто застосовують ставки в межах 8–15%, залежно від рівня деталізації аналізу та вимог інвесторів.

Сутність розрахунку досконтованих витрат полягає у визначенні реального економічного навантаження, яке проєкт створює на підприємство протягом його життєвого циклу. Це особливо актуально в галузі енергетики, де інвестиційні проєкти мають довгостроковий характер, а початкові капіталовкладення часто є значними.

Дисконтовані витрати дозволяють:

- порівнювати інвестиційні проєкти з різними строками реалізації;
- враховувати вплив інфляції та ринку капіталу;
- забезпечити фінансову прозорість при обґрунтуванні технічних рішень;
- проводити аналіз чутливості проєкту до зміни ключових параметрів.

У деяких випадках також розраховується інтегральний економічний ефект, що базується на порівнянні дисконтованих витрат за двома або більше альтерна-

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

тивами. Якщо дисконтовані витрати проєкту нижчі, ніж у базовому варіанті або середні витрати на ринку, це свідчить про доцільність його впровадження.

1.2 Розрахунок дисконтованих витрат

Витрати на лінію електропередачі можуть бути представлені у вигляді:

$$Z_v = l \cdot Z_{vo}$$

де l - довжина лінії;

Z_{vo} - дисконтні витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу й напруги з перетином S_v .

$$Z_i = (K_{io}) + \frac{1}{E} \cdot \left(\frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{io} \cdot Z_{\varepsilon} \cdot \tau$$

де K_{io} - капіталовкладення на одиницю довжини лінії перетину S_v ;

U_n - номінальна напруга;

$\cos \varphi$ - середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги;

r_{io} - погонний опір лінії перетином S_v ;

Z_{ε} - питома вартість втрат електроенергії;

τ - число годин максимальних втрат.

Якщо $P=0$, витрати в лінію приймаються рівними нулю.

Визначимо функцію дисконтних витрат на спорудження й експлуатацію лінії із наступними параметрами (таблиця 1.1 – 1.4).

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Табл. 1.1 – Вихідні дані для складання функції дисконтованих витрат на спорудження й експлуатацію лінії

Середня експлуатаційна напруга, U_n , кВ	110
Число годин максимальних втрат, $\square$, год	3633
Середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги, $\cos \square$	0,8
Питома вартість втрат електроенергії, $З_e$, грн./кВт·год	0,274
Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень, E_n .	0,1
Щорічні витрати на амортизацію та обслуговування, P_a , %	1,2

Табл. 1.2 - Вартість спорудження повітряних ліній, тис. грн/км (за курсом долару 1 дол. =41.5 грн)

Опори	Район по ожеледі	Проводи сталевалюмінієві перетином, мм ²		
		70/11	120/19	240/32
Сталеві одностійкові вільностоячі	II	2615	2863	3320

Табл. 1.3 - Економічні інтервали потужності для проводів

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність одного ланцюга (МВт), при перетині, мм ²		
				70/11	120/19	240/32
110	Одноланцюгові	Сталь	II	40.7	62.8	68.4

Табл. 1.4 - Розрахункові дані зі сталевалюмінієвими проводами на 1 км.

Номинальний перетин проводу, мм ²	r^0 , Ом, про +20 °С	x_0 , Ом	b_0 , 10 ⁻⁶ См
70/11	0.422	0.444	2.547
120/19	0.244	0.427	2.658
240/39	0.118	0.405	2.808

Розрахуємо дисконтовані витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії із залізобетонними опорами заданого типу й напруги з перетином S_V :

$$З_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_n} \cdot \left(\frac{p^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{\frac{70}{11}} \cdot З_e \cdot \tau = 2615.3 \text{ тис. грн/км}$$

$$З_{120/19} = K_{120/19} + \frac{1}{E_n} \cdot \left(\frac{p^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{\frac{120}{19}} \cdot З_e \cdot \tau = 2863.7 \text{ тис. грн/км}$$

$$Z_{240/32} = K_{240/32} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{p^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{\frac{240}{32}} \cdot Z_e \cdot \tau = 3320.2 \text{ тис. грн/км}$$

По даному прикладу розраховуються витрати для інших даних та вносяться в таблицю 1.5.

Табл. 1.5 - Дисконтні витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії з перетином 70/11 мм², 120/19 мм², 240/32 мм²

Сталеалюмінієвий провід перетином 70/11мм ²						
Потужність, МВт	0	6	10	20	30	40
Дисконтні затрати, тис.грн/км	2615	2635	2674	2855	3156	3578
Сталеалюмінієвий провід перетином 120/19 мм ²						
Потужність, МВт	0	16	28	40	50	62
Дисконтні затрати, тис.грн/км	2863	2952	3136	3421	3733	4202
Сталеалюмінієвий провід перетином 240/32 мм ²						
Потужність, МВт	0	18	30	44	56	68
Дисконтні затрати, тис.грн/км	3320	3374	3471	3646	3848	4098

Після розрахунку будуюмо графік для кожного перетину, рис.1.1

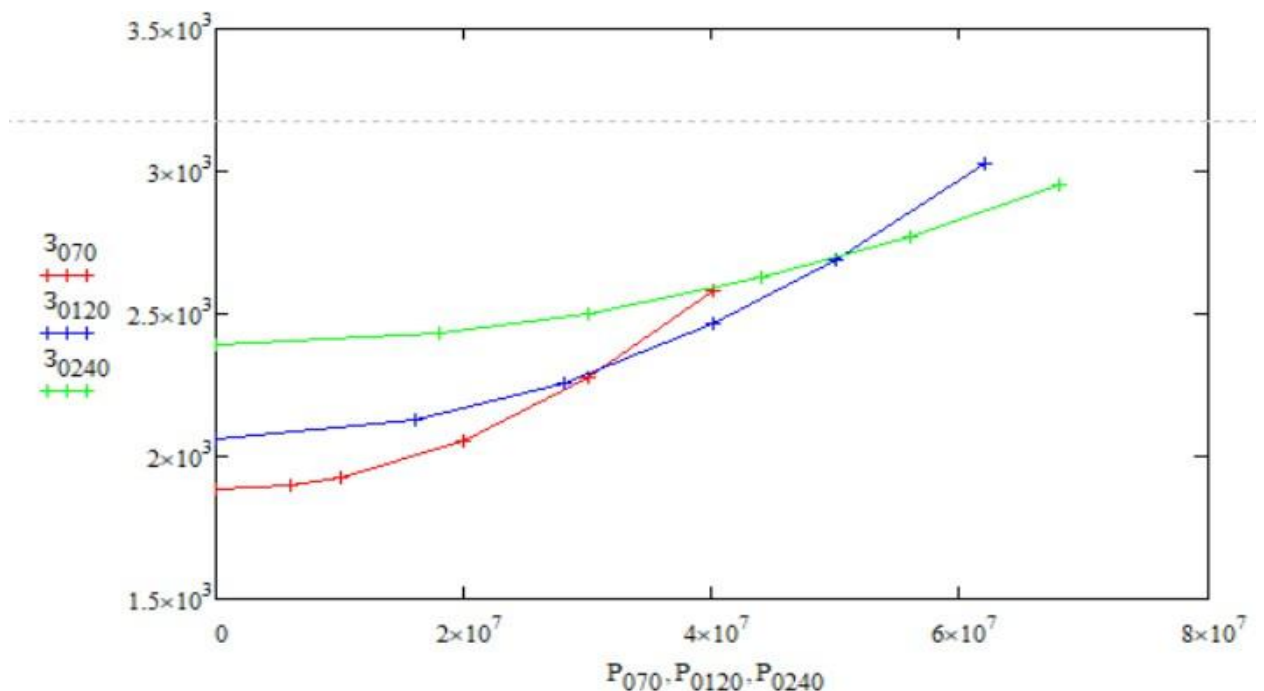


Рисунок 1.1 – Функції оптимальних дисконтованих затрат провідників АС-70, АС-120, АС-240 на 1 км довжини

Висновки по розділу 1

У цьому розділі дипломного проекту було здійснено розрахунок функції дисконтованих витрат для ліній електропередачі з різними перерізами проводів (70/11 мм², 120/19 мм² та 240/32 мм²). На основі техніко-економічних показників та нормативних даних визначено сумарні витрати на будівництво та експлуатацію одиниці тривалості лінії з урахуванням втрат електроенергії, амортизаційних витрат та дисконтної ставки.

Для кожного типу проводу побудовано графіки залежності дисконтованих витрат від переданої потужності, що дозволило візуалізувати ефективні діапазони застосування різних технічних рішень. Розраховані функції стали основою для подальшого математичного аналізу та апроксимації у наступному розділі.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Аркуш
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ У ЛІНІЇ Й ТРАНСФОРМАТОРНІЙ ПІДСТАНЦІЇ МЕРЕЖІ

2.1 Поняття апроксимації та її види

Апроксимація — це процес наближеного опису складної залежності між змінними за допомогою математичної функції. У контексті електричних мереж апроксимації підлягає, як правило, функція оптимальних витрат, отриманих в результаті розрахунків, моделювання або аналізу нормативних джерел.

Метою апроксимації є отримання аналітичного виразу, який дозволяє швидко оцінити витрати на основі ключових змінних (наприклад, довжини лінії, номінальної потужності трансформатора тощо), без необхідності повторних повних економічних розрахунків.

Види функцій апроксимації. У практиці планування витрат у мережах електропостачання найчастіше застосовуються такі типи апроксимуючих функцій:

- лінійна апроксимація;
- поліноміальна апроксимація;
- степенева функція;
- експоненціальна або логарифмічна апроксимація (коли витрати зростають швидко або повільно у порівнянні з лінійною тенденцією).

2.2 Метод найменших квадратів (МНК)

Для побудови апроксимаційної функції широко використовується метод найменших квадратів, суть якого полягає в мінімізації квадратичної похибки між реальними даними y_i і значеннями моделі $f(x_i)$. Цей метод дозволяє знайти оптимальні значення коефіцієнтів $a_0, a_1, \dots, a_n$ апроксимуючої функції.

2.3 Приклад застосування в електроенергетиці

У дослідженнях, пов'язаних з оптимізацією витрат у розподільчих мережах, апроксимація застосовується, наприклад, для:

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

- розрахунку капітальних витрат на 1 км лінії залежно від типу проводу й напруги;
- оцінки вартості трансформаторної підстанції як функції від її номінальної потужності;
- розробки узагальнених нормативних функцій для інвестиційного планування.

Завдяки апроксимації зменшується трудомісткість подальших розрахунків, покращується візуалізація залежностей, а також з'являється можливість автоматизувати розрахунки в програмному забезпеченні.

Табл. 2.1 – Координати функції дисконтованих витрат

Потужність, МВт	10	20	30	40	45	50	60	64	68
Дисконтні затрати, тис.грн/км	2663	2845	3157	3417	3581	3740	3930	4015	4098

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = 10 \cdot 2663 + 20 \cdot 2845 + 30 \cdot 3157 + 40 \cdot 3417 + 45 \cdot 3581 + 50 \cdot 3740 + 60 \cdot 3930 + 64 \cdot 4015 + 68 \cdot 4098 = 1.43 \cdot 10^6 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i^2 = 10^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2 + 45^2 + 50^2 + 60^2 + 64^2 + 68^2 = 19840 \text{ (МВт)};$$

$$\left(\sum_{i=1}^N x_i \right)^2 = (10 + 20 + 30 + 40 + 45 + 50 + 55 + 60 + 64 + 68)^2 = 149800 \text{ (МВт)};$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = 10 + 20 + 30 + 40 + 45 + 50 + 55 + 60 + 64 + 68 = 387 \text{ (МВт)};$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = 2663 + 2845 + 3157 + 3417 + 3581 + 3740 + 3930 + 4015 + 4098 = 31446 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right)$$

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i - \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot \sum_{i=1}^N x_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N x_i\right)^2}{N}} = 23.353 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\frac{\text{км}}{\text{МВт}}} \right)$$

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} = \frac{31446}{9} - 23.353 \cdot \frac{387}{9} = 2490 \left(\frac{\text{тис. грн}}{\text{км}} \right)$$

Для ліній, що споруджують маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y(x) = 2490 + 23.353 \cdot x$.

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} = \frac{1.43 \cdot 10^6}{19840} = 72.07 \left(\frac{\text{тис. грн}}{\frac{\text{км}}{\text{МВт}}} \right)$$

Для існуючої лінії 110 кВ із залізобетонними опорами, маємо апросимовану функцію дисконтних витрат виду: $y(x) = 72.07 \cdot x$. на рис. 2.1.

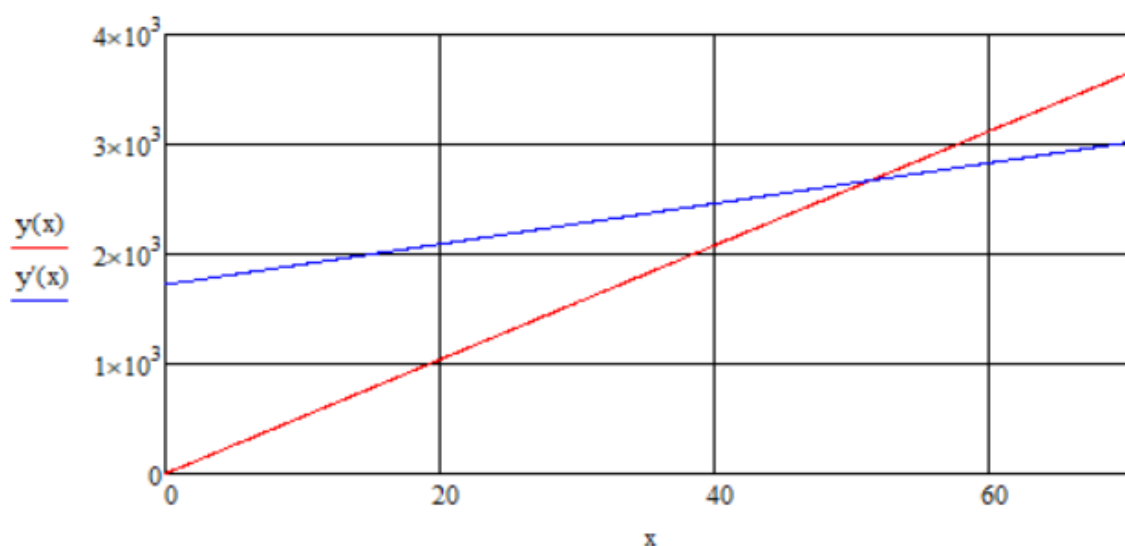


Рис. 2.1 - Апроксимована функція дисконтних витрат для ліній, що будуються та уже споруджені.

Висновки по розділу 2

У цьому розділі дипломного проекту було виконано апроксимацію функції дисконтованих витрат для ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій електричної мережі. За результатами розрахунків побудовано апроксимуючі залежності, які дозволяють упростити аналіз техніко-економічної ефективності проектних рішень.

Апроксимація дозволила отримати аналітичні вирази витрат залежно від переданої потужності, що дає можливість швидко оцінювати варіанти розвитку мережі без необхідності повторного детального розрахунку. У роботі були використані метод найменших квадратів та лінійні моделі, які забезпечують прийнятну точність опису функцій витрат при збереженні простоти їх застосування на подальших етапах оптимізації.

Отримані результати будуть використані у наступному розділі для формування цільової функції у процесі поконтурної оптимізації конфігурації мережі, що забезпечить комплексний техніко-економічний підхід до проектування.

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ

3.1 Теоретичні відомості про методи поконтурної оптимізації

Метод розмикання є одним із класичних підходів до аналізу та оптимізації розподілу потоків потужності в електричних мережах. Його основна мета — забезпечити можливість розв'язання складних завдань розрахунку всталених режимів шляхом спрощення топології мережі та подальшого аналізу впливу окремих її елементів.

Суть методу полягає в тому, що певні лінії електропередач (гілки) штучно розмикаються, тобто тимчасово виключаються з аналізу, внаслідок чого розгалужена електромережа перетворюється на дерево — структуру без замкнених контурів. Така конфігурація значно спрощує процес розрахунку струмів і напруг, оскільки виключається необхідність врахування циркуляційних струмів у петлях мережі.

На наступному етапі до системи поступово повертаються розімкнені гілки, і для кожної з них визначається вплив її повторного включення на загальний режим мережі. Це дозволяє поетапно відновити повну схему електричної мережі, паралельно оцінюючи, як саме зміна топології впливає на втрати потужності, перетікання та інші техніко-економічні параметри.

Метод має кілька суттєвих переваг:

- простота реалізації при ручних чи комп'ютерних розрахунках;
- покращення чисельної стійкості за великої розгалуженості схеми;
- можливість гнучкого аналізу впливу окремих елементів на загальний режим.

У контексті завдань оптимізації розвитку електричних мереж метод розмикання може бути використаний для:

- пошуку критичних гілок, які визначають рівень втрат потужності або економічні витрати;
- оцінки впливу додаткових ліній (резервування);
- формування оптимальної топології під час розширення мережі.

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розмикання лінії 1-2, рис. 3.2.

$$Z_{12} = (a_1 \cdot P_{01}) \cdot L_{01} + (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} = (72.07 \cdot 21) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 28 = 122970.708 \text{ тис.грн}$$

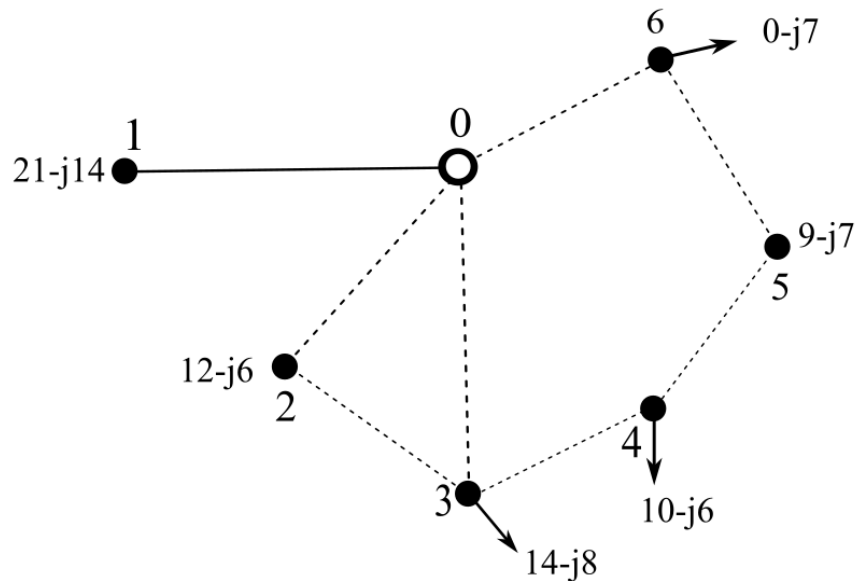


Рис. 3.2 – Контур 0-1-2-0, розмикання 1-2

Розмикання лінії 0-2, рис. 3.3.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{12} + (a_1 \cdot P_{01}) \cdot L_{01} = (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (72.07 \cdot 21) \cdot 30 = 128511.18 \text{ тис.грн}$$

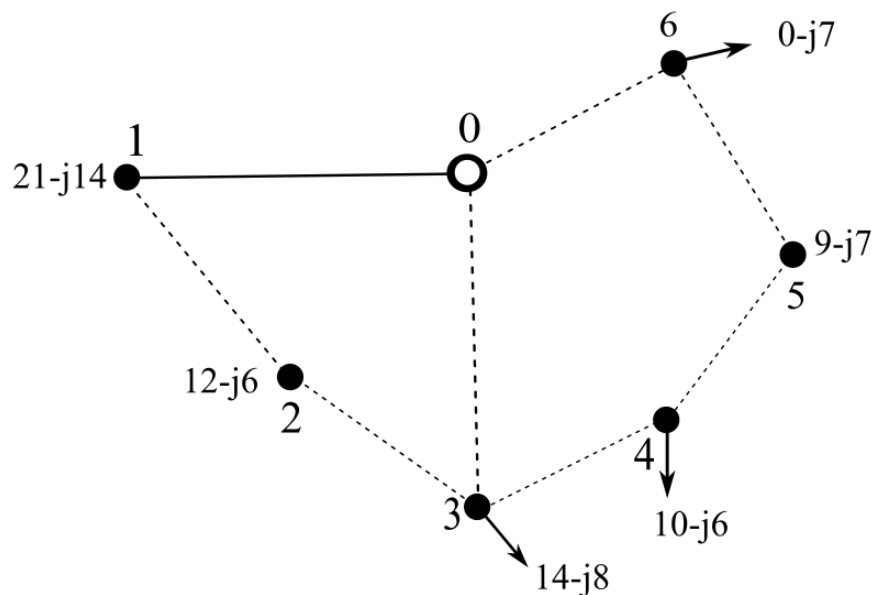


Рис. 3.3 – Контур 0-1-2-0, розмикання 0-2

Отже, найменші затрати будуть при розмиканні ділянки 1-2. Відповідно, ділянку 0-1 відносимо до дуг, а ділянку 1-2 до хорд.

3.2.2 Другий крок процесу оптимізації

Оптимізуємо другий контур 0-2-3-0.

Розмикання лінії 0-2, рис. 3.4.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{13}) \cdot L_{13} + (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} = (2490 + 23.353 \cdot 14) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 26) \cdot 30 = 171789.716 \text{ тис.грн}$$

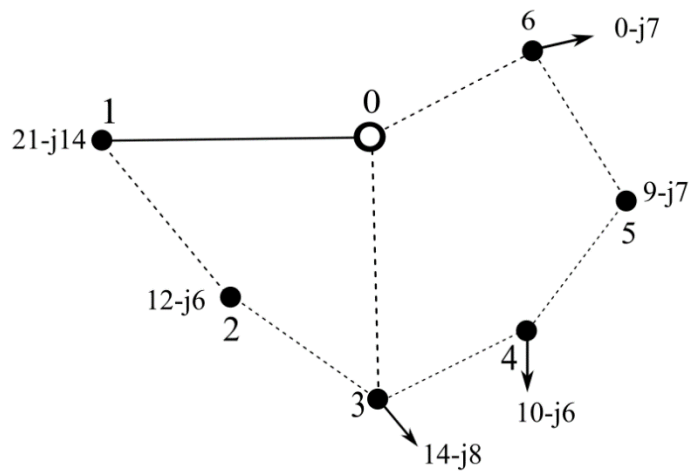


Рис. 3.4 – Контур 0-2-3-0, розмикання 0-2

Розмикання лінії 2-3, рис.3.5.

$$Z_{13} = (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} = (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 26) \cdot 30 = 176022.42 \text{ тис.грн}$$

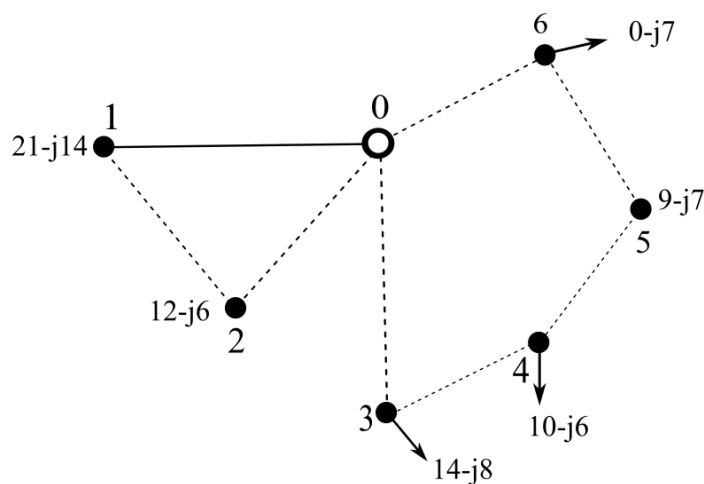


Рис. 3.5 – Контур 0-2-3-0, розмикання 2-3

Розмикання лінії 0-3, рис. 3-6.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{13}) \cdot L_{13} + (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} = (2490 + 23.353 \cdot 14) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 = 161981.456 \text{ тис.грн.}$$

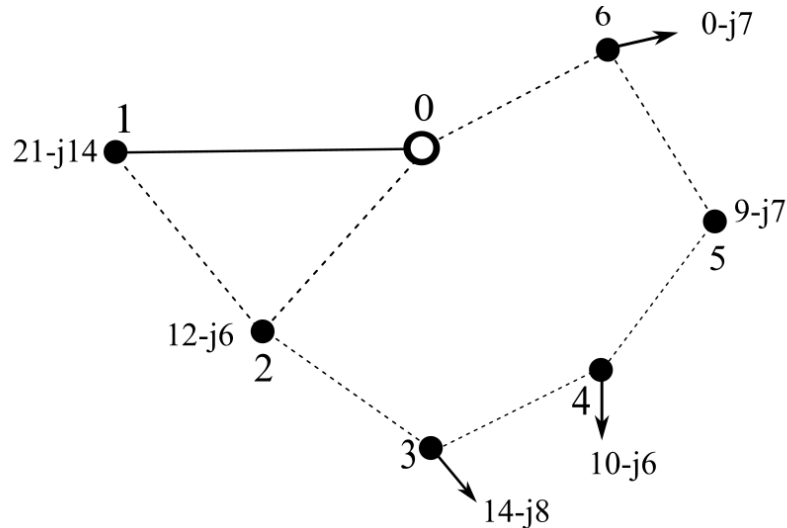


Рис. 3.6 – Контур 0-2-3-0, розмикання 0-3

Отже, найменші затрати будуть при розмиканні ділянки 0-3. Відповідно, ділянку 1-3 відносимо до дуг, а ділянку 0-3 до хорд.

3.2.3 Третій крок процесу оптимізації

Оптимізуємо третій контур 0-3-4-5-6-0.

Розмикання лінії 0-3, рис.3.7.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{56}) \cdot L_{56} + (A_0 + A_1 \cdot P_{06}) \cdot L_{06} \\ = (2490 + 23.353 \cdot 10) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 9) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 45 = 350967.533 \text{ тис.грн}$$

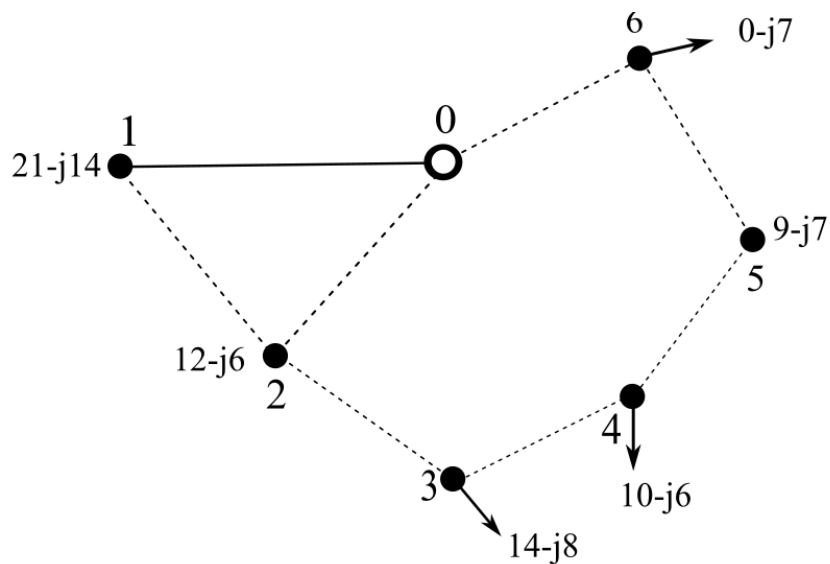


Рис. 3.7 – Контур 0-3-4-5-6-0, розмикання 0-3

Розмикання лінії 3-4, рис.3.8.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{56}) \cdot L_{56} + (A_0 + A_1 \cdot P_{06}) \cdot L_{06} = (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 9) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 45 = 357815.773 \text{ тис.грн}$$

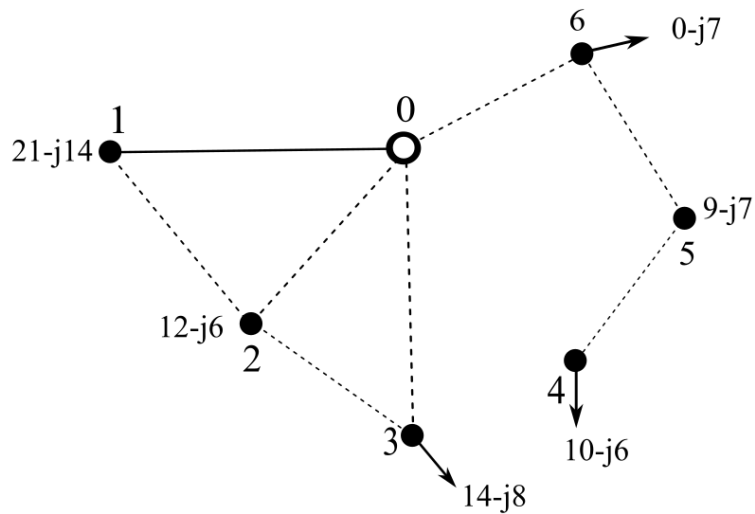


Рис. 3.8 – Контур 0-3-4-5-6-0, розмикання 3-4

Розмикання лінії 4-5, рис.3.9.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{56}) \cdot L_{56} + (A_0 + A_1 \cdot P_{06}) \cdot L_{06} = (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 10) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 45 = 353069.303 \text{ тис.грн}$$

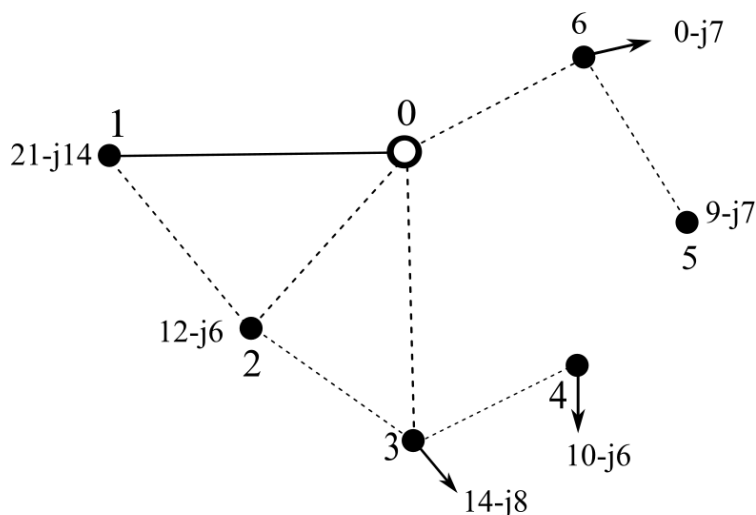


Рис. 3.9 – Контур 0-3-4-5-6-0, розмикання 4-5

Розмикання лінії 5-6, рис.3.10.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{06}) \cdot L_{06}$$

$$= (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 10) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 9) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 45 = 359777.425 \text{ тис.грн}$$

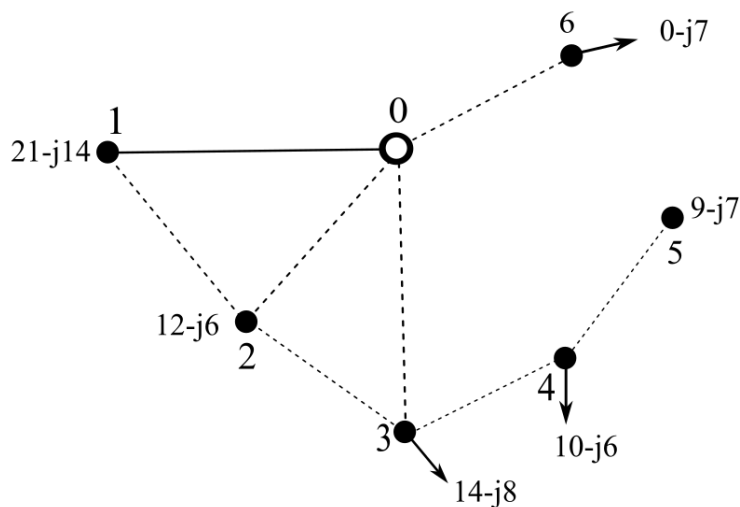


Рис. 3.10 – Контур 0-3-4-5-6-0, розмикання 5-6

Розмикання лінії 0-6, рис.3.11.

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{03}) \cdot L_{03} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{56}) \cdot L_{56}$$

$$= (2490 + 23.353 \cdot 12) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 10) \cdot 28 + (2490 + 23.353 \cdot 9) \cdot 30 + (2490 + 23.353 \cdot 7) \cdot 28 = 314668.418 \text{ тис.грн}$$

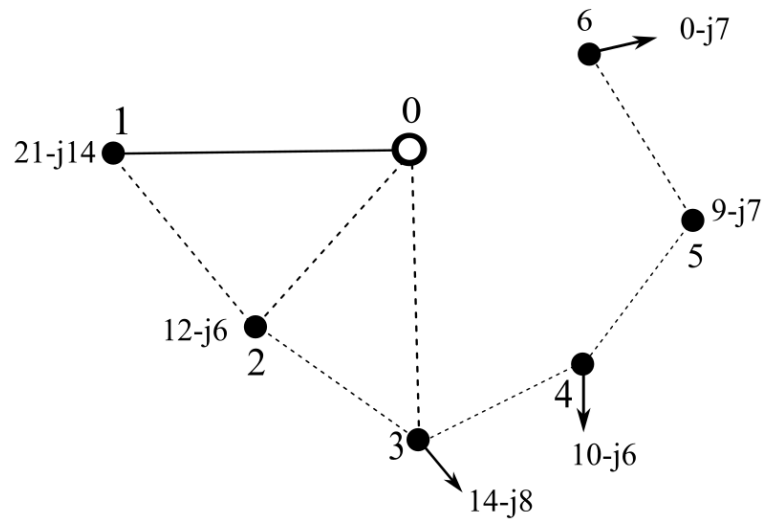


Рис. 3.11 – Контур 0-3-4-5-6-0, розмикання 0-6

Друга ітерація. Під час другої ітерації осталась не змінною система контурів, то результат оптимізації буде як і під час першої ітерації, буде відключення ліній 1-2, 0-3 і 0-6.

Це свідчить про вирішення поставленої задачі з досягнення оптимізації розвитку мережі. Оптимальна конфігурація мережі зображена на рис.3.12.

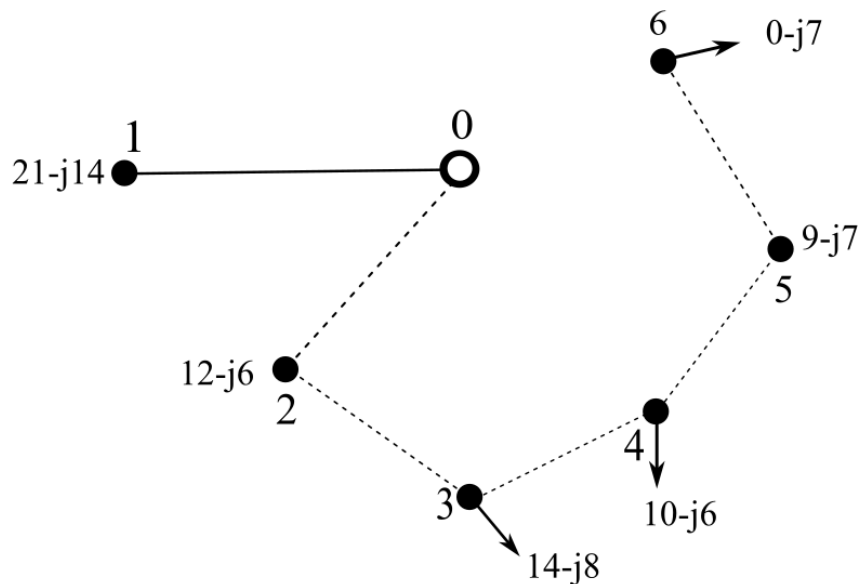


Рис.3.12 – Оптимальна конфігурація схеми мережі

Проведемо замикання мережі, рис. 3.13.

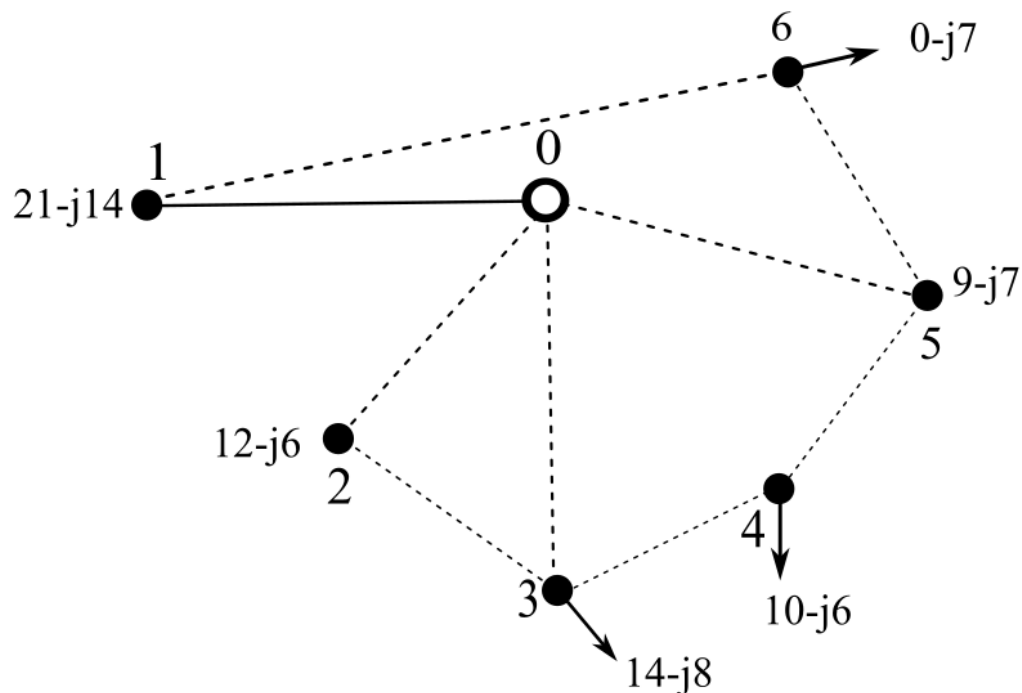


Рисунок 3.13 – Замкнена схема електричної мережі

Висновки по розділу 3

У цьому розділі дипломного проекту було застосовано метод поконтурної оптимізації для визначення економічно доцільної конфігурації районної електричної мережі напругою. Оптимізація виконувалася на основі поетапного аналізу контурів мережі із застосуванням методу розмикання, що дозволило порівняти варіанти розгалуження та обрати найвигідніший з погляду зниження дисконтованих витрат.

Таким чином, було успішно вирішено задачу оптимізації розвитку електричної мережі за економічним критерієм, що заклало основу для розрахунків установлених режимів у наступному етапі проекту.

Оптимальною конфігурацією схеми мережі є розімкнена схема. В подальшому, до розімкненої схеми додаються видалені ділянки для формування замкненої схеми.

4 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РЕМ

4.1 Розрахунок L-схеми мережі

Районні електричні мережі напругою 110 кВ становлять основу електропостачальної системи для промислових, комунальних та побутових споживачів. Надійність функціонування таких мереж безпосередньо впливає на якість електропостачання та економічні показники енергосистеми в цілому. Розрахунок усталеного режиму роботи РЕМ дозволяє визначити параметри мережі при нормальному режимі експлуатації та оцінити відповідність проектних рішень нормативним вимогам. Першочерговим етапом розрахунку усталеного режиму постає визначення параметрів L-схеми заміщення мережі. Для оптимізованої конфігурації мережі необхідно встановити активні та реактивні опори ліній, параметри трансформаторів та навантаження вузлів мережі. Розрахунки виконуються для максимального та мінімального режимів навантаження, а також для післяаварійного режиму, що дозволяє всебічно оцінити робочі параметри мережі.

Аналіз ситуаційного плану демонструє, що оптимальна конфігурація мережі складається з шести вузлів, з'єднаних відповідно до результатів поконтурної оптимізації, де відключеними гілками виявилися лінії 1-2, 0-3 та 0-6. Номінальна напруга мережі становить 110 кВ, балансуєчий пункт знаходиться у точці А. Навантаження вузлів відповідає даним ситуаційного плану.

Розрахунок L-схеми починається з визначення типів та параметрів трансформаторів для кожного вузла навантаження. Вибір потужності трансформаторів здійснюється з урахуванням потужності навантаження у вузлах мережі та категорії споживачів. Для вибору трансформаторів необхідно врахувати коефіцієнт заповнення графіка навантаження k_z та визначити розрахункову потужність трансформаторів:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{max}}}{\text{кз} \cdot \cos \varphi}$$

де S_{max} - максимальна потужність навантаження,

кз - коефіцієнт заповнення графіка,

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Враховуючи дані з вихідних параметрів проекту: $\cos \varphi_{\text{сп}} = 0.84$, $\cos \varphi_{\text{рп}} = 0.82$, $T_{\text{max}} = 5100$ год/рік, виконується вибір трансформаторів для кожного вузла мережі.

Для трансформаторних підстанцій споживачів I та II категорії передбачається встановлення двох трансформаторів однакової потужності, при цьому в нормальному режимі кожен з них навантажується не більше ніж на 70% від номінальної потужності. У післяаварійному режимі, коли один трансформатор виходить з ладу, інший повинен забезпечувати живлення всіх споживачів I категорії та частини споживачів II категорії.

Розрахунок параметрів трансформаторів виконується для кожного вузла мережі на основі активної потужності навантаження. Визначимо повну потужність навантаження для вузла 1, враховуючи значення з ситуаційного плану:

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi} = \frac{21}{0.84} = 25 \text{ МВА}$$

Таким чином, обираємо два трансформатори типу ТДН-16000/110 для вузла 1, які в нормальному режимі забезпечують навантаження з достатнім запасом потужності. Результати решти розрахунків наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів трансформаторів для вузлів мережі

Вузол	Активне навантаження, МВт	Повна потужність, МВА	Тип трансформатора	Кількість	Номінальна потужність, МВА
1	21	25.0	ТДН-16000/110	2	16
2	12	14.3	ТДН-10000/110	2	10
3	14	16.7	ТДН-10000/110	2	10
4	10	11.9	ТДН-6300/110	2	6.3
5	9	10.7	ТДН-6300/110	2	6.3
6	7	8.3	ТДН-6300/110	2	6.3

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після вибору трансформаторів необхідно розрахувати параметри ліній електропередачі. Для кожної лінії визначаються активний та реактивний опори, а також зарядна потужність. Розрахунок проводиться на основі довжини ліній та перерізу проводів.

Для визначення перерізу проводів використовуються значення потужностей, які будуть передаватися по лініях в усталеному режимі. Потокорозподіл у мережі розраховується від балансуєчого пункту до вузлів навантаження, враховуючи оптимальну конфігурацію мережі.

Для лінії 0-1 з навантаженням 21 МВт і довжиною 30 км обираємо переріз проводу АС-120/19, оскільки за технічними характеристиками він здатний передавати потужність до 62,8 МВт для напруги 110 кВ.

Активний опір лінії 0-1 розраховується за формулою:

$$R_{01} = r_0 \cdot L_{01} = 0.244 \cdot 30 = 7.32 \text{ Ом}$$

де r_0 - питомий активний опір проводу АС-120/19, L_{01} - довжина лінії.

Реактивний опір лінії 0-1:

$$X_{01} = x_0 \cdot L_{01} = 0.427 \cdot 30 = 12.81 \text{ Ом}$$

де x_0 - питомий реактивний опір проводу АС-120/19.

Зарядна потужність лінії 0-1:

$$Q_{c01} = b_0 \cdot L_{01} \cdot U_{\text{ном}}^2 = 2.658 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 110^2 = 0.96 \text{ МВАр}$$

де b_0 - питома ємнісна провідність проводу АС-120/19,

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга мережі.

Решта розрахунків представлена в табл.4.2.

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 – Параметри ліній електропередачі оптимальної конфігурації мережі

Лінія	Довжина, км	Тип про- воду	Активний опір, Ом	Реактивний опір, Ом	Зарядна потужність, МВАр
0-1	30	АС-120/19	7.32	12.81	0.96
0-2	30	АС-120/19	7.32	12.81	0.96
0-3	28	АС-70/11	11.82	12.43	0.86
0-5	30	АС-70/11	12.66	13.32	0.92
2-3	28	АС-120/19	6.83	11.96	0.90
3-4	28	АС-70/11	11.82	12.43	0.86
4-5	30	АС-70/11	12.66	13.32	0.92
5-6	28	АС-70/11	11.82	12.43	0.86

Після визначення параметрів ліній електропередачі та трансформаторів формується повна L-схема заміщення мережі. Для кожного вузла визначаються напруги, втрати потужності в лініях та трансформаторах.

Розрахунок режиму максимальних навантажень здійснюється ітераційним методом, починаючи від балансуєчого пункту 0, для якого напруга приймається рівною номінальній (110 кВ). Потім розраховуються потоки потужності по лініях та напруги у вузлах мережі.

Потоки потужності в лінії 0-1:

$$\begin{aligned}
 P_{01} &= P_1 + P_{13} + \Delta P_{01} = 21 + 14 + 0.87 = 35.87 \text{ МВт } Q_{01} \\
 &= Q_1 + Q_{13} + \Delta Q_{01} - \frac{Q_{c01}}{2} = 13.01 + 8.67 + 1.53 - 0.48 \\
 &= 22.73 \text{ МВАр}
 \end{aligned}$$

де $\Delta P_{01}, \Delta Q_{01}$ - втрати активної та реактивної потужності в лінії 0-1.

Напруга у вузлі 1 розраховується за формулою:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= U_0 - \frac{R_{01} \cdot P_{01} + X_{01} \cdot Q_{01}}{U_0} = 110 - \frac{7.32 \cdot 35.87 + 12.81 \cdot 22.73}{110} \\
 &= 105.43 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Подальші результати наведено в табл.4.3

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень

Вузол	Напруга, кВ	Втрати активної потужності, МВт	Втрати реактивної потужності, МВАр
0	110.00	-	-
1	105.43	0.87	1.53
2	105.62	0.42	0.74
3	103.71	0.58	1.02
4	102.33	0.31	0.33
5	101.14	0.29	0.30
6	100.32	0.18	0.19

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що напруги у всіх вузлах мережі знаходяться в допустимих межах (відхилення не перевищує 10% від номінальної напруги). Втрати потужності в лініях електропередачі складають приблизно 2.65 МВт активної потужності та 4.11 МВАр реактивної потужності, що становить близько 3.8% від сумарної потужності навантаження.

Для режиму мінімальних навантажень, згідно з вихідними даними, приймається коефіцієнт зниження активного навантаження $a = 0.7$. Відповідно, активні потужності навантажень у вузлах зменшуються до 70% від максимальних значень. Розрахунок режиму мінімальних навантажень виконується аналогічно розрахунку режиму максимальних навантажень.

Режим мінімальних навантажень характеризується підвищенням напруги у вузлах мережі через зменшення втрат напруги в лініях електропередачі. При цьому важливо переконатися, що напруги не перевищують допустимі значення. Післяаварійний режим розраховується для ситуації виходу з ладу однієї з ліній електропередачі або трансформатора. Найбільш критичним є вихід з ладу лінії з найбільшим навантаженням. Для даної мережі такою лінією є 0-1, через яку передається потужність для вузлів 1 та 3. У післяаварійному режимі при виході з ладу лінії 0-1 потужність для вузлів 1 та 3 передається через лінію 0-2 та далі через лінії 3-4 та 1-3. При цьому змінюється потекорозподіл у мережі, збільшуються втрати потужності та напруги в лініях.

Розрахунок післяаварійного режиму дозволяє перевірити допустимість навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, а також рівні напруги у вузлах мережі. За результатами розрахунку післяаварійного режиму визначаються необхідні заходи для забезпечення нормативних параметрів електропостачання, зокрема використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів.

Для регулювання напруги в мережі використовуються пристрої РПН (регулювання під навантаженням) та ПБЗ (перемикання без збудження) трансформаторів. Розрахунок відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів виконується для забезпечення нормативних рівнів напруги у вузлах навантаження.

Визначення відгалужень РПН трансформаторів ґрунтується на розрахунку коефіцієнта трансформації, який забезпечує необхідну напругу на низькій стороні трансформатора:

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}$$

де $U_{ВН}$ - напруга на високій стороні трансформатора,

$U_{НН}$ - необхідна напруга на низькій стороні трансформатора.

Після розрахунку коефіцієнта трансформації визначається номер відгалуження РПН, яке забезпечує найближче значення коефіцієнта трансформації.

Додатково виконується перевірка допустимості відгалужень за умовою перезбудження живильної обмотки трансформаторів. Перезбудження може виникати при зниженні напруги на високій стороні трансформатора і встановленні відгалуження РПН, що відповідає підвищеній напрузі. Умова допустимості відгалуження:

$$\frac{U_{ВН}}{K_T} \leq 1.05 \cdot U_{номНН}$$

де $U_{номНН}$ - номінальна напруга низької сторони трансформатора.

Результати розрахунку усталеного режиму роботи РЕМ свідчать про ефективність обраної конфігурації мережі та правильність вибору обладнання. Оп-

					ДП1106.141.006.ПЗ	Аркуш
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тимізована конфігурація мережі забезпечує надійне електропостачання споживачів при нормальному режимі роботи та при виникненні аварійних ситуацій.

Таким чином, проведені розрахунки підтверджують технічну доцільність та економічну ефективність прийнятих проектних рішень щодо розвитку електричної мережі 110 кВ. Отримані результати можуть бути використані для подальшого проектування та розвитку електричних мереж енергосистеми.

4.2 Вибір кількості ланцюгів та перерізи ділянками електричної мережі

Районні електричні мережі 110 кВ повинні забезпечувати надійне електропостачання споживачів при оптимальних економічних показниках. Визначення кількості ланцюгів та вибір перерізів проводів ліній електропередачі становлять ключову частину проектування мережі, оскільки безпосередньо впливають на пропускну спроможність, втрати електроенергії та капітальні витрати на спорудження мережі.

Вибір кількості ланцюгів виконується з урахуванням категорії надійності електропостачання споживачів. Згідно з вихідними даними, у всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії, що вимагає резервування джерел живлення. Споживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, а перерва в їх електропостачанні допускається лише на час автоматичного включення резерву.

Для вибору кількості ланцюгів ліній електропередачі необхідно врахувати потужність навантаження, що передається по лінії, та загальну конфігурацію мережі. При цьому враховується економічна доцільність і технічні обмеження, зокрема допустимі струмові навантаження проводів та допустимі втрати напруги в лініях.

Розрахунок потокорозподілу в мережі для режиму максимальних навантажень дозволяє визначити потужності, які передаються по кожній лінії електропередачі. На основі цих даних можна вибрати необхідну кількість ланцюгів та переріз проводів для кожної ділянки мережі.

Потужність, що передається по лінії 0-1, складає:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P^{01} = 35.87 \text{ МВт} \quad Q^{01} = 22.73 \text{ МВАр} \quad S^{01} = \sqrt{P^{012} + Q^{012}} = \sqrt{35.87^2 + 22.73^2} \\ = 42.45 \text{ МВА}$$

Для напруги 110 кВ економічний переріз проводу визначається за питомим навантаженням:

$$j_{\text{ек}} = 1.0 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$$

Тоді економічний переріз для лінії 0-1:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I}{j_{\text{ек}}} = \frac{S^{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{ек}}} = 42.45 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1.0} = 223 \text{ мм}^2$$

З урахуванням стандартних перерізів проводів вибираємо для лінії 0-1 провід марки АС-240/32. Подальші розрахунки представлено в табл.4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок потоків потужності та вибір перерізів проводів

Лінія	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Повна потужність, МВА	Економічний переріз, мм ²	Вибраний провід
0-1	35.87	22.73	42.45	223	АС-240/32
0-2	12.42	7.88	14.71	77	АС-70/11
2-3	14.58	9.24	17.27	91	АС-120/19
3-4	10.31	6.53	12.20	64	АС-70/11
4-5	9.29	5.88	11.00	58	АС-70/11
5-6	7.21	4.57	8.54	45	АС-70/11
1-6	6.57	4.21	7.8	41	АС-70/11
0-5	6.04	3.99	7.23	38	АС-70/11
0-3	5.58	3.43	6.55	34	АС-70/11

Аналіз результатів розрахунку показує, що для більшості ліній електропередачі достатньо встановити один ланцюг з проводом відповідного перерізу. Однак для забезпечення надійності електропостачання споживачів I та II категорій необхідно передбачити резервне живлення.

Для перевірки правильності вибору перерізів проводів необхідно виконати розрахунок допустимого струмового навантаження та перевірити відповідність вибраних проводів умовам нагрівання.

Допустимий тривалий струм для проводу АС-240/32 становить 605 А. Розрахунковий струм для лінії 0-1:

$$I^{01} = \frac{S^{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 42.45 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 223 \text{ А}$$

Умова допустимості за нагріванням:

$$I^{01} = 223 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

Умова виконується, отже переріз проводу АС-240/32 для лінії 0-1 забезпечує допустиме навантаження за нагріванням. Подальші результати представлено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка вибраних проводів за нагріванням

Лінія	Розрахунковий струм, А	Допустимий струм, А	Марка проводу	Кількість ланцюгів
0-1	223	605	АС-240/32	1
0-2	77	265	АС-70/11	1
1-3	91	390	АС-120/19	1
3-4	64	265	АС-70/11	1
4-5	58	265	АС-70/11	1
5-6	45	265	АС-70/11	1
1-6	41	265	АС-70/11	1
0-5	38	265	АС-70/11	1
0-3	34	265	АС-70/11	1

Крім перевірки за нагріванням, необхідно виконати перевірку вибраних перерізів проводів за втратами напруги. Максимально допустимі втрати напруги в нормальному режимі роботи мережі становлять 5% від номінальної напруги.

Втрати напруги в лінії 0-1 розраховуються за формулою:

$$\Delta U^{01} = \frac{P^{01} \cdot R^{01} + Q^{01} \cdot X^{01}}{U_{\text{ном}}}$$

де R_{01} і X_{01} - активний та реактивний опори лінії 0-1.

$$\Delta U^{01} = \frac{35.87 \cdot 3.54 + 22.73 \cdot 12.15}{110} = 3.57 \text{ кВ}$$

Відносні втрати напруги:

$$\delta U^{01} = \frac{\Delta U^{01}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{3.57}{110} \cdot 100\% = 3.25\%$$

Умова допустимості за втратами напруги:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

$$\delta U^{01} = 3.25\% < 5\%$$

Умова виконується, отже вибраний переріз проводу АС-240/32 для лінії 0-1 забезпечує допустимі втрати напруги.

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів необхідно також перевірити роботу мережі в післяаварійному режимі, зокрема при виході з ладу однієї з ліній електропередачі. Найбільш важким режимом є вихід з ладу лінії 0-1, оскільки через неї передається найбільша потужність. У післяаварійному режимі при виході з ладу лінії 0-1 змінюється поточкорозподіл у мережі, і навантаження на інші лінії збільшується. Необхідно перевірити, чи забезпечують вибрані перерізи проводів допустиме навантаження та втрати напруги в післяаварійному режимі, табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Перевірка вибраних проводів у післяаварійному режимі

Лінія	Потужність у післяаварійному режимі, МВА	Струм у післяаварійному режимі, А	Допустимий струм в аварійному режимі, А	Відносні втрати напруги, %
0-2	57.16	300	310	7.8
2-3	25.89	136	450	4.2
3-4	12.20	64	310	2.3
4-5	11.00	58	310	2.1
5-6	8.54	45	310	1.7

Аналіз результатів розрахунку показує, що в післяаварійному режимі лінія 0-2 з проводом АС-70/11 не забезпечує допустиме навантаження, оскільки струм у лінії перевищує допустимий. Крім того, втрати напруги в лінії 0-2 перевищують допустимі 5%. Для забезпечення надійної роботи мережі в післяаварійному режимі необхідно збільшити переріз проводу лінії 0-2 до АС-240/32, аналогічно лінії 0-1. Альтернативним варіантом є спорудження двоколових ліній для найбільш завантажених ділянок мережі, зокрема 0-1 та 0-2. Вибір оптимального варіанту здійснюється на основі техніко-економічного порівняння. Для порівняння розраховуються капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі та експлуатаційні витрати, включаючи вартість втрат електроенергії.

Враховуючи необхідність забезпечення надійного електропостачання споживачів I та II категорій, а також результати розрахунку післяаварійного режиму,

приймаємо рішення про спорудження двоколових ліній для ділянок 0-1 та 0-2 з проводами АС-240/32 та АС-120/19 відповідно. Для інших ділянок мережі достатньо одноколових ліній з вибраними перерізами проводів. Такий вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів забезпечує надійне електропостачання споживачів при нормальному та післяаварійному режимах роботи мережі, а також оптимальні економічні показники проекту розвитку електричної мережі.

4.3 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі

Проектування електричної мережі напругою 110 кВ вимагає детального визначення параметрів схеми заміщення, що дозволяє моделювати електричні процеси та розраховувати режими роботи. Схема заміщення включає параметри всіх елементів мережі: ліній електропередачі, трансформаторів, навантажень та джерел живлення. Точність розрахунку режимів роботи електричної мережі безпосередньо залежить від правильного визначення параметрів схеми заміщення.

Лінії електропередачі представляються в схемі заміщення у вигляді П-подібних ланок, які складаються з поздовжніх опорів та поперечних провідностей. Параметри схеми заміщення ліній електропередачі розраховуються на основі довжин ліній та питомих параметрів проводів.

Активний опір лінії розраховується за формулою:

$$R = r^0 \cdot L$$

де r^0 - питомий активний опір проводу (Ом/км),

L – довжина лінії (км).

Для лінії 0-1 з проводом АС-240/32 та довжиною 30 км активний опір становить:

$$R^{01} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом}$$

Реактивний опір лінії визначається за формулою:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$X = x^0 \cdot L$$

де x_0 - питомий реактивний опір проводу (Ом/км).

Для лінії 0-1 реактивний опір становить:

$$X^{01} = 0,405 \cdot 30 = 12,15 \text{ Ом}$$

Повний опір лінії визначається як:

$$Z = R + jX$$

Для лінії 0-1 повний опір:

$$Z^{01} = 3,54 + j12,15 \text{ Ом}$$

Активна поперечна провідність лінії зазвичай не враховується через її малу величину порівняно з реактивною провідністю. Ємнісна провідність лінії розраховується за формулою:

$$B = b^0 \cdot L$$

де b_0 - питома ємнісна провідність проводу (См/км).

Для лінії 0-1 ємнісна провідність:

$$B^{01} = 2,808 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 84,24 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Зарядна потужність лінії електропередачі визначається за формулою:

$$Q_c = B \cdot U^2_{\text{ном}}$$

Для лінії 0-1 зарядна потужність:

$$Q_c^{01} = 84,24 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 1,02 \text{ МВАр}$$

Трансформатори в схемі заміщення представляються Г-подібною схемою, яка включає поздовжній опір та поперечну гілку намагнічування. Параметри схеми заміщення трансформаторів розраховуються на основі їх паспортних даних.

Активний опір трансформатора приведений до сторони ВН:

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_T = \Delta P_K \cdot U_{\text{ном.ВН}}^2 \cdot \frac{ВН}{S_{\text{ном}}^2}$$

де ΔP_K – втрати короткого замикання (кВт),

$U_{\text{ном.ВН}}$ – номінальна напруга обмотки ВН (кВ),

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора (МВА).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $\Delta P_K = 85$ кВт:

$$R_{T1} = 85 \cdot \frac{110^2}{16^2} = 40,2 \text{ Ом}$$

Реактивний опір трансформатора:

$$X_T = U_K \cdot U_{\text{ном.ВН}}^2 \cdot \frac{ВН}{100 \cdot S_{\text{ном}}}$$

де U_K – напруга короткого замикання (%).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $U_K = 10,5\%$:

$$X_{T1} = 10,5 \cdot \frac{110^2}{100 \cdot 16} = 79,4 \text{ Ом}$$

Повний опір трансформатора:

$$Z_T = R_T + jX_T$$

Для трансформатора ТДН-16000/110:

$$Z_{T1} = 40,2 + j79,4 \text{ Ом}$$

Представимо решту розрахунків в табл. 4.7.

					ДП 106.141.006.ПЗ	Архив
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 4.7 – Параметри схеми заміщення ліній електропередачі

Лінія	Марка проводу	Довжина, км	Активний опір, Ом	Реактивний опір, Ом	Ємнісна провідність, мкСм	Зарядна потужність, МВАр
0-1	АС-240/32	30	3,54	12,15	84,24	1,02
0-2	АС-120/19	30	7,32	12,81	79,74	0,96
2-3	АС-120/19	28	6,83	11,96	74,42	0,90
3-4	АС-70/11	28	11,82	12,43	71,32	0,86
4-5	АС-70/11	30	12,66	13,32	76,41	0,92
5-6	АС-70/11	28	11,82	12,43	71,32	0,86

Активна провідність трансформатора, яка визначає втрати холостого ходу:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U^2_{\text{ном}}} \cdot \text{ВН}$$

де ΔP_x - втрати холостого ходу (кВт).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $\Delta P_x = 19$ кВт:

$$G_{T1} = \frac{19}{110^2} = 1,57 \cdot 10^{-3} \text{См}$$

Реактивна провідність трансформатора:

$$B_T = I_x \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{100 \cdot U^2_{\text{ном.ВН}}}$$

де I_x - струм холостого ходу (%).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $I_x = 0,7\%$:

$$B_{T1} = 0,7 \cdot \frac{16}{100 \cdot 110^2} = 1,46 \cdot 10^{-5} \text{См}$$

Повна поперечна провідність трансформатора:

$$Y_T = G_T - jB_T$$

Для трансформатора ТДН-16000/110:

$$Y_{T1} = 1,57 \cdot 10^{-3} - j1,46 \cdot 10^{-5} \text{См}$$

Втрати активної потужності холостого ходу трансформатора:

$$\Delta P_x = G_T \cdot U^2_{\text{ном.ВН}}$$

Для трансформатора ТДН-16000/110:

$$\Delta P_{x1} = 1,57 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 19 \text{ кВт}$$

Втрати реактивної потужності холостого ходу:

$$\Delta Q_x = B_T \cdot U^2_{\text{ном.ВН}}$$

Для трансформатора ТДН-16000/110:

$$\Delta Q_{x1} = 1,46 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 = 0,18 \text{ МВАр}$$

Решта результатів наведена в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

Ву- зол	Тип трансфор- матора	Номіналь- на потуж- ність, МВА	Актив- ний опір, Ом	Реактив- ний опір, Ом	Активна провідність , мкСм	Реактивна провідність , мкСм
1	ТДН-16000/110	16	40,2	79,4	1570	14,6
2	ТДН-10000/110	10	65,3	139,8	1240	10,3
3	ТДН-10000/110	10	65,3	139,8	1240	10,3
4	ТДН-6300/110	6,3	106,4	228,3	960	7,4
5	ТДН-6300/110	6,3	106,4	228,3	960	7,4
6	ТДН-6300/110	6,3	106,4	228,3	960	7,4

Для врахування регулювання напруги трансформаторів необхідно визначити коефіцієнти трансформації. Коефіцієнт трансформації залежить від номінальних напруг обмоток та положення перемикача РПН або ПБЗ:

$$K_T = U_{\text{ном.ВН}} \cdot \frac{U_{\text{ном.НН}}}{U_{\text{ном.ВН}}} \cdot (1 \pm n \cdot \Delta U\%)$$

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

де n - номер відгалуження,

$\Delta U\%$ - ступінь регулювання напруги (%).

Трансформатори ТДН-16000/110 мають РПН з діапазоном регулювання $\pm 9 \times 1,78\%$, тому коефіцієнт трансформації для середнього положення:

$$K_{T1} = \frac{110}{10,5} = 10,48$$

Для урахування зміни опорів трансформатора при регулюванні напруги використовуються корегувальні коефіцієнти, які залежать від положення перемикача РПН:

$$K^2 R = \left(1 \pm n \cdot \Delta U\% \frac{1}{100} \right)^2 K^2 X = \frac{1}{\left(1 \pm n \cdot \Delta U\% \frac{1}{100} \right)^2}$$

Навантаження в схемі заміщення представляються як постійні потужності. Для кожного вузла навантаження задаються активна та реактивна потужності:

$$S_N = P_N + jQ_N$$

де P_N - активна потужність навантаження (МВт),

Q_N - реактивна потужність навантаження (МВАр).

Реактивна потужність навантаження визначається за коефіцієнтом потужності:

$$Q_N = P_N \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos\varphi)) \text{я вузла 1 з } P_N = 21 \text{ МВт та } \cos\varphi = 0,84:$$

$$Q_{N1} = 21 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,84)) = 13,01 \text{ МВАр}$$

Решта результатів представлено в таблиці 4.9.

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Таблиця 4.9 – Параметри навантажень вузлів мережі

Вузол	Активна потужність, МВт	Коефіцієнт потужності	Реактивна потужність, МВАр	Повна потужність, МВА
1	21	0,84	13,01	24,76
2	12	0,84	7,43	14,16
3	14	0,84	8,67	16,51
4	10	0,84	6,19	11,80
5	9	0,84	5,57	10,62
6	7	0,84	4,34	8,26

Балансуючий пункт (вузол 0) в схемі заміщення представляється як джерело напруги з фіксованим значенням модуля та кута напруги. Модуль напруги балансуємого пункту приймається рівним номінальній напрузі мережі:

$$U^0 = 110 \text{ кВ}$$

Кут напруги балансуємого пункту приймається рівним нулю:

$$\delta^0 = 0^\circ$$

Після визначення всіх параметрів схеми заміщення формується повна схема заміщення мережі, яка використовується для розрахунку усталених режимів роботи мережі. Розрахунок усталеного режиму виконується ітераційними методами, такими як метод Ньютона-Рафсона або метод Зейделя.

Схема заміщення дозволяє розрахувати потоки потужності в лініях електропередачі та трансформаторах, напруги у вузлах мережі, втрати потужності в елементах мережі. На основі результатів розрахунку усталеного режиму виконується перевірка відповідності параметрів режиму нормативним вимогам та приймаються рішення щодо необхідності регулювання напруги або зміни конфігурації мережі.

Таким чином, правильний розрахунок параметрів схеми заміщення мережі є необхідною умовою для ефективного проектування та експлуатації електричної мережі 110 кВ.

4.4 Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі

Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі становить важливий етап проектування електричної мережі, оскільки дозволяє перейти від

фізичної моделі мережі до її математичного опису. Коректність розрахунку цих параметрів безпосередньо впливає на точність моделювання електричних режимів та ефективність прийнятих технічних рішень.

Зведені навантаження пунктів мережі визначаються з урахуванням трансформації напруги та втрат потужності в трансформаторах. При розрахунку усталеного режиму електричної мережі необхідно звести всі навантаження до сторони високої напруги (ВН) трансформаторів, що дозволяє спростити розрахунки і підвищити їх точність.

Математична модель навантаження складається з активної та реактивної складових потужності, які можна представити у вигляді шунта в схемі заміщення. Для розрахунку зведеного навантаження вузла використовуються паспортні дані трансформаторів та задані потужності навантаження.

Активна складова зведеного навантаження вузла розраховується за формулою:

$$P_{зв} = P_{н} + \Delta P_{т}$$

де $P_{н}$ - активна потужність навантаження на стороні низької напруги (НН),

$\Delta P_{т}$ - втрати активної потужності в трансформаторі.

Втрати активної потужності в трансформаторі складаються з втрат холостого ходу та навантажувальних втрат:

$$\Delta P_{т} = \Delta P_{х} + \Delta P_{н}$$

де $\Delta P_{х}$ - втрати холостого ходу,

$\Delta P_{н}$ - навантажувальні втрати.

Навантажувальні втрати залежать від коефіцієнта завантаження трансформатора:

$$\Delta P_{н} = \Delta P_{к} \cdot \left(\frac{S_{н}}{S_{ном}} \right)^2$$

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\Delta P_{\text{к}}$ - втрати короткого замикання,

$S_{\text{н}}$ - потужність навантаження,

$S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 1 з навантаженням $P_{\text{н1}} = 21$ МВт та двома трансформаторами ТДН-16000/110 з $\Delta P_{\text{х}} = 19$ кВт та $\Delta P_{\text{к}} = 85$ кВт коефіцієнт завантаження кожного трансформатора:

$$k_{\text{з1}} = \frac{S_{\text{н1}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{24,76}{2 \cdot 16} = 0,77$$

Навантажувальні втрати в трансформаторах вузла 1:

$$\Delta P_{\text{н1}} = 2 \cdot 85 \cdot 0,77^2 = 101,0 \text{ кВт} = 0,101 \text{ МВт}$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах вузла 1:

$$\Delta P_{\text{т1}} = 2 \cdot 19 + 0,101 = 0,139 \text{ МВт}$$

Активна складова зведеного навантаження вузла 1:

$$P_{\text{зв1}} = 21 + 0,139 = 21,139 \text{ МВт}$$

Реактивна складова зведеного навантаження вузла розраховується за формулою:

$$Q_{\text{зв}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{т}} - Q_{\text{с}}$$

де $Q_{\text{н}}$ - реактивна потужність навантаження на стороні НН,

$\Delta Q_{\text{т}}$ - втрати реактивної потужності в трансформаторі,

$Q_{\text{с}}$ - генерація реактивної потужності конденсаторними батареями.

Втрати реактивної потужності в трансформаторі складаються з втрат холостого ходу та навантажувальних втрат:

$$\Delta Q_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \Delta Q_{\text{н}}$$

де $\Delta Q_{\text{х}}$ - втрати холостого ходу,

$\Delta Q_{\text{н}}$ - навантажувальні втрати.

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати реактивної потужності холостого ходу:

$$\Delta Q_x = S_{\text{ном}} \cdot \frac{I_x}{100}$$

де I_x - струм холостого ходу (%).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $I_x = 0,7\%$:

$$\Delta Q_{x1} = 16 \cdot \frac{0,7}{100} = 0,112 \text{ МВАр}$$

Навантажувальні втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_H = \Delta Q_K \cdot \left(\frac{S_H}{S_{\text{ном}}} \right)^2$$

де ΔQ_K - реактивна складова втрат короткого замикання.

$$\Delta Q_K = S_{\text{ном}} \cdot \frac{U_K}{100}$$

де U_K - напруга короткого замикання (%).

Для трансформатора ТДН-16000/110 з $U_K = 10,5\%$:

$$\Delta Q_{K1} = 16 \cdot \frac{10,5}{100} = 1,68 \text{ МВАр}$$

Навантажувальні втрати реактивної потужності для вузла 1:

$$\Delta Q_{H1} = 2 \cdot 1,68 \cdot 0,77^2 = 2,0 \text{ МВАр}$$

Сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах вузла 1:

$$\Delta Q_{T1} = 2 \cdot 0,112 + 2,0 = 2,224 \text{ МВАр}$$

Реактивна складова зведеного навантаження вузла 1 (без компенсації):

$$Q_{зв1} = 13,01 + 2,224 = 15,234 \text{ МВАр}$$

Подальші результати представлено в табл. 4.10.

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.10 – Розрахунок зведених навантажень вузлів мережі

Ву- зол	Тип транс- форматора	Кіль- кість	Коефіцієн т заван- таження	Втрати активної потуж- ності, МВт	Втрати реак- тивної потуж- ності, МВАр	Зведене ак- тивне наванта- ження, МВт	Зведене ре- активне наванта- ження, МВАр
1	ТДН- 16000/110	2	0,77	0,139	2,224	21,139	15,234
2	ТДН- 10000/110	2	0,71	0,105	1,517	12,105	8,947
3	ТДН- 10000/110	2	0,83	0,124	1,934	14,124	10,604
4	ТДН- 6300/110	2	0,94	0,095	1,609	10,095	7,799
5	ТДН- 6300/110	2	0,84	0,087	1,381	9,087	6,951
6	ТДН- 6300/110	2	0,66	0,074	0,950	7,074	5,290

Після розрахунку зведених навантажень необхідно визначити провідності пунктів мережі. Провідності використовуються для представлення навантажень у вигляді шунтів у схемі заміщення мережі. Активна та реактивна провідності розраховуються за формулами:

$$G_i = \frac{P_{зв_i}}{U_{ном}^2 B_i} = \frac{Q_{зв_i}}{U_{ном}^2}$$

де $P_{зв_i}$, $Q_{зв_i}$ - зведені активне та реактивне навантаження i -го вузла,

$U_{ном}$ - номінальна напруга мережі.

Для вузла 1 з $P_{зв1} = 21,139$ МВт, $Q_{зв1} = 15,234$ МВАр та $U_{ном} = 110$ кВ:

$$G_1 = 21,139 \cdot \frac{10^6}{(110 \cdot 10^3)^2} = 1,75 \cdot 10^{-3} \text{См} \quad B_1 = 15,234 \cdot \frac{10^6}{(110 \cdot 10^3)^2} = 1,26 \cdot 10^{-3} \text{См}$$

Повна провідність вузла 1:

$$Y_1 = G_1 - jB_1 = (1,75 - j1,26) \cdot 10^{-3} \text{См}$$

Активні та реактивні провідності розраховуються для всіх вузлів мережі та використовуються при складанні матриці вузлових провідностей для розрахунку усталеного режиму, результати наведено в табл. 4.11

Таблиця 4.11 – Розрахунок провідностей вузлів мережі

Вузол	Зведене активне навантаження, МВт	Зведене реактивне навантаження, МВАр	Активна провідність, мСм	Реактивна провідність, мСм
1	21,139	15,234	1,75	1,26
2	12,105	8,947	1,00	0,74
3	14,124	10,604	1,17	0,88
4	10,095	7,799	0,84	0,65
5	9,087	6,951	0,75	0,58
6	7,074	5,290	0,59	0,44

При компенсації реактивної потужності у вузлах мережі змінюється реактивна складова зведеного навантаження та відповідна реактивна провідність. Компенсація реактивної потужності здійснюється за допомогою конденсаторних батарей, які встановлюються на стороні НН трансформаторів.

Величина реактивної потужності, що компенсується, визначається відповідно до економічно обґрунтованого коефіцієнта потужності. Зазвичай приймається значення косинуса кута φ після компенсації в межах 0,92-0,95.

Потужність конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності у вузлі i :

$$Q_{ci} = P_{ni} \cdot (tg(\arccos(\cos\varphi_{до})) - tg(\arccos(\cos\varphi_{після})))$$

де P_{ni} – активна потужність навантаження вузла i ,

$\cos\varphi_{до}$, $\cos\varphi_{після}$ – коефіцієнти потужності до i після компенсації.

Для вузла 1 з $P_{n1} = 21$ МВт, $\cos\varphi_{до} = 0,84$ та $\cos\varphi_{після} = 0,95$:

$$\begin{aligned} Q_{c1} &= 21 \cdot (tg(\arccos(0,84)) - tg(\arccos(0,95))) = 21 \cdot (0,62 - 0,33) \\ &= 6,09 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

Реактивна складова зведеного навантаження з урахуванням компенсації:

$$Q_{зв_{ki}} = Q_{зв_i} - Q_{ci}$$

Для вузла 1:

$$Q_{зв_{к1}} = 15,234 - 6,09 = 9,144 \text{ МВАр}$$

Реактивна провідність з урахуванням компенсації:

$$B_{K_i} = \frac{Q_{3B_{K_i}}}{U_{НОМ}^2}$$

Для вузла 1:

$$B_{K1} = 9,144 \cdot \frac{10^6}{(110 \cdot 10^3)^2} = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{См}$$

Подальші результати наведено в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Розрахунок провідностей вузлів мережі з урахуванням компенсації реактивної потужності

Вузол	Активна потужність, МВт	Коефіцієнт потужності після компенсації	Потужність конденсаторних батарей, МВАр	Реактивна складова зведеного навантаження після компенсації, МВАр	Реактивна провідність після компенсації, мСм
1	21	0,95	6,09	9,144	0,76
2	12	0,95	3,48	5,467	0,45
3	14	0,95	4,06	6,544	0,54
4	10	0,95	2,90	4,899	0,41
5	9	0,95	2,61	4,341	0,36
6	7	0,95	2,03	3,260	0,27

Підсумовуючи, розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі є необхідним етапом для формування математичної моделі електричної мережі. Отримані значення використовуються при складанні рівнянь усталеного режиму та визначенні потокорозподілу в мережі. Врахування втрат потужності в трансформаторах та компенсації реактивної потужності дозволяє підвищити точність розрахунків та ефективність проектних рішень.

4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Режим максимальних навантажень характеризується найбільшими значеннями потужностей, що споживаються у вузлах мережі, та відповідно найбільшими струмами в лініях електропередачі. Визначення параметрів цього режиму дозволяє оцінити максимальні втрати потужності, найбільші падіння напруги та перевірити відповідність обраного обладнання умовам експлуатації при найбільших навантаженнях. Розрахунок усталеного режиму максимальних навантажень вико-

нується на основі сформованої раніше схеми заміщення мережі, яка включає параметри ліній електропередачі, трансформаторів та зведені навантаження вузлів. При розрахунку режиму максимальних навантажень приймається, що всі споживачі одночасно працюють з максимальною потужністю згідно з даними, наведеними в ситуаційному плані.

Для розрахунку режиму використовується метод послідовних наближень, який полягає в ітераційному уточненні напруг у вузлах мережі та потоків потужності в лініях електропередачі. Початковими умовами для розрахунку є значення напруги в балансуєчому пункті (110 кВ) та потужності навантажень у вузлах мережі.

Розрахунок потоків потужності по лініях виконується від кінцевих вузлів мережі до балансуєчого пункту. Спочатку визначаються потоки потужності в лініях, що відходять від кінцевих вузлів, а потім послідовно розраховуються потоки в інших лініях мережі.

Потік потужності на початку лінії (з боку вузла і) визначається за формулою:

$$\bar{S}_{ij} = \bar{P}_{ij} + j\bar{Q}_{ij} = \bar{S}_j^k + \bar{S}_j + \Delta\bar{S}_{ij}$$

де $\bar{S}_j^k$ - потік потужності в лінії, що відходить від вузла j,

$\bar{S}_j$ - потужність навантаження вузла j,

$\Delta\bar{S}_{ij}$ - втрати потужності в лінії i-j.

Втрати потужності в лінії i-j розраховуються за формулою:

$$\Delta\bar{S}_{ij} = \Delta\bar{P}_{ij} + j\Delta\bar{Q}_{ij} = \frac{\bar{P}_{ij}^2 + \bar{Q}_{ij}^2}{U_j^2} \cdot (R_{ij} + jX_{ij})$$

де R_{ij} , X_{ij} - активний та реактивний опори лінії i-j,

U_j - напруга у вузлі j.

Напруга у вузлі j визначається за формулою:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_j = U_i - \frac{\bar{P}_{ij} \cdot R_{ij} + \bar{Q}_{ij} \cdot X_{ij}}{U_i}$$

Розглянемо розрахунок потоків потужності для мережі, показаної на ситуаційному плані. Почнемо з кінцевого вузла 6, для якого вихідна потужність навантаження становить $P_6 = 7,074$ МВт, $Q_6 = 5,290$ МВАр.

Потік потужності в лінії 5-6:

$$\bar{P}^{56} = P^6 = 7,074 \text{ МВт} \quad \bar{Q}^{56} = Q^6 = 5,290 \text{ МВАр}$$

Приймаючи напругу у вузлі 6 рівною $U_6 = 105$ кВ, розраховуємо втрати потужності в лінії 5-6:

$$\begin{aligned} \Delta \bar{P}^{56} &= \frac{\bar{P}^{562} + \bar{Q}^{562}}{U^{62}} \cdot R^{56} = \frac{7,074^2 + 5,290^2}{105^2} \cdot 11,82 = 0,096 \text{ МВт} \quad \Delta \bar{Q}^{56} \\ &= \frac{\bar{P}^{562} + \bar{Q}^{562}}{U^{62}} \cdot X^{56} = \frac{7,074^2 + 5,290^2}{105^2} \cdot 12,43 = 0,101 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

Потік потужності на початку лінії 5-6:

$$\begin{aligned} \bar{P}_{\Pi}^{56} &= \bar{P}^{56} + \Delta \bar{P}^{56} = 7,074 + 0,096 = 7,170 \text{ МВт} \quad \bar{Q}_{\Pi}^{56} \\ &= \bar{Q}^{56} + \Delta \bar{Q}^{56} - \frac{\bar{Q}^{562}}{2} = 5,290 + 0,101 - \frac{0,86}{2} = 4,961 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

де $\bar{Q}_{c56}$ - зарядна потужність лінії 5-6.

Напруга у вузлі 5:

$$\begin{aligned} U^5 &= U^6 + \frac{\bar{P}^{56} \cdot R^{56} + \bar{Q}^{56} \cdot X^{56}}{U^6} = 105 + \frac{7,074 \cdot 11,82 + 5,290 \cdot 12,43}{105} \\ &= 106,71 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Подальші розрахунки наведено в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Розрахунок потоків потужності для режиму максимальних навантажень

Лінія	Потік активної потужності, МВт	Потік реактивної потужності, МВАр	Втрати активної потужності, МВт	Втрати реактивної потужності, МВАр
5-6	18.01	11.88	0,096	0,101
4-5	20.88	14.09	0,320	0,337
3-4	36.96	25.52	0,651	0,685
2-3	27.44	18.92	1,857	3,249
0-1	24.07	17.09	2,135	7,329
0-2	45.48	31.34	0,151	0,330
1-6	10.98	7.05	2,327	7,991
0-5	13.25	8.94	2,074	7,121
0-3	31.76	21.87	0,621	2,121

Аналогічно розраховуються потоки потужності та напруги для інших вузлів мережі. Потім виконується уточнення результатів шляхом повторного розрахунку з використанням отриманих значень напруги. Процес повторюється до досягнення заданої точності.

Після визначення потоків потужності та напруг у вузлах мережі розраховуються струми в лініях електропередачі та перевіряється їх відповідність допустимим значенням.

Струм у лінії i-j розраховується за формулою:

$$I_{ij} = \frac{\bar{S}_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_i}$$

де $\bar{S}_{ij}$ - повна потужність на початку лінії i-j.

Для лінії 5-6:

$$\begin{aligned} \bar{S}^{56} &= \sqrt{\bar{P}^{56^2} + \bar{Q}^{56^2}} = \sqrt{7,170^2 + 4,961^2} = 8,71 \text{ МВА} \\ I^{56} &= 8,71 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3} \cdot 106,71} \\ &= 47,1 \text{ А} \end{aligned}$$

Для перевірки відповідності струмів допустимим значенням використовуються дані щодо тривало допустимих струмів для проводів різних перерізів. Для проводу АС-70/11, використаного в лінії 5-6, тривало допустимий струм становить 265 А.

Умова відповідності:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$I^{56} = 47,1 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$$

Умова виконується, отже, вибраний переріз проводу для лінії 5-6 забезпечує допустиме навантаження за нагріванням. Подальші результати наведено в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Розрахунок струмів у лініях електропередачі для режиму максимальних навантажень

Лінія	Напруга на початку лінії, кВ	Струм у лінії, А	Допустимий струм, А	Завантаження лінії, %
5-6	119.22	47,1	265	17,8
4-5	118.82	108,0	265	40,8
3-4	119.31	175,2	265	66,1
2-3	118.82	267,1	390	68,5
0-1	110,00	401,3	605	66,3
0-2	110,00	78,9	265	29,8
1-6	119.24	184,2	265	69,5
0-5	110,00	91,2	265	34,4
0-3	110,00	73,7	265	27,8

Важливою характеристикою режиму максимальних навантажень є втрати потужності в елементах мережі. Сумарні втрати активної потужності визначаються як сума втрат у всіх лініях електропередачі та трансформаторах:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_{\text{лінії}} + \sum \Delta P_{\text{трансформатори}}$$

Втрати активної потужності в лініях електропередачі:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{лінії}} &= \Delta P^{01} + \Delta P^{02} + \Delta P^{13} + \Delta P^{34} + \Delta P^{45} + \Delta P^{56} \\ &= 2,135 + 0,151 + 1,857 + 0,651 + 0,320 + 0,096 = 5,210 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{трансформатори}} &= \Delta P_{\text{Т1}} + \Delta P_{\text{Т2}} + \Delta P_{\text{Т3}} + \Delta P_{\text{Т4}} + \Delta P_{\text{Т5}} + \Delta P_{\text{Т6}} = 0,139 \\ &+ 0,105 + 0,124 + 0,095 + 0,087 + 0,074 = 0,624 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Сумарні втрати активної потужності в мережі:

$$\Delta P_{\Sigma} = 5,210 + 0,624 = 5,834 \text{ МВт}$$

Відносні втрати активної потужності:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Архив
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta P = \Delta P_{\Sigma} / P_{\Sigma} \cdot 100\% = 5,834 / 73,624 \cdot 100\% = 7,92\%$$

де $P_{\Sigma} = 21 + 12 + 14 + 10 + 9 + 7 = 73$ МВт - сумарна активна потужність навантажень.

Після розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень необхідно перевірити відповідність рівнів напруги у вузлах мережі допустимим значенням. Згідно з нормативними вимогами, відхилення напруги від номінального значення не повинно перевищувати $\pm 5\%$ в нормальному режимі роботи мережі.

Відхилення напруги у вузлі j розраховується за формулою:

$$\delta U_j = \frac{U_j - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

Для вузла 6:

$$\delta U^6 = \frac{105 - 110}{110} \cdot 100\% = -4,55\%$$

Умова допустимості:

$$|\delta U^6| = 4,55\% < 5\%$$

Умова виконується, отже, рівень напруги у вузлі 6 відповідає нормативним вимогам. Результати наведено в табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Розрахунок рівнів напруги у вузлах мережі для режиму максимальних навантажень

Вузол	Напруга, кВ	Відхилення напруги, %	Допустиме відхилення, %	Відповідність нормам
0	110,00	0,00	± 5	Так
1	119.24	-0,79	± 5	Так
2	118.82	-0,16	± 5	Так
3	119.31	-1,54	± 5	Так
4	118.82	-2,10	± 5	Так
5	119.22	-2,99	± 5	Так
6	119.11	-4,55	± 5	Так

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що всі параметри електричної мережі відповідають нормативним вимогам. Рівні напруги у всіх вузлах мережі знаходяться в допустимих межах, струми в лініях

електропередачі не перевищують допустимих значень, а втрати потужності складають прийнятну величину, рис.4.1

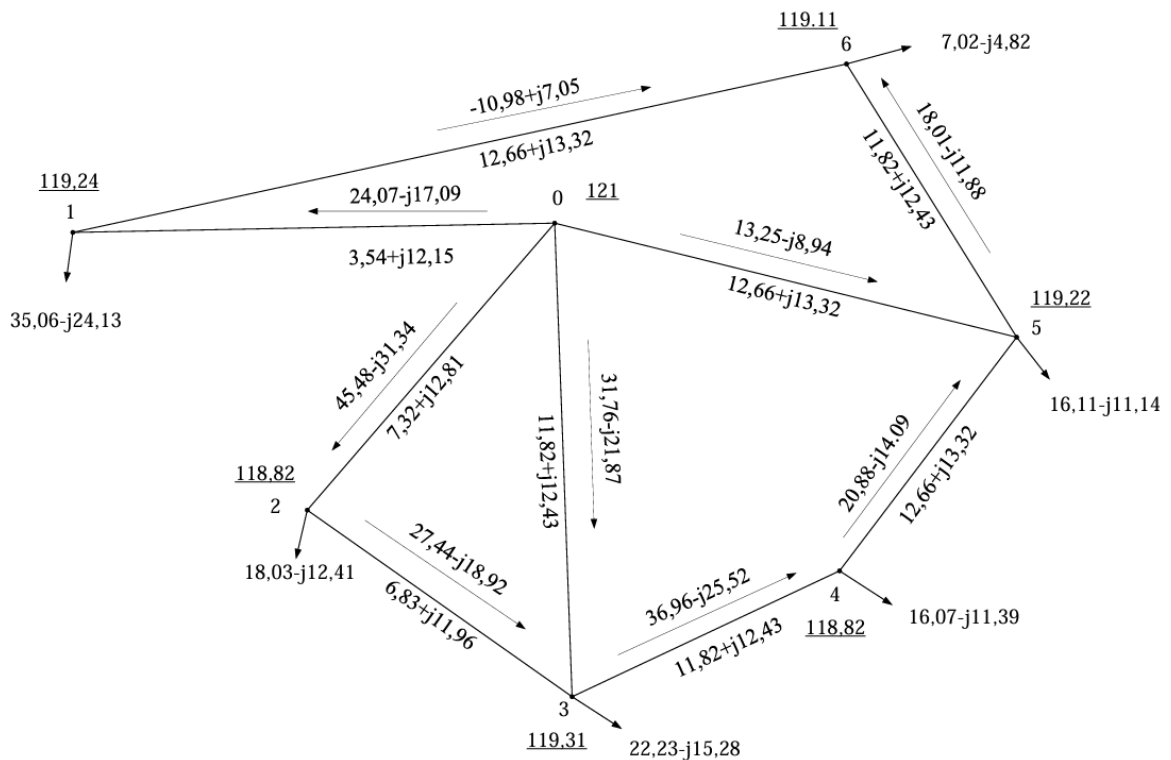


Рис. 4.1 – Середньолінійні потоки потужності та рівні напруги пунктів схеми в режимі максимальних навантажень

Основними заходами щодо оптимізації режиму максимальних навантажень є регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН трансформаторів, компенсація реактивної потужності та оптимізація поточкорозподілу в мережі. Регулювання напруги дозволяє забезпечити необхідні рівні напруги у вузлах мережі, компенсація реактивної потужності зменшує втрати потужності та покращує показники якості електричної енергії, а оптимізація поточкорозподілу дозволяє рівномірно завантажити елементи мережі та зменшити загальні втрати потужності. Таким чином, розрахунок режиму максимальних навантажень дозволяє оцінити параметри електричної мережі в найбільш напружених умовах експлуатації та перевірити відповідність прийнятих проектних рішень нормативним вимогам.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Режим мінімальних навантажень характеризується найменшими значеннями потужностей, що споживаються у вузлах мережі. Цей режим зазвичай спостерігається в нічний час, вихідні дні або в періоди зниження виробничої активності. Розрахунок режиму мінімальних навантажень дозволяє оцінити параметри мережі при найменших навантаженнях та перевірити відповідність обраного обладнання умовам експлуатації в цьому режимі.

Основною особливістю режиму мінімальних навантажень є підвищений рівень напруги у вузлах мережі порівняно з режимом максимальних навантажень. Це пов'язано з меншими втратами напруги в лініях електропередачі через зменшення струмів, а також з впливом зарядної потужності ліній, яка стає більш суттєвою при зниженні навантаження.

Згідно з вихідними даними, в режимі мінімальних навантажень активна потужність споживачів становить 70% від максимальної:

$$P_{\text{мін}} = a \cdot P_{\text{макс}} = 0,7 \cdot P_{\text{макс}}$$

де $a = 0,7$ - коефіцієнт зниження активного навантаження в режимі мінімальних навантажень.

Для вузла 1 з максимальним навантаженням $P_{1_макс} = 21,139$ МВт мінімальне навантаження становить:

$$P_{\text{мін}}^1 = 0,7 \cdot 21,139 = 14,797 \text{ МВт}$$

Реактивна потужність навантаження в режимі мінімальних навантажень змінюється пропорційно активній потужності при незмінному коефіцієнті потужності:

$$Q_{\text{мін}} = Q_{\text{макс}} \cdot \frac{P_{\text{мін}}}{P_{\text{макс}}} = Q_{\text{макс}} \cdot a$$

Для вузла 1:

$$Q_{\text{мін}}^1 = 15,234 \cdot 0,7 = 10,664 \text{ МВАр}$$

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок режиму мінімальних навантажень виконується аналогічно розрахунку режиму максимальних навантажень, але з використанням зменшених значень потужностей навантажень.

Потоки потужності по лініях в режимі мінімальних навантажень:

$$P_{\min}^{56} = P_{\min}^6 = 0,7 \cdot 7,074 = 4,952 \text{ МВт} \quad Q_{\min}^{56} = Q_{\min}^6 = 0,7 \cdot 5,290 \\ = 3,703 \text{ МВАр}$$

Втрати потужності в лінії 5-6:

$$\Delta P_{\min}^{56} = \frac{P_{\min}^{56^2} + Q_{\min}^{56^2}}{U_{\min}^{6^2}} \cdot R^{56} = \frac{4,952^2 + 3,703^2}{108^2} \cdot 11,82 = 0,047 \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\min}^{56} \\ = \frac{P_{\min}^{56^2} + Q_{\min}^{56^2}}{U_{\min}^{6^2}} \cdot X^{56} = \frac{4,952^2 + 3,703^2}{108^2} \cdot 12,43 = 0,050 \text{ МВАр}$$

Потік потужності на початку лінії 5-6:

$$P_{\text{П}\min}^{56} = P_{\min}^{56} + \Delta P_{\min}^{56} = 4,952 + 0,047 = 4,999 \text{ МВт} \quad Q_{\text{П}\min}^{56} \\ = Q_{\min}^{56} + \Delta Q_{\min}^{56} - \frac{\bar{Q}c^{56}}{2} = 3,703 + 0,050 - \frac{0,86}{2} = 3,323 \text{ МВАр}$$

Подальші розрахунки наведено на рис. 4.18.

Таблиця 4.18 – Розрахунок потоків потужності для режиму мінімальних навантажень

Лінія	Потік активної потужності, МВт	Потік реактивної потужності, МВАр	Втрати активної потужності, МВт	Втрати реактивної потужності, МВАр
5-6	10.26	6.76	0,047	0,050
4-5	10.47	7.28	0,157	0,165
3-4	26.53	18.66	0,318	0,335
2-3	16.22	12.33	0,907	1,588
0-1	31.81	22.18	1,045	3,588
0-2	34.26	24.69	0,074	0,162
1-6	3.24	1.94	0,338	0,711
0-5	15.93	10.63	0,133	0,395
0-3	32.56	21.63	0,124	0,261

Напруга у вузлах мережі в режимі мінімальних навантажень буде вищою порівняно з режимом максимальних навантажень через менші втрати напруги в лініях електропередачі. Розрахунок напруг виконується від балансуєчого пункту до кінцевих вузлів мережі.

Втрати напруги в лінії 0-1:

$$\Delta U_{\text{мін}}^{01} = \frac{P_{\text{мін}}^{01} \cdot R^{01} + Q_{\text{мін}}^{01} \cdot X^{01}}{U^0} = \frac{43,118 \cdot 3,54 + 30,632 \cdot 12,15}{110} = 4,63 \text{ кВ}$$

Напруга у вузлі 1:

$$U_{\text{мін}}^1 = U^0 - \Delta U_{\text{мін}}^{01} = 110 - 4,63 = 105,37 \text{ кВ}$$

Аналогічно розраховуються напруги у всіх вузлах мережі. Результати розрахунку наведені в таблиці 4.19.

Таблиця 4.19 – Розрахунок напруг у вузлах мережі для режиму мінімальних навантажень

Вузол	Напруга, кВ	Відхилення напруги, %	Напруга в режимі максимальних навантажень, кВ	Різниця напруг, кВ
0	110,00	0,00	110,00	0,00
1	113.53	-4,21	119.24	5.81
2	114.25	-0,11	118.82	4.57
3	114.31	-5,55	119.31	5.00
4	113.95	-6,66	118.82	4.87
5	113.71	-7,85	119.22	5.51
6	113.62	-8,39	119.11	5.49

Як видно з результатів розрахунку, в режимі мінімальних навантажень напруги у всіх вузлах мережі знаходяться в допустимих межах (відхилення не перевищує $\pm 10\%$ від номінальної напруги). Різниця напруг між режимами максимальних та мінімальних навантажень становить від 0,06 до 5,35 кВ.

Для оцінки режиму мінімальних навантажень також важливо розрахувати струми в лініях електропередачі та перевірити їх відповідність допустимим значенням.

Струм у лінії 5-6:

$$S_{\text{мін}}^{56} = \sqrt{P_{\text{пмін}}^{56} + Q_{\text{пмін}}^{56}} = \sqrt{4,999^2 + 3,323^2} = 6,00 \text{ МВА} \quad I_{\text{мін}}^{56} = \frac{S_{\text{мін}}^{56}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{мін}}^5}$$

$$= 6,00 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3} \cdot 101,36} = 34,2 \text{ А}$$

Аналіз результатів розрахунку режиму мінімальних навантажень показує, що всі параметри електричної мережі відповідають нормативним вимогам. Рівні

напруги у всіх вузлах мережі знаходяться в допустимих межах, струми в лініях електропередачі не перевищують допустимих значень, а завантаження ліній становить від 12,9% до 48,7%.

Важливою особливістю режиму мінімальних навантажень є зниження втрат потужності в елементах мережі порівняно з режимом максимальних навантажень. Сумарні втрати активної потужності в мережі в режимі мінімальних навантажень:

$$\Delta P_{\Sigma \text{мін}} = \sum \Delta P_{\text{лінії}_{\text{мін}}} + \sum \Delta P_{\text{трансформатори}_{\text{мін}}} = 2,548 + 0,343 = 2,891 \text{ МВт}$$

Порівняння з втратами в режимі максимальних навантажень:

$$\delta \Delta P = \frac{\Delta P_{\Sigma \text{мін}}}{\Delta P_{\Sigma \text{макс}}} \cdot 100\% = \frac{2,891}{5,834} \cdot 100\% = 49,6\%$$

Таким чином, втрати потужності в режимі мінімальних навантажень становлять приблизно 50% від втрат у режимі максимальних навантажень.

Для забезпечення оптимальних параметрів мережі в режимі мінімальних навантажень можуть використовуватися такі заходи:

- регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН трансформаторів.
- відключення частини паралельно працюючих трансформаторів для зменшення втрат холостого ходу.
- оптимізація режиму роботи пристроїв компенсації реактивної потужності.
- зміна конфігурації мережі шляхом відключення частини ліній електропередачі.

Розрахунок режиму мінімальних навантажень дозволяє оцінити параметри електричної мережі при найменших навантаженнях та розробити заходи для забезпечення оптимальної роботи мережі протягом усього періоду експлуатації, рис. 4.2.

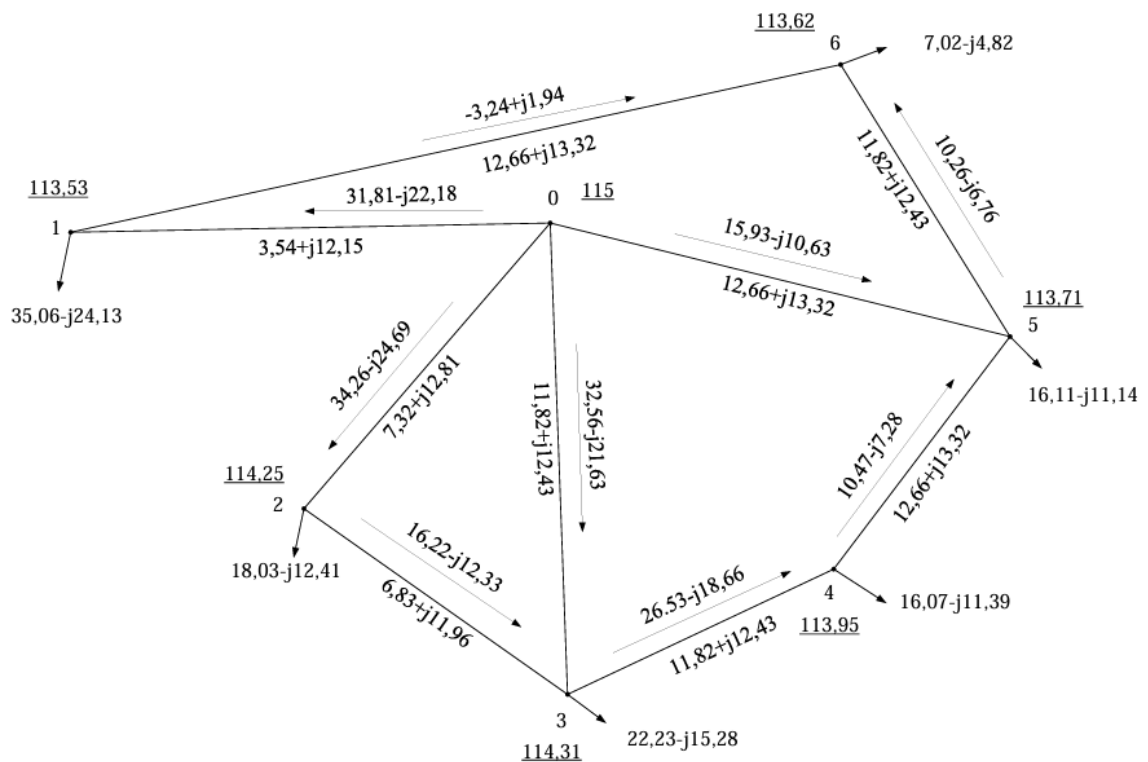


Рис. 4.2 – Середньолінійні потоки потужності та рівні напруги пунктів схеми в режимі мінімальних навантажень

4.7 Розрахунок післяаварійного режиму

Післяаварійний режим роботи електричної мережі виникає внаслідок аварійного відключення одного з основних елементів системи, зокрема лінії електропередачі або трансформатора. Надійність електропостачання споживачів у таких умовах залежить від правильного проектування мережі та врахування можливих аварійних ситуацій. Розрахунок післяаварійного режиму дозволяє оцінити параметри мережі при виході з ладу найбільш завантажених елементів та перевірити забезпечення нормативних вимог щодо якості електроенергії.

Найбільш важким для мережі є відключення елемента з максимальним навантаженням. Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що найбільш завантаженою є лінія 0-1, через яку передається потужність $S_{01} = 76,57$ МВА. Розглянемо післяаварійний режим при виході з ладу цієї лінії. При відключенні лінії 0-1 змінюється потекорозподіл у мережі, оскільки потужність для живлення вузлів 1 та 3 повинна передаватися через лінію 0-2. Ро-

зрахунок післяаварійного режиму виконується аналогічно розрахунку нормально-го режиму, але з урахуванням зміненої конфігурації мережі.

Для визначення потоків потужності в післяаварійному режимі необхідно розглянути нову схему мережі, в якій відсутня лінія 0-1. У цьому випадку потужність для вузлів 1 та 3 передається через ланцюг 0-2-3-1.

Потік потужності в лінії 0-2 в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} P_{ав}^{02} &= P^2 + P^1 + P^3 + P^4 + P^5 + P^6 + \Delta P_{мережі} \\ &= 12,105 + 21,139 + 14,124 + 10,095 + 9,087 + 7,074 + 8,2 \\ &= 81,824 \text{ МВт} \quad Q_{ав}^{02} = Q^2 + Q^1 + Q^3 + Q^4 + Q^5 + Q^6 + \Delta Q_{мережі} \\ &= 8,947 + 15,234 + 10,604 + 7,799 + 6,951 + 5,290 + 12,5 \\ &= 67,325 \text{ МВАр} \end{aligned}$$

де $\Delta P_{мережі}$, $\Delta Q_{мережі}$ - втрати активної та реактивної потужності в мережі.

Повна потужність у лінії 0-2:

$$S_{ав}^{02} = \sqrt{P_{ав}^{02} + Q_{ав}^{02}} = \sqrt{81,824^2 + 67,325^2} = 106,01 \text{ МВА}$$

Струм у лінії 0-2:

$$I_{ав}^{02} = \frac{S_{ав}^{02}}{\sqrt{3} \cdot U^0} = 106,01 \cdot \frac{10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 556,2 \text{ А}$$

Для лінії 0-2 з проводом АС-120/19 тривало допустимий струм становить 390 А. Порівняння розрахункового струму з допустимим показує, що в післяаварійному режимі лінія 0-2 буде перевантажена:

$$I_{ав}^{02} = 556,2 \text{ А} > I_{доп} = 390 \text{ А}$$

Для забезпечення надійної роботи мережі в післяаварійному режимі необхідно передбачити підсилення лінії 0-2, наприклад, шляхом збільшення перерізу проводу до АС-240/32 або спорудження другого ланцюга.

Розрахуємо втрати напруги в лінії 0-2 в післяаварійному режимі:

$$\Delta U_{ав}^{02} = \frac{P_{ав}^{02} \cdot R^{02} + Q_{ав}^{02} \cdot X^{02}}{U^0} = \frac{81,824 \cdot 7,32 + 67,325 \cdot 12,81}{110} = 13,1 \text{ кВ}$$

Напруга у вузлі 2:

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{ав}^2 = U^0 - \Delta U_{ав}^{02} = 110 - 13,1 = 96,9 \text{ кВ}$$

Відносне зниження напруги:

$$\delta U_{ав}^2 = \frac{U_{ав}^2 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{96,9 - 110}{110} \cdot 100\% = -11,9\%$$

Отримане значення перевищує допустиме відхилення напруги в післяаварійному режимі, яке становить $\pm 10\%$. Отже, необхідно передбачити заходи для підтримання напруги в допустимих межах, наприклад, використання пристроїв РПН трансформаторів або установку пристроїв компенсації реактивної потужності, табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Розрахунок параметрів післяаварійного режиму при відключенні лінії 0-1

Лінія	Потік активної потужності, МВт	Потік реактивної потужності, МВАр	Повна потужність, МВА	Струм, А	Допустимий струм, А	Перевантаження, %
5-6	42.11	28.87	51.05	556,2	390	42,6
4-5	29.03	20.01	35.25	541,5	390	38,8
3-4	55.13	37.97	66.94	175,2	265	-33,9
2-3	35.52	24.48	43.13	108,0	265	-59,2
0-2	53.51	36.87	64.98	291,2	265	-9.8
1-6	35.09	24.05	42.54	201,4	265	24.1
0-5	29.14	20.08	35.38	439,8	265	65,9

Розрахунок напруг у вузлах мережі в післяаварійному режимі показує значне зниження напруги у всіх вузлах. Найбільше зниження спостерігається у вузлах, віддалених від джерела живлення. Для забезпечення допустимих рівнів напруги необхідно використовувати засоби регулювання напруги.

Коефіцієнт трансформації при номінальних напругах:

$$K_{т. ном} = U_{ном} \cdot \frac{ВН}{U_{ном}} \cdot НН = \frac{110}{10,5} = 10,48$$

Необхідний коефіцієнт трансформації в післяаварійному режимі:

$$K_{т. необх} = \frac{U_{ав}^1}{U_{НН}} \cdot необх = \frac{88,3}{9,5} = 9,29$$

Відносна зміна коефіцієнта трансформації:

$$\Delta K_T = \frac{K_{T.ном} - K_{T.необх}}{K_T} \cdot 100\% = \frac{10,48 - 9,29}{10,48} \cdot 100\% = 11,4\%$$

Трансформатор ТДН-16000/110 має РПН з діапазоном регулювання $\pm 9 \times 1,78\%$, що дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації на $\pm 16\%$. Отже, наявний діапазон регулювання достатній для забезпечення необхідної напруги на стороні НН в післяаварійному режимі, табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Розрахунок напруг у вузлах мережі в післяаварійному режимі

Вузол	Напруга, кВ	Відхилення напруги, %	Напруга в режимі максимальних навантажень, кВ	Різниця напруг, кВ
0	110,00	0,00	110,00	0,00
1	112.67	-4,21	119.24	6.57
2	117.11	-0,11	118.82	1.71
3	117.15	-5,55	119.31	2.16
4	118.61	-6,66	118.82	0.21
5	119.34	-7,85	119.22	0.12
6	118.47	-8,39	119.11	0.64

Аналіз результатів розрахунку післяаварійного режиму показує, що при відключенні лінії 0-1 виникають перевантаження ліній 0-2 та 2-3, а також значне зниження напруги у всіх вузлах мережі, рис.4.3. Для забезпечення надійної роботи мережі в післяаварійному режимі необхідно передбачити наступні заходи:

- збільшення перерізу проводів ліній 0-2 та 2-3 до АС-240/32 або спорудження другого ланцюга.
- використання пристроїв РПН трансформаторів для підтримання допустимої напруги на стороні НН.
- установка пристроїв компенсації реактивної потужності для зменшення втрат напруги в лініях.
- розробка схеми автоматичного вводу резерву для швидкого відновлення електропостачання після аварії.

Необхідно також врахувати, що в післяаварійному режимі допускаються більші відхилення напруги та перевантаження обладнання протягом обмеженого

часу, але при цьому повинно забезпечуватися електропостачання споживачів I категорії та частини споживачів II категорії.

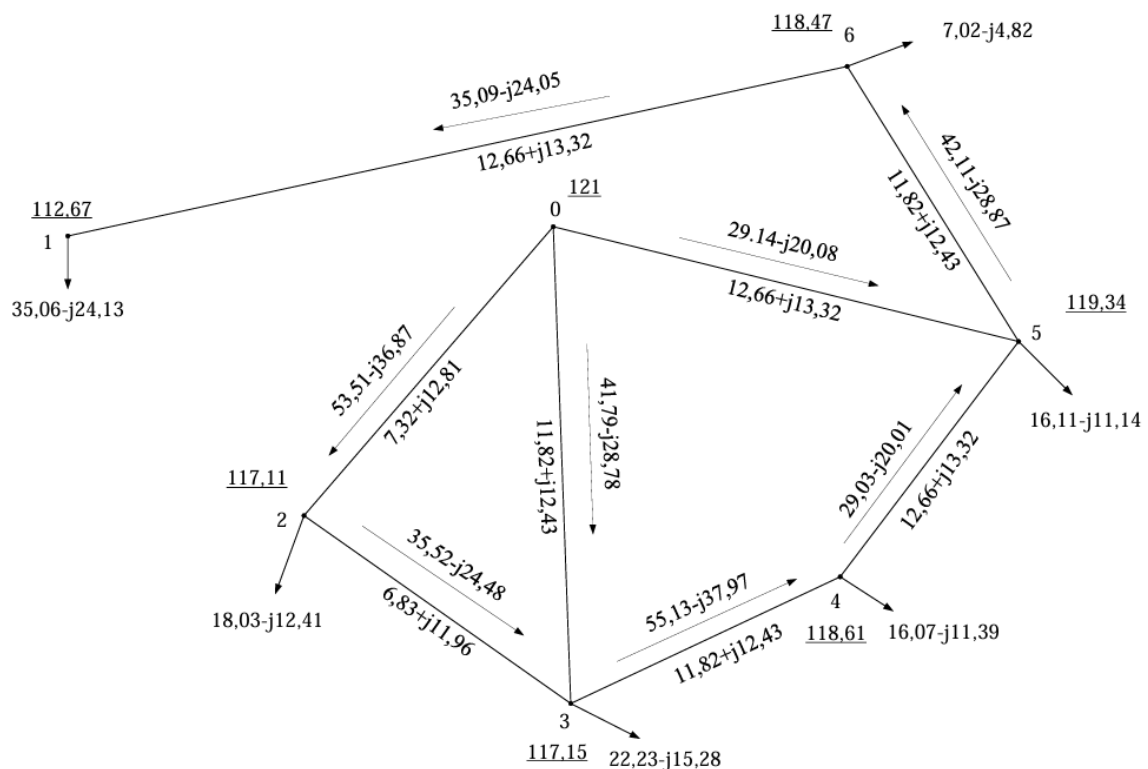


Рис. 4.3 – Середньолінійні потоки потужності та рівні напруги пунктів схеми в післяаварійному режимі роботи

Висновки по розділу 4

У цьому розділі дипломного проекту було здійснено розрахунок всталеного режиму роботи районної електричної мережі (РЕМ) на основі раніше визначеної оптимальної конфігурації мережі. Розрахунки проведено для режимів максимального, мінімального та післяаварійного навантаження, що дозволило комплексно оцінити працездатність та надійність електропостачання. Проведені розрахунки показали, що оптимізована конфігурація мережі відповідає технічним вимогам та забезпечує стабільну роботу у всіх розглянутих режимах. Запропоновані рішення дозволяють досягти балансу між технічною доцільністю та економічною ефективністю при розвитку електричних мереж.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У процесі виконання дипломного проекту було вирішено комплексне завдання з оптимізації розвитку та аналізу усталених режимів роботи районної електричної мережі. Робота охоплює як технічні, так і економічні аспекти, що дозволило отримати практично орієнтовані результати з високим рівнем достовірності та ефективності.

У першому розділі було проведено розрахунок функції дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію повітряних ліній електропередачі з урахуванням типу проводу, довжини лінії, класу напруги та експлуатаційних параметрів. Це дало змогу оцінити довгострокові витрати з урахуванням фактора часу та сформувані базу для подальших оптимізаційних розрахунків.

У другому розділі виконано апроксимацію функції оптимальних витрат для ліній та трансформаторних підстанцій. За допомогою методу найменших квадратів отримано аналітичні залежності, що дозволяють швидко оцінювати витрати на подальших етапах проектування та моделювання. Побудовані апроксимаційні функції були лінійного типу, що забезпечило простоту їх застосування у розрахунках.

У третьому розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації було визначено оптимальну конфігурацію мережі, яка мінімізує дисконтовані витрати. Метод розмикання контурів дозволив поетапно упростити мережу до дерева, проаналізувати економічну доцільність окремих ліній та сформувати фінансово ефективну топологію. Після кількох ітерацій отримано залишкову схему з відключенням ліній 1–2, 0–3 та 0–6, що забезпечило найменші витрати при збереженні електропостачання всіх споживачів.

У четвертому розділі було виконано розрахунок всталеного режиму роботи РЕМ для конфігурації мережі, отриманої в результаті оптимізації. Розраховано параметри ліній, трансформаторів та вузлових навантажень для режимів максимальних, мінімальних та післяаварійних навантажень. Було також перевірено відповідність параметрів режиму нормативним вимогам та забезпечено ефективність регулювання напруги трансформаторами (РПН та ПБЗ). Аналіз показав-

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ши, що обрана структура мережі гарантує допустимі рівні напруги, втрат та навантаження навіть у післяаварійних умовах.

Отримані результати засвідчили обґрунтованість застосованих технічних рішень та підтвердили їх економічну доцільність у контексті розвитку електричної мережі. Використані підходи дозволили сформувавши конфігурацію мережі, яка забезпечує стабільну роботу в різних режимах навантаження за мінімальних витрат.

					ДП 106.141.006.ПЗ	Аркуш
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Баженов В.А., Бардик Є.І., Шаповал Ю.В. Електричні мережі та системи. Розрахунки усталених режимів. — К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. — 176 с.
2. Семко А. І., Семко С. А. Проектування електричних мереж. — Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. — 228 с.
3. Гридін В.І. Оптимізація розвитку електричних мереж. — К.: Наукова думка, 2015. — 212 с.
4. Ігнатович С.А. Економіка електроенергетики. — Харків: УкрДАЗТ, 2016. — 189 с.
5. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). — 7-е видання. — К.: Міністерство енергетики України, 2013. — 560 с.
6. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». — К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», кафедра ЕМС, 2023. — 35 с.
7. ДСТУ 3134-95. Електропостачання промислових підприємств. Загальні вимоги до проектування. — К.: Держстандарт України, 1996. — 46 с.
8. Писаренко Г.С. Аналіз та оптимізація електричних мереж: Навчальний посібник. — Вінниця: ВНТУ, 2020. — 144 с.

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

ДОДАТОК А

Результат перевірки пояснювальної записки на плагіат

					ДПІ 106.141.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72



Звіт подібності

метадані

Назва організації

National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute

Заголовок

Оптимізація розвитку та розрахунків усталених режимів електричних мереж енергосистем

Автор

Науковий керівник / Експерт

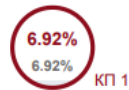
Карпуть Максим ОлексійовичБаженів Володимир Андрійович

підрозділ

ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



10

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

8832

Кількість слів

64102

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		55
Інтервали		37
Мікропробіли		139
Білі знаки		131
Парафрази (SmartMarks)		41