

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК
«__» _____ 2021_р.

Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Оптимізація розвитку електричної мережі 110 кВ, розрахунок
усталених режимів»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-71

Шинкар Владислав Андрійович

Керівник: доцент, кандидат технічних наук, Баженов В.А.. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____ асистент, Паненко О.М. _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент доцент, кандидат технічних наук, Пушкар М.В. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

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

Студент _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж і систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

Освітньо-професійна програма “Електричні системи і мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Шинкарю Владиславу Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Оптимізація розвитку електричної мережі 110 кВ, розрахунок
усталених режимів»,

керівник проєкту Баженов Володимир Андрійович, доцент, кандидат
технічних наук

затверджені наказом по університету від «21» травня 2021 р. № 1246-с.

2. Термін подання студентом проєкту – 09 червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проєкту: план району з відповідним масштабом, надлишкова
схема РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити):

1. Функція дисконтованих витрат.

2. Апроксимація функції дисконтованих витрат.

3. Оптимальна конфігурація РЕМ.

4. Розрахунок усталених режимів роботи РЕМ.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Метод упорядкованого виключення гілок.

5.2. Принципова схема РЕМ та розрахунок режимів роботи.

5.3 Функція дисконтованих витрат.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання одержав
	Паненко О.М.		

7. Дата видачі завдання 12 травня 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	12.04-20.04	
2	Визначення функції дисконтованих витрат	21.04-24.04	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат методом найменших квадратів	25.04-27.04	
4	Метод упорядкованого виключення гілок	28.04-30.04	
5	Визначення оптимальної конфігурації мережі 110 кВ	1.05-4.05	
6	Розрахунок L та Z схем оптимальної конфігурації мережі 110 кВ	4.05-9.05	
7	Розрахунок усталених режимів РЕМ 110 кВ	10.05-14.05	
8	Оформлення пояснювальної записки	15.05-31.05	
9	Оформлення технічних креслень	1.06-8.06	

Студент

(підпис)

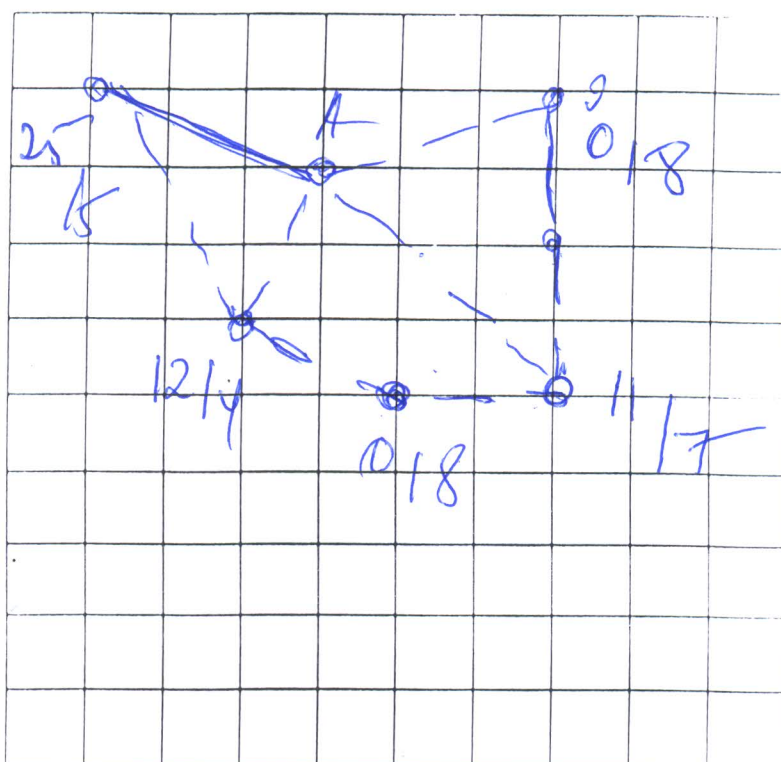
Шинкар В.А.

Керівник проєкту

(підпис)

В.А. Баженов

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

\$ 29,9

- 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.
- $\cos \varphi_{en} = 0,85$, $\cos \varphi_{nn} = 0,81$, $T_{max} = 5200$ [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 $\alpha = 62$ (%). р-н I - II.
- $M_{гран} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

- 1 На ситуаційному плані дробки означають активні навантаження чисельник - навантаження на стороні С.Н.; знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
- 2 Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести-ричних триконтурних схем мережі.

Завдання
виконане

Дата _____

Підпис викладача _____

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Оптимізація розвитку електричної мережі 110 кВ, розрахунок
усталених режимів»

Київ – 2021 року

Відомість дипломного проекту

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт (разом з додатком)	4	
2	A4	ДП.7118.141.02.015.ПЗ	Пояснювальна записка	60	
3	A1	ДП.7118.141.01.015.ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
4	A1	ДП.7118.141.02.015.ТК	Принципова та розрахункова схеми, поточкорозподіл усталених режимів	1	
5	A1	ДП.7118.141.03.015.ТК	Побудова і апроксимація функції дисконтованих витрат	1	

Зміст

Перелік скорочень.....	4
Вступ	7
Розділ 1 Розрахунок функції дисконтованих витрат.....	8
Розділ 2 Апроксимація функції оптимальних витрат у лінії й трансформаторній підстанції мережі	13
Розділ 3 Метод поконтурної оптимізації	16
Розділ 4 Розрахунок усталеного режиму роботи РЕМ	25
4.2 Розрахунок L-схеми мережі.....	26
4.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів ділянками електричної мережі	28
4.4 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі.....	36
4.5 Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі	38
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень	40
4.7 Розрахунок післяаварійного режиму	47
4.8 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	52
4.9 Розрахунок відгалужень ПБЗ та РПН	56
Висновки	59
Перелік посилань	60
ДОДАТОК А Результат перевірки на плагіат.....	61

					ДП.7118.141.015.ПЗ							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимізація розвитку електричної мережі 110 кВ, розрахунок усталених режимів				Літ.	Арк.	Акрушіє	
Розроб.		Шинкар В.А.									3	59
Перевір.		Баженов В.А.							НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-71			
Н. Контр.		Панєнко О.М.										
Затверд.		Кирик В.В.										

Перелік скорочень

ПБЗ – перемикання без збудження

ПЛ – повітряна лінія

РПН – регулювання під навантаженням

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Анотація

Дипломний проєкт: 60 сторінок, 21 рисунок, 36 таблиць та 2 бібліографічних посилання на джерела інформації.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЕЛЕКТРИЧНИЙ РЕЖИМ, ОПТИМІЗАЦІЯ.

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки, виконаної на 60 аркушах формату А4, та графічної частини, що складається із трьох аркушів креслень формату А1. До пояснювальної записки входить 36 таблиць, 21 рисунок та 2 бібліографічних посилань на джерела інформації.

У дипломному проєкті була побудована та апроксимована до лінійного вигляду функція дисконтованих витрат для ліній мережі 110 кВ, що вже існують та що проектуються. За допомогою методу поконтурної оптимізації була визначена оптимальна конфігурація мережі. Для вихідної замкненої мережі були обрані тип, потужність та кількість трансформаторів, визначені перерізи проводів, розраховані параметри режиму для режимів максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму. Для післяаварійного режиму та режиму максимальних навантажень були розраховані відгалуження РПН та ПБЗ трансформаторів, а також була виконана перевірка допустимості відгалужень за умовою перезбудження живильної обмотки трансформаторів.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

The annotation

Diploma project: 60 pages, 21 figures, 36 tables and 2 bibliographic references to sources of information.

DISTRICT ELECTRIC NETWORK, ELECTRIC TRANSMISSION LINE,
POWER TRANSFORMER, ELECTRICAL MODE, OPTIMISATION

The diploma project consists of an explanatory note made on 60 sheets of A4 format and a graphic part consisting of three sheets of drawings in A1 format. The explanatory note includes 36 tables, 21 figures and 2 bibliographic references to sources of information.

In the diploma project the function of discounted costs for 110 kV network lines, which already exist and are being designed, was built and approximated to a linear form. The optimal network configuration was determined using the contour optimization method. For the output closed network, the type, power and number of transformers were selected, wire cross-sections were determined, mode parameters were calculated for the modes of maximum and minimum loads, as well as for the post-emergency mode. Branches of on-load tap-changers and switching without excitation of transformers were calculated for the post-emergency mode and the mode of maximum loads, and also the admissibility of branches under the condition of overexcitation of the supply winding of transformers was checked.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вступ

Розвиток електроенергетичного комплексу України напряму пов'язаний не тільки з новими методами генерації електроенергії, або енергозберігаючих технологій, а ще й з оптимальними варіантами передачі електроенергії на відстань. Як відомо, чим більший опір від місця генерації до споживача та струм в лінії електропередачі, тим більші будуть втрати, що зумовлює необхідність пошуку оптимальної конфігурації мережі з метою зменшення сумарних втрат електроенергії, підвищення якості режимних параметрів та показників, таких як рівні напруги у пунктах споживача та сумарні втрати електроенергії в електричній мережі.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 1 Розрахунок функції дисконтованих витрат

Витрати на лінію електропередачі можуть бути представлені у вигляді:

$$Z_v = l \cdot Z_{vo}, \quad (9)$$

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

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

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 110 кВ із наступними параметрами (таблиця 1).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для складання функції дисконтованих витрат на спорудження й експлуатацію лінії 110 кВ

Середня експлуатаційна напруга, U_n , кВ	110
Число годин максимальних втрат, τ , год	3633
Середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги, $\cos \varphi$	0,8
Питома вартість втрат електроенергії, Z_{ε} , 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

Таблиця 1.2 - Вартість спорудження повітряних ліній 110 кВ, тис. грн/км (за курсом долару 1 дол. =29.9 грн)

Опори	Район по ожеледі	Проводи сталевалюмінієві перетином, мм ²		
		70/11	120/19	240/32
Сталеві одностійкові вільностоячі	II	1884	2063	2392

Таблиця 1.3 - Економічні інтервали потужності для проводів ПЛ – 110 кВ

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	40,8	62,7	68,5

Таблиця 1.4 - Розрахункові дані ПЛ - 110 кВ зі сталевалюмінієвими проводами (на 1 км)

Номинальний перетин проводу, мм ²	r_0 , Ом, при +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
240/32	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 :

$$Z_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot Z_{\text{э}} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{0^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 1884 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\varphi} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 1899 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\varphi} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{10^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 1927 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\varphi} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{20^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 2057 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\varphi} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{30^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 2274 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$3_{70/11} = K_{70/11} + \frac{1}{E_H} \cdot \left(\frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi} \right) \cdot r_{70/11} \cdot 3_{\varphi} \cdot \tau =$$

$$1884 + \frac{1}{0,1} \cdot \left(\frac{40^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \right) \cdot 0,422 \cdot 0,274 \cdot 3633 = 2578 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Сталеалюмінієві провoda перетином 70/11мм ²						
Потужність, МВт	0	6	10	20	30	40
Дисконтні затрати, тис.грн/км	1884	1899	1927	2057	2274	2578
Сталеалюмінієві провoda перетином 120/19 мм ²						
Потужність, МВт	0	16	28	40	50	62
Дисконтні затрати, тис.грн/км	2063	2127	226	2465	269	3028
Сталеалюмінієві провoda перетином 240/32 мм ²						
Потужність, МВт	0	18	30	44	56	68
Дисконтні затрати, тис.грн/км	2392	2431	2501	2627	2773	2953

Згідно з отриманими даними побудуємо графік, функції $Z=F(P)$, для кожного з розглянутих перетинів.

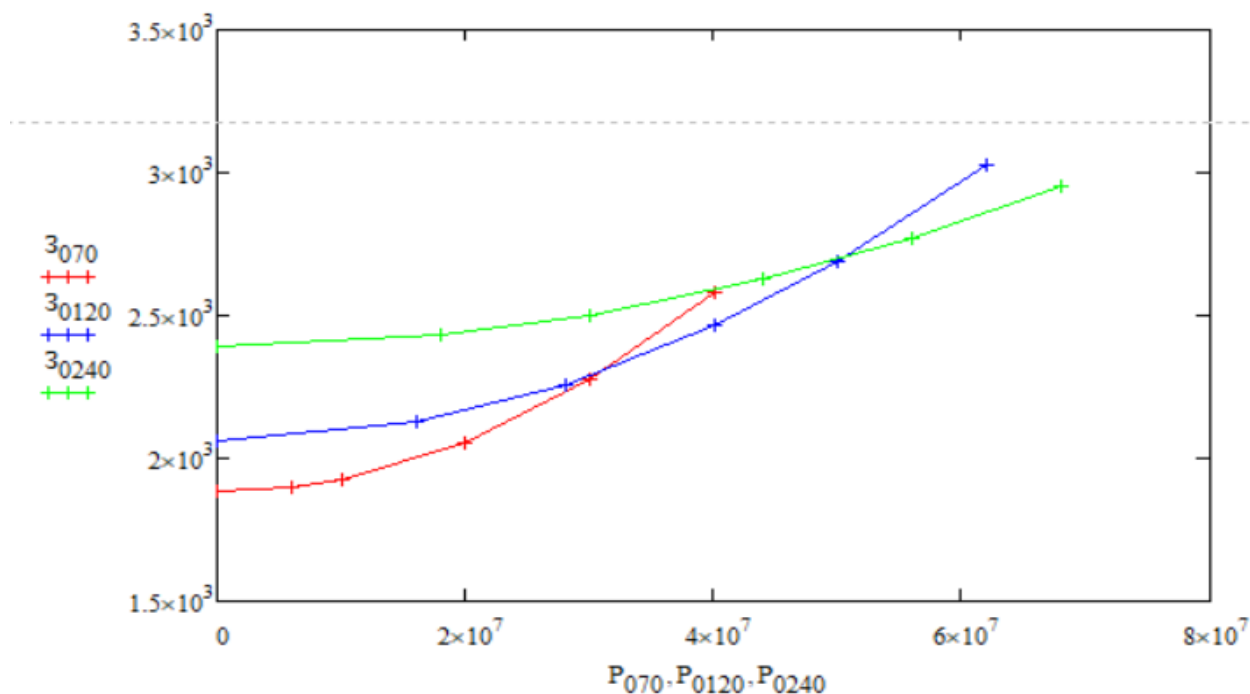


Рисунок 1.1 - Сімейство парабол допустимих перетинів 70/11, 120/19, 240/32

Висновки до розділу 1

У першому розділі дипломного проекту за допомогою емпіричних формул було розраховано сімейство парабол дисконтованих витрат для скороченої номенклатури перерізів.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 2 Апроксимація функції оптимальних витрат у лінії й трансформаторній підстанції мережі

Якщо функція дисконтних витрат в елемент електричної мережі апроксимується прямою лінією $y=a_0+a_1x$, систему (21) перетворюють до виду

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0; \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1, \end{cases}$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; \quad S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; \quad S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; \quad T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; \quad T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i$$

Після підстановки (23) в (22) одержують:

$$\begin{cases} a_0 \cdot N + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i; \\ a_0 \cdot \sum_{i=1}^N x_i + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i. \end{cases}$$

З (24) знаходять вираження для розрахунку коефіцієнта a_0 й a_1 :

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i - \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot \sum_{i=1}^N x_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N x_i)^2}{N}};$$

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}.$$

Якщо функція дисконтних витрат апроксимується прямою, що проходить через початок координат, виду $v=a_1x$, вираз для розрахунку a_1 одержують із рівняння

$$a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i.$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді

$$a_1 = C = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}.$$

Таблиця 2.1 – Координати функції дисконтованих витрат

Потужність, МВт	10	20	30	40	45	50	60	64	68
Дисконтні затрати, тис.грн/км	1920	2050	2275	2462	2580	2695	2832	2893	2953

Для апроксимації функції наведених витрат у пряму виду $y=a_0+a_1x$, $v=a_1x$ розрахуємо необхідні коефіцієнти.

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = 10 \cdot 1920 + 20 \cdot 2050 + 30 \cdot 2275 + 40 \cdot 2462 + 45 \cdot 2580 + 50 \cdot 2695 + 60 \cdot 2832 + 64 \cdot 2893 + 68 \cdot 2953 = 10,340 \cdot 10^5 \left(\frac{\text{МВт} \cdot \text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

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

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

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

$$\sum_{i=1}^N y_i = (1920 + 2050 + 2275 + 2462 + 2580 + 2695 + 2832 + 2893 + 2953) = 22660 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right);$$

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i - \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot \sum_{i=1}^N x_i}{N}}{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N x_i \right)^2}{N}} = \frac{10,34 \cdot 10^5 - \frac{387 \cdot 22660}{9}}{1,984 \cdot 10^4 - \frac{149800}{9}} = 18,501 \left(\frac{\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}}{\text{МВт}} \right);$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} - a_1 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} = \frac{22660}{9} - 18,501 \cdot \frac{387}{9} = 1722 \left(\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \right)$$

Для ліній, що споруджують маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y(x) = 1722 + 18,501 \cdot x$.

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} = \frac{10,34 \cdot 10^5}{1,984 \cdot 10^4} = 50,086 \left(\frac{\frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}}{\text{МВт}} \right)$$

Для існуючої лінії 110 кВ із залізобетонними опорами, маємо апроксимовану функцію дисконтних витрат виду: $y'(x) = 50,086 \cdot x$.

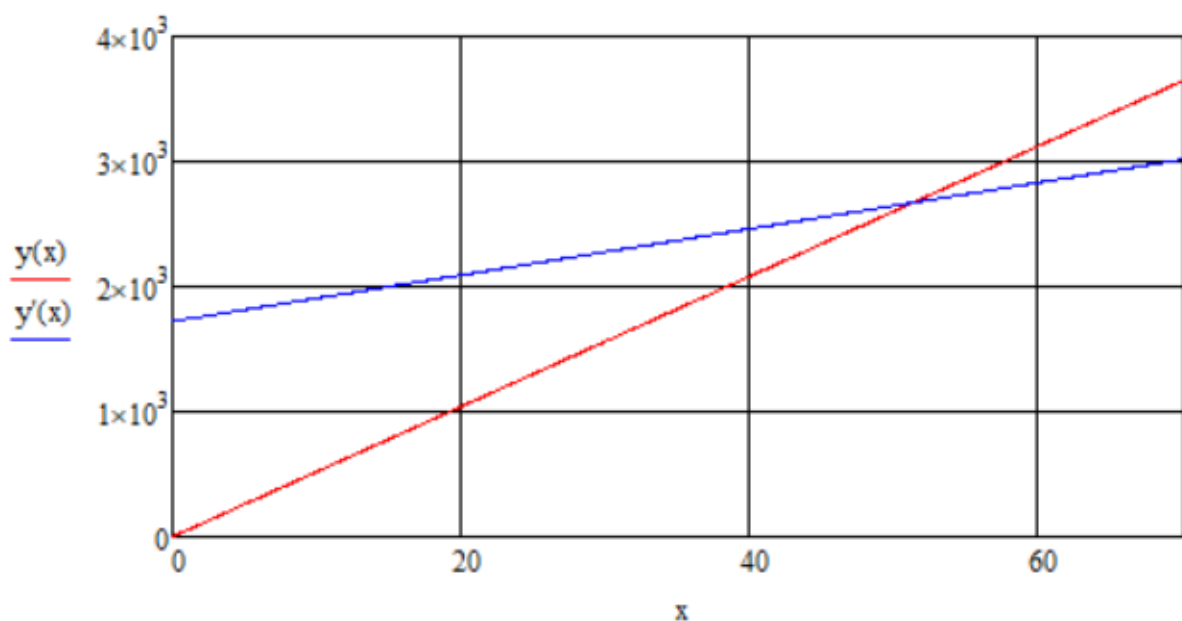


Рисунок 2.1 Апроксимована функція дисконтних витрат для ліній, що споруджуються і вже існують

Висновки до розділу 2

У другому розділі дипломного проекту за допомогою емпіричних формул було апроксимовано сімейство парабол сумарних дисконтованих витрат до лінійного вигляду для ліній, що вже існують та що будуються.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Розділ 3 Метод поконтурної оптимізації

На рисунку 3.1 показана збиткова конфігурація мережі, навантаження вузлів у мегаватах і довжини ліній у кілометрах мережі. Існуюча електропередача 0 - 1 позначена суцільною лінією, а можливі траси нових електропередач - пунктиром. Витрати на спорудження 1 км лінії $z_0 = 1722 + 18,501 \cdot P$, питомі витрати для існуючих ліній визначаються вартістю втрат електроенергії на 1 км лінії і для схеми зображеної на рисунку 3.1 становить $z_0 = 52,086 \cdot P$.

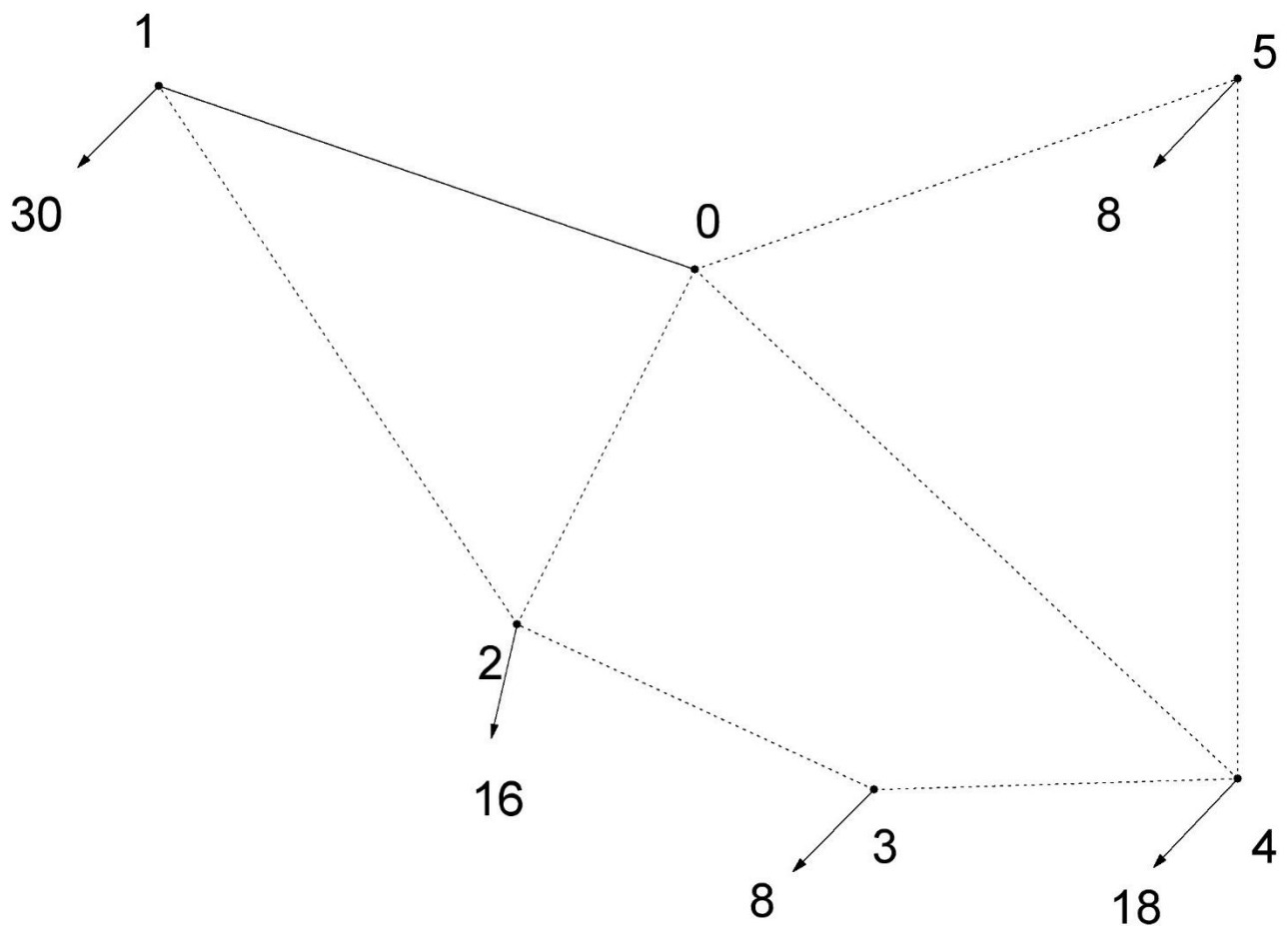


Рисунок 3.1 Збиткова конфігурація мережі

Перший крок процесу оптимізації.

Оптимізуємо перший контур 0-1-2-0. В якості дуг вихідної схеми приймаємо 0-1 та 1-2, в якості хорди 0-2.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Розмикання лінії 0-1

$$Z_{01} = (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{12} + (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} = (1722 + 18,501 \cdot 30) \cdot 36.056 + \\ + (1722 + 18,501 \cdot 46) \cdot 22.361 = 139648.408 \text{ тис.грн}$$

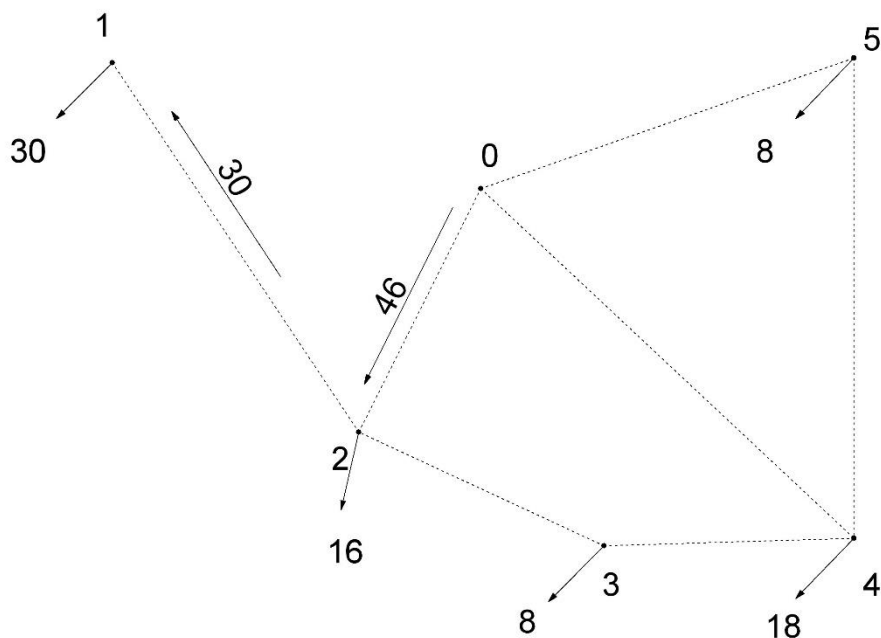


Рисунок 3.2 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-1 в першому контурі

Розмикання лінії 1-2

$$Z_{12} = (a_1 \cdot P_{01}) \cdot L_{01} + (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} = (52,086 \cdot 30) \cdot 36.056 + \\ + (1722 + 18,501 \cdot 46) \cdot 31.623 = 94543.251 \text{ тис.грн}$$

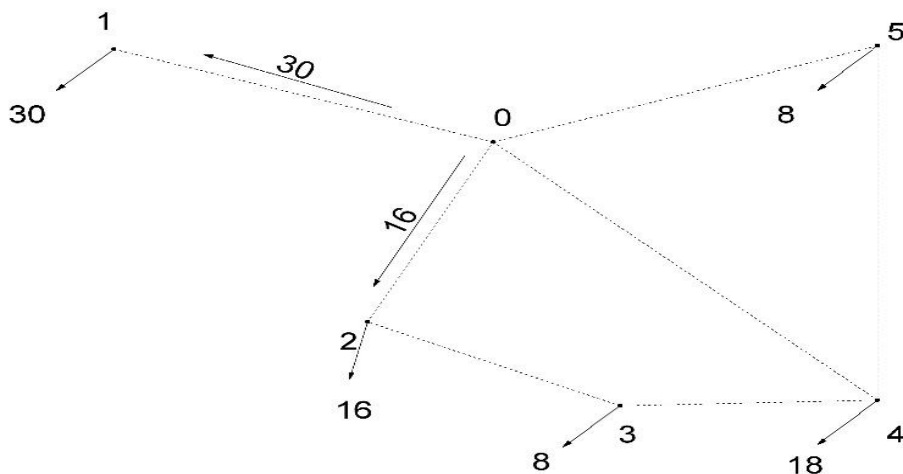


Рисунок 3.3 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 1-2 в першому контурі

Розмикання лінії 0-2

$$Z_{02} = (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{12} + (a_1 \cdot P_{01}) \cdot L_{01} = (1722 + 18,501 \cdot 16) \cdot 36.056 + (52,086 \cdot 46) \cdot 31.623 = 148536.898 \text{ тис.грн}$$

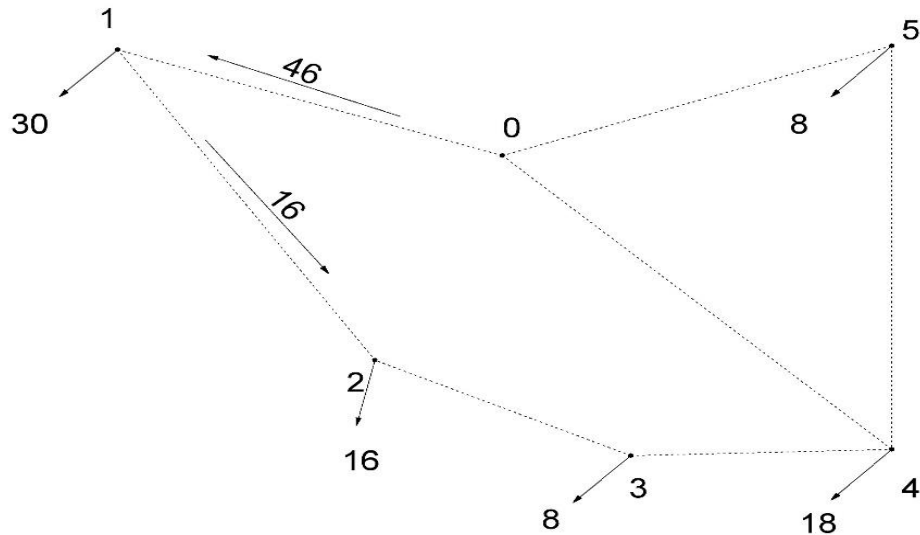


Рисунок 3.4 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-2 в першому контурі

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

Другий крок процесу оптимізації

Оптимізуємо другий контур 0-2-3-4-0. В якості дуг вихідної схеми приймаємо 0-2, 2-3, 3-4, в якості хорди буде ділянка 0-4.

Розмикання лінії 0-2

$$\begin{aligned} Z_{02} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{04}) \cdot L_{04} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{23} = \\ &= (1722 + 18,501 \cdot 42) \cdot 42.426 + (1722 + 18,501 \cdot 24) \cdot 20 + (1722 + 18,501 \cdot 16) \cdot 22.361 = \\ &= 194490.354 \text{ тис.грн} \end{aligned}$$

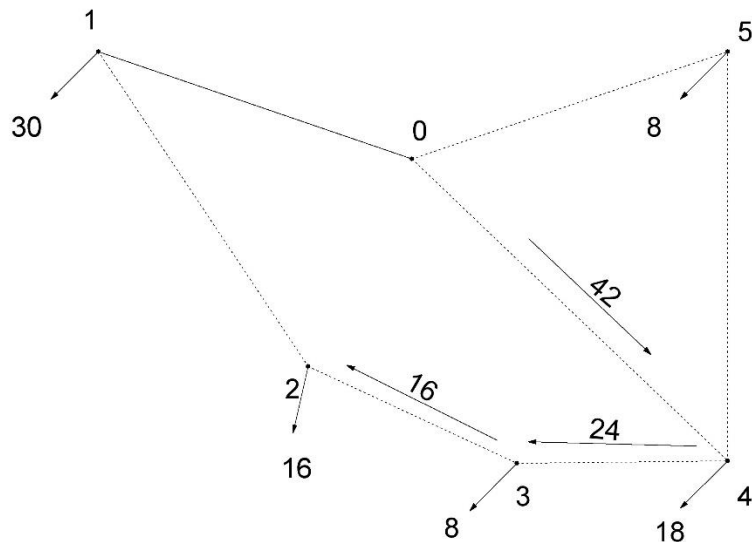


Рисунок 3.5 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-2 в другому контурі

Розмикання лінії 2-3

$$Z_{23} = (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{12} + (A_0 + A_1 \cdot P_{04}) \cdot L_{04} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} = (1722 + 18,501 \cdot 16) \cdot 36.056 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 42.426 + (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 20 = 203651.26 \text{ тис.грн}$$

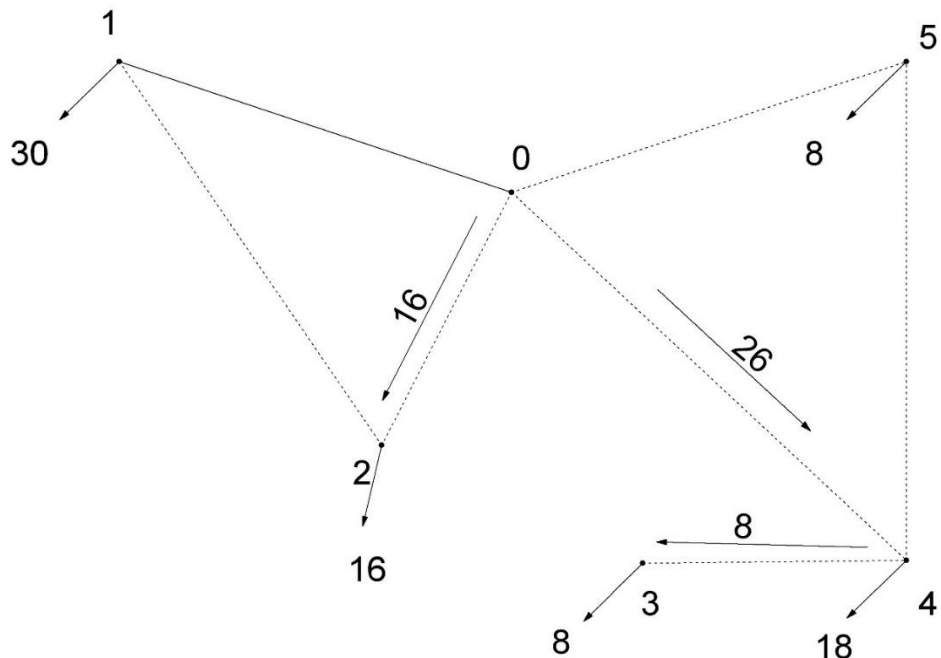


Рисунок 3.6 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 2-3 в другому контурі

Розмикання лінії 3-4

$$Z_{34} = (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{23}) \cdot L_{23} + (A_0 + A_1 \cdot P_{04}) \cdot L_{04} = (1722 + 18,501 \cdot 24) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 18) \cdot 42.426 = 177456.762 \text{ тис.грн}$$

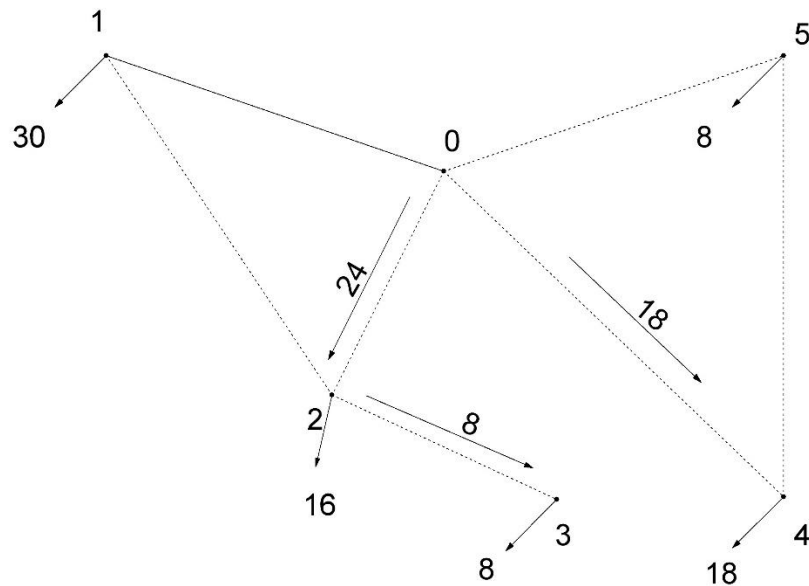


Рисунок 3.7 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 3-4 в другому контурі

Розмикання лінії 0-4

$$Z_{04} = (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{23}) \cdot L_{23} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} = (1722 + 18,501 \cdot 42) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 18) \cdot 20 = 146257.331 \text{ тис.грн}$$

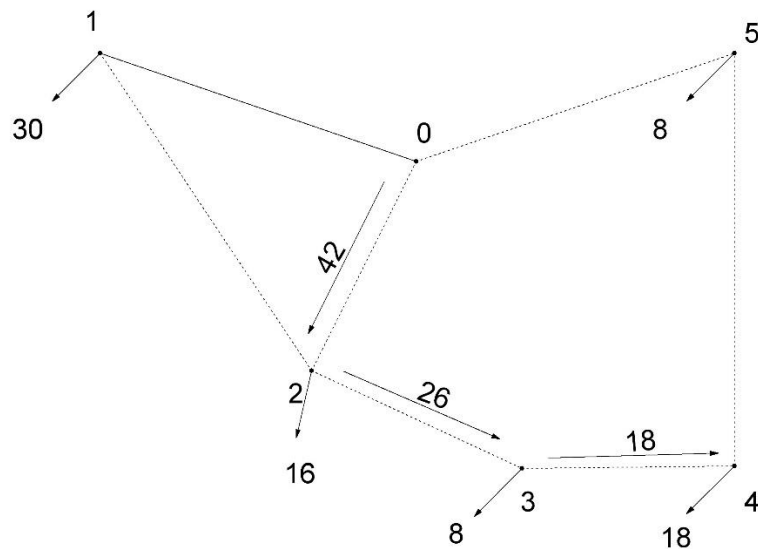


Рисунок 3.8 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-4 в другому контурі

Результат другого кроку оптимізації схеми мережі свідчить про те, що хорда 0-4 залишається хордою.

Третій крок процесу оптимізації

Оптимізуємо третій контур 0-2-3-4-5-0. В якості дуг вихідної схеми приймаємо 0-2, 2-3, 3-4, 4-5 в якості хорди буде ділянка 0-5.

Розмикання лінії 0-2

$$\begin{aligned} Z_{02} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{05}) \cdot L_{05} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{12}) \cdot L_{23} = \\ &= (1722 + 18,501 \cdot 50) \cdot 31.623 + (1722 + 18,501 \cdot 42) \cdot 40 + (1722 + 18,501 \cdot 24) \cdot 20 + \\ &+ (1722 + 18,501 \cdot 16) \cdot 22.361 = 272140.503 \text{ тис.грн} \end{aligned}$$

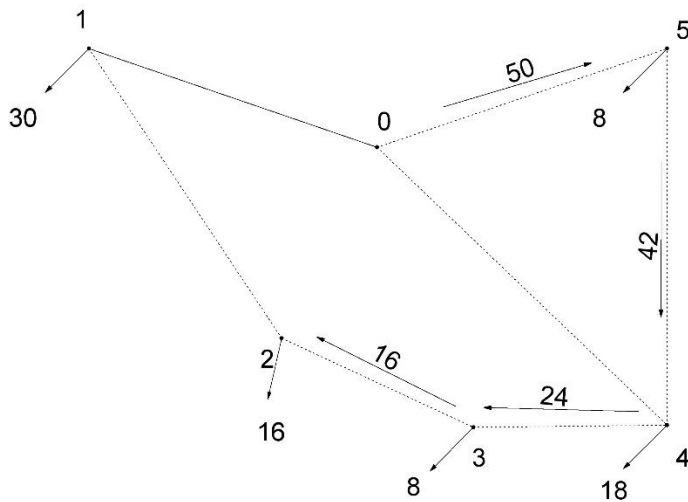


Рисунок 3.9 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-2 в третьому контурі

Розмикання лінії 2-3

$$\begin{aligned} Z_{23} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{05}) \cdot L_{05} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} = \\ &= (1722 + 18,501 \cdot 34) \cdot 31.623 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 40 + (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 20 + \\ &+ (1722 + 18,501 \cdot 16) \cdot 22.361 = 245019.246 \text{ тис.грн} \end{aligned}$$

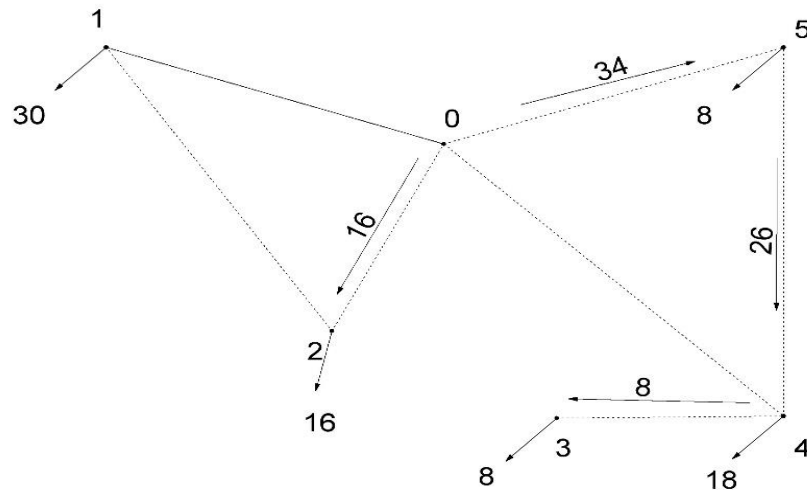


Рисунок 3.10 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 2-3 в третьому контурі

Розмикання лінії 3-4

$$\begin{aligned}
 Z_{34} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{23}) \cdot L_{23} + (A_0 + A_1 \cdot P_{05}) \cdot L_{05} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} = \\
 &= (1722 + 18,501 \cdot 24) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 31.623 + \\
 &+ (1722 + 18,501 \cdot 18) \cdot 40 = 242143.285 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

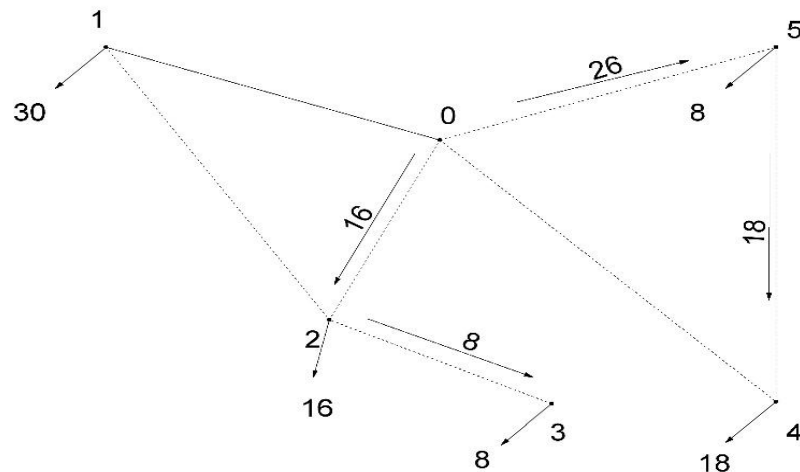


Рисунок 3.11 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 3-4 в третьому контурі

Розмикання лінії 0-5

$$\begin{aligned}
 Z_{05} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{23}) \cdot L_{23} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{45}) \cdot L_{45} = \\
 &= (1722 + 18,501 \cdot 50) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 34) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 20 + \\
 &+ (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 40 = 230646.653 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

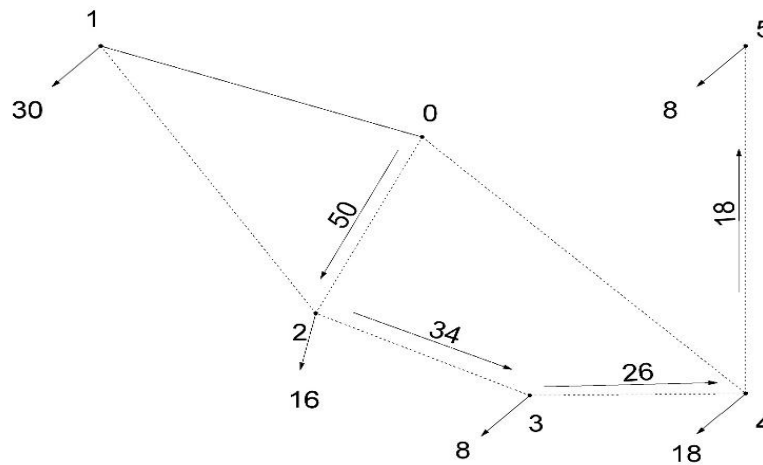


Рисунок 3.12 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 0-5 в третьому контурі

Розмикання лінії 4-5

$$\begin{aligned}
 Z_{04} &= (A_0 + A_1 \cdot P_{02}) \cdot L_{02} + (A_0 + A_1 \cdot P_{23}) \cdot L_{23} + (A_0 + A_1 \cdot P_{34}) \cdot L_{34} + (A_0 + A_1 \cdot P_{05}) \cdot L_{05} = \\
 &= (1722 + 18,501 \cdot 42) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 26) \cdot 22.361 + (1722 + 18,501 \cdot 18) \cdot 20 + \\
 &+ (1722 + 18,501 \cdot 8) \cdot 31.623 = 205400.017 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

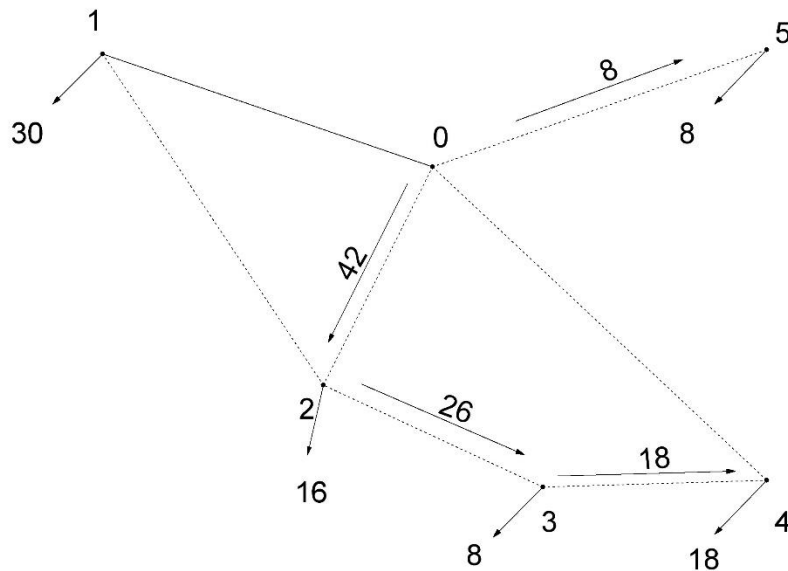


Рисунок 3.13 Збиткова конфігурація мережі з розмиканням гілки 4-5 в третьому контурі

Як видно з розрахунку третього кроку оптимізаційного процесу, найдешевшим буде відключення гілки 4-5, отже гілку 0-5 відносимо до дуг, а гілку 4-5 до хорд.

Друга ітерація.

Так як при другій ітерації не змінилася система контурів, то результатом запропонованої оптимізації, як і під час виконання першої ітерації, буде відключення ліній 1–2, 0–4 і 4–5. Це свідчить про вирішення поставленої задачі з досягнення оптимізації розвитку мережі. Оптимальна конфігурація мережі зображена на рисунку 3.14.

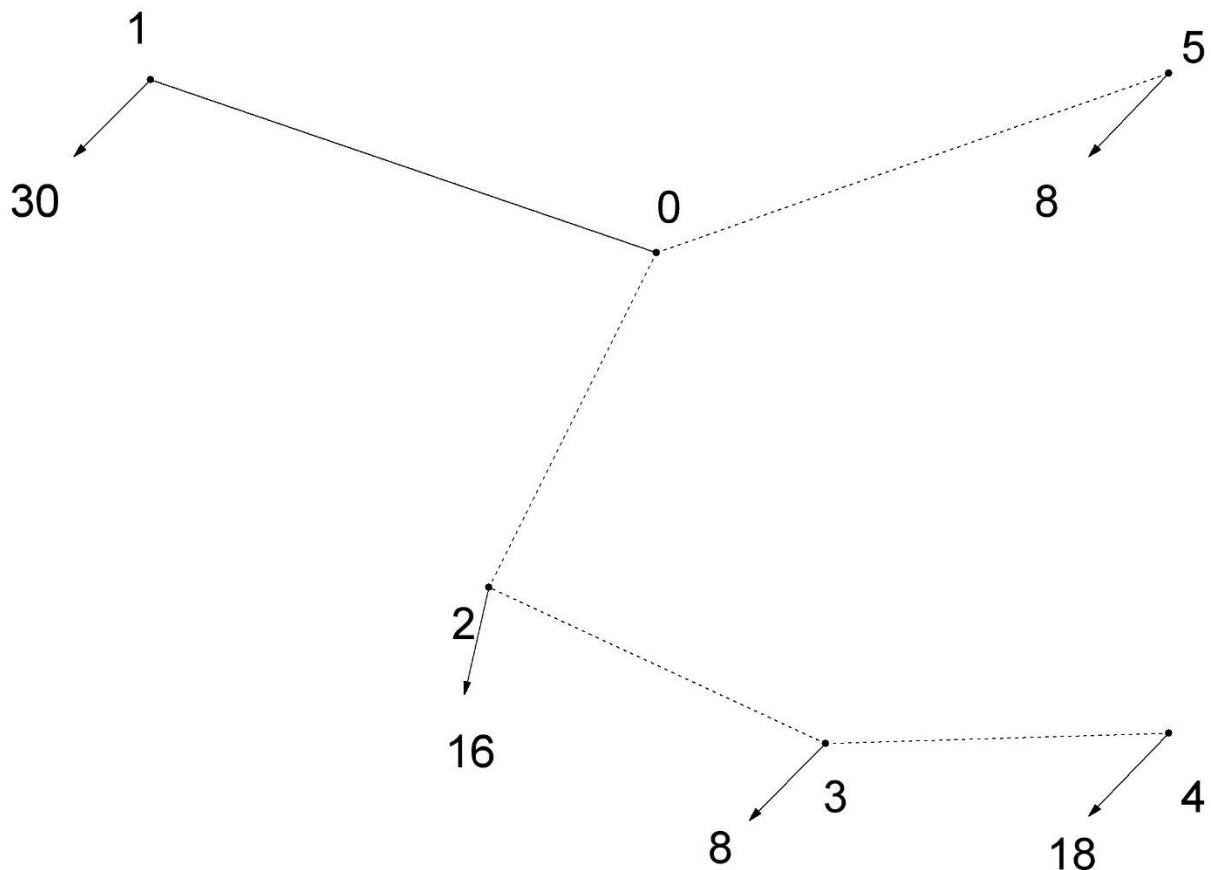


Рисунок 3.14 Оптимальна конфігурація електричної мережі

Висновки до розділу 3

У третьому розділі ДП за допомогою методу поконтурної оптимізації, за одну ітерацію було визначено оптимальну конфігурацію схеми електричної мережі.

Розділ 4 Розрахунок усталеного режиму роботи РЕМ

4.1 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанції

Розрахунок реактивного навантаження на підстанції 1:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = -25 \cdot \operatorname{tg}(0.644) = -18.75 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = -5 \cdot \operatorname{tg}(0.644) = -3.75 \text{ МВАр}.$$

Сумарне максимальне навантаження на підстанції 1:

$$S_{MAX1} = \sqrt{(P_{1CH} + P_{1HH})^2 + (Q_{1CH} + Q_{1HH})^2} = \sqrt{(25 + 5)^2 + (-18.75 - 3.75)^2} = 37.5 \text{ МВт}.$$

Номінальна потужність трансформатора на підстанції 1:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot S_{MAX1} = 0.7 \cdot 37.5 = 26.25 \text{ МВт}.$$

Результати вибору трансформаторів на підстанції 1 наведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів на підстанціях мережі

№ пункту	Активна потужність навантаження, МВт		Реактивна потужність навантаження, МВАр		Максимальне навантаження підстанції, МВА	Тип трансформатора
	СН	НН	СН	НН		
1	25	5	-18.75	-3.75	37.5	2·ТДТН-40000\110
2	12	4	-9	-3	20	2·ТДТН-16000\110
3	0	8	0	-6	10	2·ТДН-10000\110
4	11	7	-8.25	-5.25	22.5	2·ТДТН-16000\110
5	0	8	0	-6	10	2·ТДН-10000\110

4.2 Розрахунок L-схеми мережі

Схема мережі зображена на рисунку 4.2.1. Умовно розмикаємо схему, хордами є гілки 1-2, 3-4, 4-5.

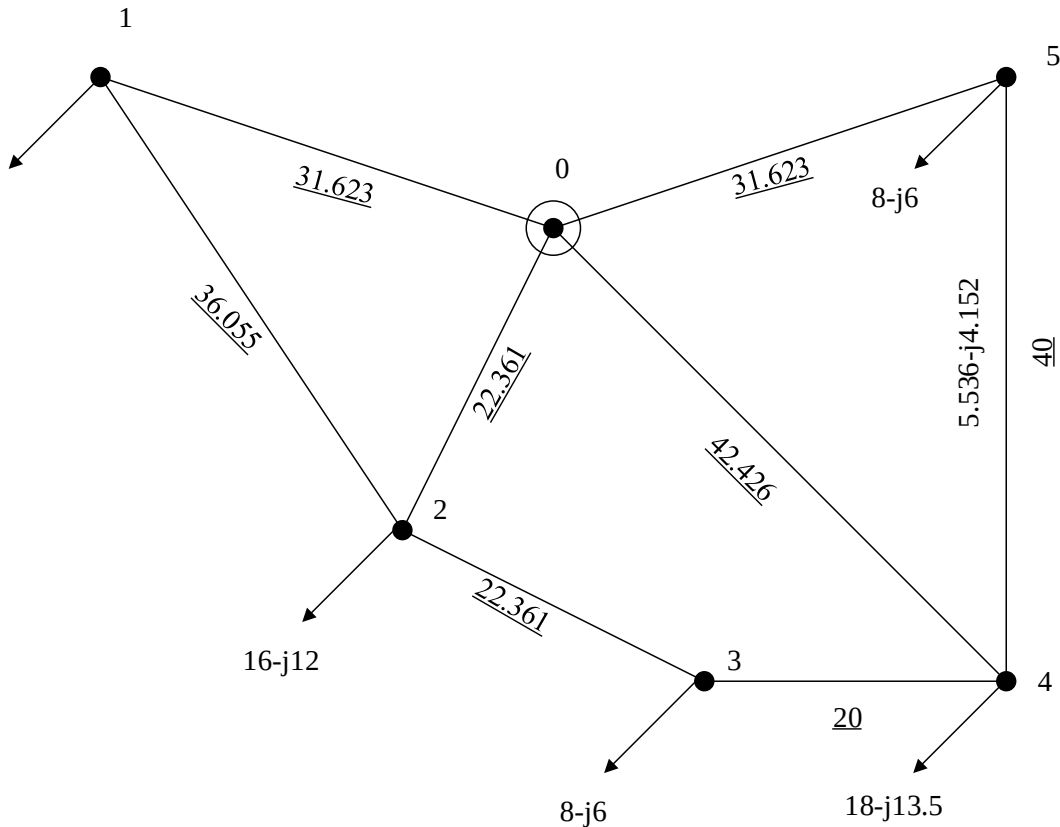


Рисунок 4.1 – Схема мережі

Потокорозподіл в умовно розмікненій схемі:

$$S_{01} = S_1 = 30-j22.5 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_5 = 8-j6 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_4 = 18-j13.5 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_3 = 8-j6 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_2 + S_{23} = 16-j12 + 8-j6 = 24-j18 \text{ МВА}.$$

Складаємо систему рівнянь для визначення зрівнювальної потужності контуру:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot L_{02} - S_{01} \cdot L_{01} = -S_{K1} \cdot L_{K1} + S_{K2} \cdot L_{02}; \\ -S_{02} \cdot L_{02} - S_{23} \cdot L_{23} + S_{04} \cdot L_{04} = S_{K1} \cdot L_{02} - S_{K2} \cdot L_{K2} + S_{K3} \cdot L_{04}; \\ S_{05} \cdot L_{05} - S_{04} \cdot L_{04} = -S_{K3} \cdot L_{K3} + S_{K2} \cdot L_{04}. \end{cases}$$

Підставивши числові значення:

$$\begin{cases} (24-j18) \cdot 22.361 - (30-j22.5) \cdot 31.623 = -S_{K1} \cdot 90.039 + S_{K2} \cdot 22.361; \\ -(24-j18) \cdot 22.361 - (8-j6) \cdot 22.361 + (18-j13.5) \cdot 42.426 = S_{K1} \cdot 22.361 - S_{K2} \cdot 107.148 + S_{K3} \cdot 42.426; \\ (8-j6) \cdot 31.623 - (18-j13.5) \cdot 42.426 = -S_{K3} \cdot 114.049 + S_{K2} \cdot 42.426. \end{cases}$$

Знайшовши зрівнювальну потужність, можна розрахувати потокорозподіл потужності в мережі:

$$S_{01} = S_{01} - S_{K1} = 30-j22.5 - (5.283-j3.962) = 24.717-j18.538 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{05} + S_{K3} = 8-j6 + (5.536-j4.152) = 13.536-j10.152 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{04} - S_{K3} + S_{K2} = 18-j13.5 - (5.536-j4.152) + (2.845-j2.134) = 15.309-j11.482 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{23} - S_{K2} = 8-j6 - (2.845-j2.134) = 5.155-j3.866 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} - S_{K2} = 24-j18 + 5.283-j3.962 - (2.845-j2.134) = 26.437-j19.828 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = S_{K1} = 5.283-j3.962 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{K2} = 2.845-j2.134 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_{K3} = 5.536-j4.152 \text{ МВА};$$

Перевірка правильності за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$S_{02} \cdot L_{02} - S_{01} \cdot L_{01} + S_{12} \cdot L_{12} = (26.437-j19.828) \cdot 22.361 - (30-j22.5) \cdot 31.623 + (5.283-j3.962) \cdot 36.055 = 0;$$

$$-S_{02} \cdot L_{02} - S_{23} \cdot L_{23} + S_{04} \cdot L_{04} + S_{34} \cdot L_{34} = -(26.437-j19.828) \cdot 22.361 - (5.155-j3.866) \cdot 22.361 + (18-j13.5) \cdot 42.426 + (2.845-j2.134) \cdot 20 = 0;$$

$$S_{05} \cdot L_{05} - S_{04} \cdot L_{04} + S_{45} \cdot L_{45} = (13.536-j10.152) \cdot 31.623 - (15.309-j11.482) \cdot 42.426 + (5.536-j4.152) \cdot 40 = 0.$$

Перевірка дорівнює нулю, а отже розрахунок є вірним. Результируючий потокорозподіл в мережі наведений на рисунку 4.2.2.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

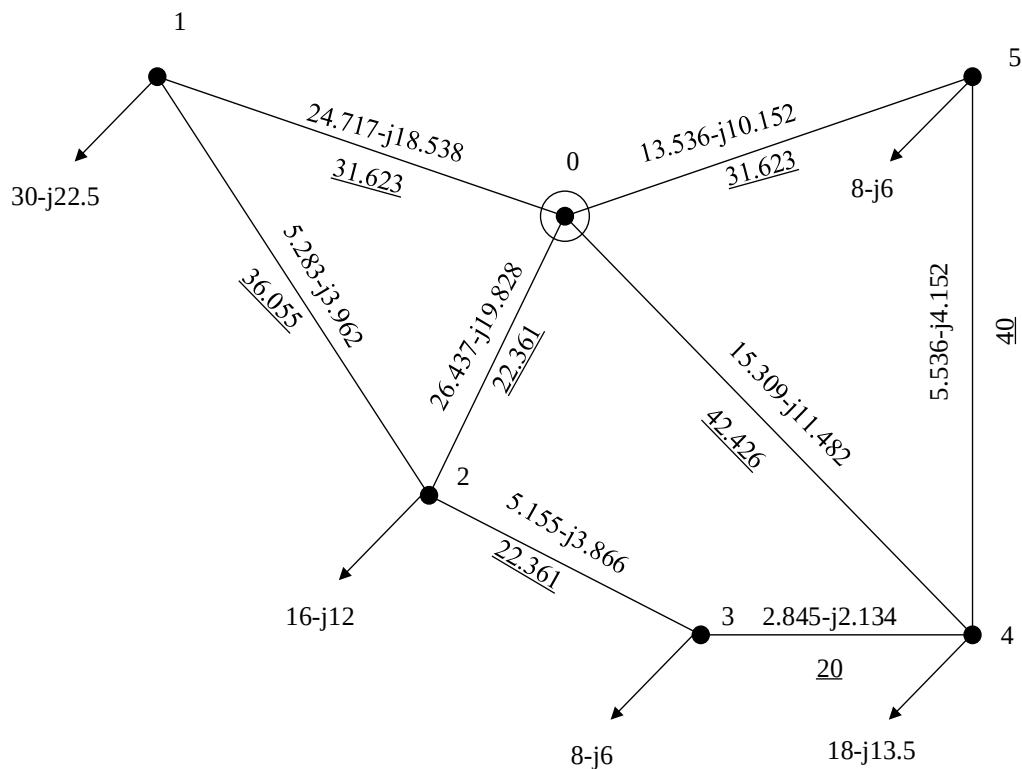


Рисунок 4.2 – Результуючий потікорозподіл у мережі

4.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів ділянками електричної мережі

Час максимальних втрат дорівнює:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год}$$

Струм по гілці та оптимальний переріз для ділянки 0-4:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{24.717^2 + (-18.538)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 162.165 \text{ A}$$

$$F_{OPT01} = \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{BX} \cdot 10^{-5}}{k_{nut.3M110} \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 162.165^2 \cdot 28.5 \cdot 2988 \cdot 31.5 \cdot 10^{-5}}{550 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 204.382 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунку струму ділянками мережі та оптимального перерізу схеми варіанта 3 наведені в таблиці 4.2

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 4.2 Струми ділянок мережі та оптимальний переріз проводів

Ділянка	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-1	162.165	204.382
0-5	88.809	111.929
0-2	173.45	218.605
2-3	33.818	42.622
3-4	18.668	23.528
0-4	100.44	126.588
4-5	36.323	45.779
1-2	34.659	43.682

Для ділянок в яких оптимальний переріз є меншим за 70 мм², приймається мінімальний переріз для класу напруги 110 кВ, тобто 70 мм².

До таких ділянок відносяться: 2-3, 3-4, 4-5, 1-2. Для ділянок 0-4, 0-5 обирається переріз 120 мм², так як оптимальний переріз цих ділянок є дуже близьким до цього значення.

Розрахунок перерізу ділянки 0-2. Так як оптимальний переріз проводу складає 218 мм², буде проводитися техніко-економічне порівняння варіантів конструкції проводу між 120 та 240 мм².

Необхідні капіталовкладення у будівництво:

$$K_{ПЛА} = K_{110-1 \times 120} \cdot l_{02} = 345 \cdot 22.361 = 7714.435 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПЛБ} = K_{110-1 \times 240} \cdot l_{02} = 400 \cdot 22.361 = 8944.272 \text{ тис.грн}.$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт:

$$И_{eПЛА} = K_{ПЛА} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 7714.435 \cdot \frac{1.2}{100} = 92.573 \text{ тис.грн};$$

$$И_{eПЛБ} = K_{ПЛБ} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 8944.272 \cdot \frac{1.2}{100} = 107.331 \text{ тис.грн}.$$

Еквівалентний активний опір лінії:

$$R_{ПЛА} = r_{0120} \cdot l_{02} = 0.244 \cdot 22.361 = 5.456 \text{ Ом};$$

$$R_{ПЛБ} = r_{0240} \cdot l_{02} = 0.118 \cdot 22.361 = 2.639 \text{ Ом}.$$

Втрати активної потужності в проводах:

$$\Delta P_{\Sigma ПЛА} = \frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛА} = \frac{24.717^2 + (-18.538)^2}{110^2} \cdot 5.456 = 492 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma ПЛБ} = \frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛБ} = \frac{24.717^2 + (-18.538)^2}{110^2} \cdot 2.639 = 238 \text{ кВт}.$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{3МПЛА} = \Delta P_{\Sigma ПЛА} \cdot \tau = 492 \cdot 3633 = 1789043 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta P_{3МПЛБ} = \Delta P_{\Sigma ПЛБ} \cdot \tau = 238 \cdot 3633 = 865193 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Щорічні витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{ВТРПЛА} = 10^{-5} \cdot (106 \cdot \Delta A_{3МПЛА}) = 10^{-5} \cdot (106 \cdot 1789043) = 1896 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ВТРПЛБ} = 10^{-5} \cdot (106 \cdot \Delta A_{3МПЛБ}) = 10^{-5} \cdot (106 \cdot 865193) = 917.104 \text{ тис.грн};$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ліній:

$$I_{ПЛА} = I_{ВТРПЛА} + I_{еПЛА} = 1789.043 + 92.583 = 1988.958 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПЛБ} = I_{ВТРПЛБ} + I_{еПЛБ} = 917.104 + 107.331 = 1024.436 \text{ тис.грн};$$

Капіталовкладення в підстанції:

$$K_{ПСА} = 2 \cdot n_{\text{с0,2}} \cdot C_{В110} = 2 \cdot 2 \cdot 450 = 1800 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПСБ} = 2 \cdot n_{\text{с0,2}} \cdot C_{В110} = 2 \cdot 2 \cdot 450 = 1800 \text{ тис.грн};$$

Витрати на підстанції:

$$I_{ПСА} = K_{ПСА} \cdot \frac{H_{ПСА}}{100} = 1800 \cdot \frac{2.4}{100} = 43.2 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПСБ} = K_{ПСБ} \cdot \frac{H_{ПСБ}}{100} = 1800 \cdot \frac{2.4}{100} = 43.2 \text{ тис.грн}.$$

Сумарні дисконтовані витрати для перерізу проводів:

$$З_{ЛЕПА} = K_{ПЛА} + K_{ПСА} + \frac{I_{ПЛА} + I_{ПСА}}{E} = 7714.435 + 1800 + \frac{1988.958 + 43,2}{0.1} = 29836.018 \text{ тис.грн};$$

$$З_{ЛЕПБ} = K_{ПЛБ} + K_{ПСБ} + \frac{I_{ПЛБ} + I_{ПСБ}}{E} = 8944.272 + 1800 + \frac{1024.436 + 43,2}{0.1} = 21420.627 \text{ тис.грн}.$$

Після проведених розрахунків можна зробити висновок, що побудова лінії з проводом 240мм², є більш вигідною.

Таблиця 4.3 - Результати техніко-економічного порівняння проводів для ділянки 0-1

Ділянка	Варіант виконання	К _{пл} , тис.грн	И _{Епл} , тис.грн/рік	И _{втр} , тис.грн/рік	И _{пл} , тис.грн/рік	К _{пс} , тис.грн	И _{пс} , тис.грн/рік	З _{лп} , тис.грн
0-1	1х120	10909.858	130.918	2344.267	2475.185	1800	43.2	37893.706
	1х240	12649.111	151.789	1133.703	1285.492	1800	43.2	27736.031

					ДП.7118.141.015.ПЗ			Арк.
								30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Наступною йде перевірка на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи. Перевірка здійснюється для умов допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазної робочої напруги її тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електрообладнання.

Фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН для силових трансформаторів пункту 1:

$$U_{KB1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} + U_{KBC1} - U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% + 10.5\% - 6\%) = 10.75\%;$$

$$U_{KC1} = 0.5 \cdot (-U_{KBH1} + U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (-17\% + 10.5\% + 6\%) = 0\%;$$

$$U_{KH1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} - U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% - 10.5\% + 6\%) = 6.25\%.$$

Результат розрахунку фіктивних значень напруги КЗ для триобмоткових трансформаторів в інших пунктах наведений в таблиці 4.4

Таблиця 4.4 Фіктивні значення напруги КЗ триобмоткових трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	$U_{KB1}, \%$	$U_{KC1}, \%$	$U_{KH1}, \%$
1	10.75	0	6.25
2	10.75	0	6.25
4	10.75	0	6.25

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів для вузла 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_1 \cdot U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{30}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 40^2} - \frac{22.5 \cdot 115 \cdot 0.1075}{2 \cdot 40} =$$

$$= 3.477 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH}}{1} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{CH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{25}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 40^2} - \frac{-18.75 \cdot 115 \cdot 0}{2 \cdot 40} =$$

$$= 0 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{HH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115}{2 \cdot 40^2} - \frac{-3.75 \cdot 115 \cdot 0.0625}{2 \cdot 40} =$$

$$= 1.456 \text{ кВ}$$

Результат розрахунку приведених значень втрат напруги в обмотках трансформаторів для пунктів мережі наведено в таблиці 4.5.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.5 - Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	$\Delta U_{TB1}, \text{кВ}$	$\Delta U_{TC1}, \text{кВ}$	$\Delta U_{TH1}, \text{кВ}$	$\Delta U_T, \text{кВ}$
1	3.477	0	1.456	-
2	4.636	0	0.674	-
3	-	-	-	7.246
4	4.636	0	1.179	-
5	-	-	-	7.246

Розрахунок діапазону регулювання напруги трансформаторів на підстанції 1:

$$U_{MIN1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.1602) + 3.477 + 1.456 = 97.12 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.1602) + 3.477 + 1.456 = 132.291 \text{ кВ}.$$

Результати розрахунку діапазонів регулювання напруги трансформаторами на підстанціях наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Діапазон регулювання напруги трансформаторами у мережі

Пункт	$U_{MIN}, \text{кВ}$	$U_{MAX}, \text{кВ}$
1	97.12	132.291
2	97.497	132.669
3	99.433	134.604
4	98.003	133.174
5	99.433	134.604

Розраховую наближене значення активного і реактивного опору ділянки 0-4, погонне значення активного опору взято з таблиці Д.12 у [1]. Величину погонного реактивного опору приймаємо за $x_0 = 0.4 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{01} = (r_{0240} + jx_0) \cdot l_{01} = (0.118 + j0.4) \cdot 31.623 = 3.731 + j12.649 \text{ Ом}$$

Результат розрахунку наближеного значення повного опору ділянок мережі наведено у таблиці 4.7.

Табл. 4.7 – Наближене значення опорів ділянок

Ділянка	Повний опір, Ом
0-1	$3.731 + j 12.649$
0-2	$2.639 + j 8.944$
0-5	$7.716 + j 12.649$
2-3	$9.436 + j 8.944$
3-4	$8.44 + j 8$
1-2	$15.215 + j 14.422$
0-4	$10.352 + j 16.971$
4-5	$16.88 + j 16$

Розрахунок модулю напруги у 4-му пункті мережі у режимі максимальних навантажень за умовами початку:

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{04} \cdot R_{04} - Q_{04} \cdot X_{04})} = \sqrt{115^2 - 2(15.309 \cdot 10.352 - (-11.482) \cdot 16.971)} = 111.885 \text{ кВ};$$

Розрахунок напруги у інших пунктах мережі у режимі максимальних навантажень та післяаварійному зведено до таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 - Розподіл напруги у вузлах L-схеми мережі для режиму максимальних навантажень та післяаварійного

Пункт	U_i , кВ
1	112.123
2	112.831
3	112.091
4	111.885
5	112.957

Розрахунок післяаварійного режиму полягає в розрахунку напруг у пунктах та поточкорозподілу потужності у разі вимкнення найбільш завантаженої ділянки. Найбільш завантаженою ділянкою є 0-2.

Поточкорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-2:

$$\begin{aligned}
S_{\Pi A05} &= S_5 = 8-j6 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A01} &= S_1 = 30-j22.5 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A23} &= S_2 = 16-j12 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A34} &= S_3 + S_{\Pi A23} = 8-j6+j16-12 = 24-j18 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A04} &= S_4 + S_{\Pi A34} = 18-j13.5+24-j18=42-j31.5 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Сумарна довжина першого контуру:

$$\begin{aligned}
L_{K1} &= L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{04} = 31.623 + 36.056 + 22.361 + \\
&+ 20 + 42.426 = 152.465 \text{ км}; \\
L_{K2} &= L_{05} + L_{04} + L_{45} = 31.623 + 42.426 + 40 = 114.049 \text{ км}.
\end{aligned}$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{\Pi A04} \cdot L_{04} + S_{\Pi A34} \cdot L_{34} + S_{\Pi A23} \cdot L_{23} - S_{\Pi A01} \cdot L_{01} = -S_{K1} \cdot L_{K1} + S_{K2} \cdot L_{04} \\ S_{\Pi A05} \cdot L_{05} - S_{\Pi A04} \cdot L_{04} = S_{K1} \cdot L_{04} - S_{K2} \cdot L_{K2} \end{cases}$$

Підставляючи числові значення:

$$\begin{cases} (42-j31.5) \cdot (42.426) + (20-j18) \cdot (20) + (16-j12) \cdot (22.361) - \\ - (30-j22.5) \cdot (31.623) = -S_{K1} \cdot (152.465) + S_{K2} \cdot (42.426) \\ (8-j6) \cdot (31.623) - (42-j31.5) \cdot (42.426) = \\ = S_{K1} \cdot (42.426) - S_{K2} \cdot (114.049) \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$\begin{aligned}
S_{K1} &= -8.064+j6.048 \text{ МВА}; \\
S_{K2} &= 10.406-j7.804 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Результуючий потокорозподіл в контурі L-схеми електричної мережі становить:

$$\begin{aligned}
S_{\Pi A05} &= S_{\Pi A05} + S_{K2} = 8-j6+10.406-j7.804=18.406-j13.804 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A01} &= S_{\Pi A01} - S_{K1} = 30-j22.5-(-8.064+j6.048) = 38.064-j28.548 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A23} &= S_{\Pi A23} + S_{K1} = 16-j12+(-8.248+j9.838) = 7.936-j5.952 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A34} &= S_{\Pi A34} + S_{K1} = 24-j18+(-8.248+j9.838) = 15.936-j11.952 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A04} &= S_{\Pi A04} + S_{K1} - S_{K2} = 42-j31.5+(-8.064+j6.048)-(10.406-j7.804)=23.53-j17.647 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A12} &= S_{K1} = -8.064+j6.048 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A45} &= S_{K2} = 10.406-j7.804 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$S_{\Pi A04} \cdot L_{04} + S_{\Pi A34} \cdot L_{34} + S_{\Pi A23} \cdot L_{23} - S_{\Pi A01} \cdot L_{01} + S_{\Pi A12} \cdot L_{12} =$$

$$(23.53-j17.647) \cdot (42.426) + (15.936-j11.952) \cdot (20) + (7.936-j5.952) \cdot (22.361) -$$

$$-(38.064-j28.548) \cdot (31.623) + (-8.064+j6.048) \cdot (36.056) = 0$$

$$S_{\Pi A05} \cdot L_{05} - S_{\Pi A04} \cdot L_{04} + S_{\Pi A45} \cdot L_{45} = (18.406-j13.804) \cdot (31.623) -$$

$$-(23.53-j17.647) \cdot (42.426) + (10.406-j7.804) \cdot (40) = 0$$

Перевірка зійшлась, отже розрахунок вірний.

Розрахунок напруги у пункті 7 за умовами початку:

$$U_{\Pi A4} = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{\Pi A04} \cdot R_{04} - Q_{\Pi A04} \cdot X_{04})} = \sqrt{115^2 - 2(23.564 \cdot 10.352 - (-16.766) \cdot 16.971)} =$$

$$= 110.309 \text{ кВ}$$

Таблиця 4.9 Розподіл напруги у вузлах L-схеми мережі для режиму максимальних навантажень та післяаварійного

Пункт	U_i для режиму максимальних навантажень, кВ	U_i для післяаварійного режму, кВ
1	112.123	110.538
2	112.831	106.876
3	112.091	108.068
4	111.885	110.309
5	112.957	112.213

Розрахунок струму для ділянки 0-5 для режиму максимальних навантажень та післяаварійного:

$$I_{05} = \frac{|S_{05}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|13.536-j10.152|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 88.809 \text{ А};$$

$$I_{\Pi A05} = \frac{|S_{\Pi A05}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|18.406-j13.804|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120.758 \text{ А}.$$

Порівняння струмів ділянками у режимі максимальних навантажень та післяаварійному з допустимими струмами для обраних перерізів наведено у таблиці 4.10

Таблиця 4.10 - Порівняння струмів ділянками у режимі максимальних навантажень та післяаварійному з допустимими струмами для обраних перерізів

Ділянка	Струм у режимі максимальних навантажень, А	Струм у післяаварійному режимі, А	Допустимий струм ділянкою, А
0-2	173.45	-	610
0-5	88.809	120.758	390
1-2	34.659	52.907	260
2-3	33.818	52.065	260
3-4	18.668	104.552	260
0-4	100.44	154.375	390
0-1	162.165	249.731	610
4-5	36.323	68.271	260

4.4 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі

Середньогогеометрична відстань згідно [2] приймається 5000мм. Розрахунок погонного реактивного опору та погонної реактивної провідності проводів:

$$X_{070} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{11.4} \right) + 0.016 = 0.44 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0120} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{120}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{15.2} \right) + 0.016 = 0.422 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0240} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{21.4} \right) + 0.016 = 0.4 \text{ Ом/км};$$

$$B_{070} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{11.4} \right)} = 2.576 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$B_{0120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{15.2} \right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$B_{0240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{21.4} \right)} = 2.839 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}.$$

Активною провідністю лінії 110 кВ можна знехтувати через її мале значення. Повний опір та провідність лінії 0-4:

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$Z_{04} = (R_{0120} + jX_{0120}) \cdot I_{04} = (0.118 + j0.4) \cdot 42.426 = 10.352 + j15.476 \text{ Ом};$$

$$Y_{04} = j \cdot B_{04} \cdot I_{04} = j2.839 \cdot 10^{-6} \cdot 42.426 = j12.78 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Результат розрахунку повного опору та провідності ділянок мережі наведено в таблиці 4.11.

Табл. 4.11 – Повний опір та провідність ділянок мережі

Ділянка	Повний опір, Ом	Провідність, См·10 ⁻⁵
0-1	3.731+j10.84	j10.14
0-2	2.639+j7.665	j7.168
0-5	7.716+j11.535	j9.523
2-3	9.436+j8.559	j6.415
3-4	8.44+j7.655	j5.738
1-2	15.215+j13.801	j10.34
0-4	10.352+j15.476	j12.78
4-5	16.88+j15.31	j11.48

Розрахунок параметрів блоку трансформаторів на підстанції 1:

$$R_{BT1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}^2}{2 \cdot S_{T1}^2 \cdot n_T} = \frac{200 \cdot 115^2}{2 \cdot 40^2 \cdot 2} = 0.413 \text{ Ом};$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot \Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}^2}{S_{T1} \cdot n_T} = \frac{10 \cdot 0.1075 \cdot 200 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 35.542 \text{ Ом};$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot \Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}^2}{S_{T1} \cdot n_T} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 200 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot \Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}^2}{S_{T1} \cdot n_T} = \frac{10 \cdot 0.0625 \cdot 200 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 22.317 \text{ Ом};$$

Розрахунок опору блоків трансформаторів у пунктах мережі наведено в таблиці 4.12.

Табл. 4.12 – Опір блоків трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	R_{BB} , Ом	R_{BC} , Ом	R_{BH} , Ом	R_{BT} , Ом	X_{BB} , Ом	X_{BC} , Ом	X_{BH} , Ом	X_{BT} , Ом
1	0.413	0.413	0.413	-	35.542	0	22.317	-
2	2.583	2.583	2.583	-	44.428	0	25.83	-
3	-	-	-	1.984	-	-	-	41.659
4	2.583	2.583	2.583	-	44.428	0	25.83	-
5	-	-	-	1.984	-	-	-	41.659

Розрахунок провідності блоків трансформаторів у пунктах мережі наведено в таблиці 4.13.

Табл. 4.13 – Провідність блоків трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	$G_{BT}, \text{См} \cdot 10^{-5}$	$B_{BT}, \text{См} \cdot 10^{-5}$
1	45,37	-1.391
2	34,78	-2.42
3	21,17	-1.059
4	34,78	-2.42
5	21,17	-1.059

4.5 Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі

Коефіцієнт завантаження трансформатора пункту 1:

$$\beta_{BH1} = \frac{|S_{MAX1}|}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{37,5}{2 \cdot 40} = 0.469;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{1CH}^2 + Q_{1CH}^2}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{25^2 + 18,75^2}}{2 \cdot 40} = 0.391;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{1HH}^2 + Q_{1HH}^2}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{5^2 + 3.75^2}}{2 \cdot 40} = 0.078.$$

Коефіцієнти завантаження трансформаторів пунктів мережі наведено у таблиці 4.14

Таблиця 4.14 – Коефіцієнти завантаження трансформаторів пунктів мережі

Пункт	β_{BH}	β_{CH}	β_{HH}	β
1	0.469	0.391	0.078	-
2	0.625	0.469	0.156	-
3	-	-	-	0.5
4	0.703	0.43	0.273	-
5	-	-	-	0.5

Визначення втрат потужності від поздовжнього активного і реактивного опору трансформатора у пункті 1:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n_T \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 200}{2} \cdot (0.469^2 + 0.391^2 + 0.078^2) = 75.684 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{T1} (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1}) =$$

$$= -2 \cdot 40000 (0.469^2 \cdot 0.1075 + 0.391^2 \cdot 0 + 0.078^2 \cdot 0.0625) = -1922.607 \text{ кВАр}.$$

Зведене навантаження пункту 1:

$$S_{ПР1} = S_1 + \Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1} = 30 - j22.5 + 0.075 - j1.922 = 30.076 - j24.423 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності в опорах трансформаторів та зведене навантаження пунктів наведено в таблиці 4.15.

Таблиця 4.15 - Втрати потужності в опорах трансформаторів та зведене навантаження пунктів

Пункт	ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр	$S_{ПР}$, МВА
1	75.684	-1922.607	30.076-j24.423
2	63.477	-1392.578	16.063-j13.393
3	30	-300	8.03-j6.3
4	75.378	-1850.22	18.075-j15.35
5	30	-300	8.03-j6.3

Провідність пункту 1:

$$Y_1 = \frac{Y_{12} + Y_{01}}{2} + Y_{BT1} = \frac{j10.34 \cdot 10^{-5} + j10.14 \cdot 10^{-5}}{2} + 45.37 \cdot 10^{-5} - j1.391 \cdot 10^{-5} =$$

$$= 45.37 \cdot 10^{-5} + j8.85 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Провідність пунктів мережі наведено в таблиці 4.16.

Таблиця 4.16 - Провідність пунктів мережі

Пункт	Y_i , См $\cdot 10^{-5}$
0	$j19.8$
1	$45.37 + j 8.85$
2	$34.78 + j 9.544$
3	$21.17 + j 5.018$
4	$34.781 + j 25.8$
5	$21.17 + j 9.441$

4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Потокорозподіл потужності ділянками мережі:

$$S_{13} = S_{ПП1} = 30.076 - j24.423 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{ПП5} = 8.03 - j6.3 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{ПП4} = 18.075 - j15.35 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{ПП3} = 8.03 - j6.3 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{ПП2} + S_{23} = 16.063 - j13.393 + 8.03 - j6.3 = 24.093 - j19.693 \text{ МВА}.$$

Сумарний опір контурів:

$$Z_{K1} = Z_{01} + Z_{12} + Z_{02} = 3.731 + j10.84 + 15.215 + j13.801 + 2.639 + j7.665 = 21.585 + j32.306 \text{ Ом};$$

$$Z_{K2} = Z_{02} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{04} = 2.639 + j7.665 + 9.436 + j8.559 + 18.44 + j7.655 + 10.352 + j15.476 = 30.867 + j39.355 \text{ Ом};$$

$$Z_{K3} = Z_{04} + Z_{45} + Z_{05} = 10.352 + j15.476 + 16.88 + j15.31 + 7.716 + j11.535 = 34.948 + j42.321 \text{ Ом}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot Z_{02} - S_{01} \cdot Z_{01} = -S_{K1} \cdot Z_{K1} + S_{K2} \cdot Z_{02}; \\ -S_{02} \cdot Z_{02} - S_{23} \cdot Z_{23} + S_{04} \cdot Z_{04} = S_{K1} \cdot Z_{02} - S_{K2} \cdot Z_{K2} + S_{K3} \cdot Z_{04}; \\ S_{05} \cdot Z_{05} - S_{04} \cdot Z_{04} = -S_{K3} \cdot Z_{K3} + S_{K2} \cdot Z_{04}. \end{cases}$$

Підставивши числові значення:

$$\begin{cases} (24.093 - j19.693) \cdot (2.639 + j7.665) - (30.076 - j24.423) \cdot (3.731 + j10.84) = \\ = -S_{K1} \cdot (21.585 + j32.306) + S_{K2} \cdot (2.639 + j7.665); \\ -(24.093 - j19.693) \cdot (2.639 + j7.665) - (8.03 - j6.3) \cdot (9.436 + j8.559) + \\ + (18.075 - j15.35) \cdot (10.352 + j15.476) = S_{K1} \cdot (10.352 + j15.476) - S_{K2} \cdot (30.867 + j39.355) + \\ + S_{K3} \cdot (10.352 + j15.476); \\ (8.03 - j6.3) \cdot (7.716 + j11.535) - (18.075 - j15.35) \cdot (10.352 + j15.476) = \\ = -S_{K3} \cdot (34.948 + j42.321) + S_{K2} \cdot (10.352 + j15.476). \end{cases}$$

Знайшовши зрівнювальну потужність, можна розрахувати поточкорозподіл потужності в мережі:

$$S_{01} = S_{01} - S_{K1} = 30.076 - j24.423 - (4.92 - j1.783) = 25.156 - j22.64 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{05} + S_{K3} = 8.03 - j6.3 + (5.162 - j2.914) = 13.192 - j9.214 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{04} - S_{K3} + S_{K2} = 18.075 - j15.35 - (5.162 - j2.914) + (2.186 + j0.579) = 14.708 - j11.964 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{23} - S_{K2} = 8.03 - j6.3 - (2.186 + j0.579) = 5.844 - j6.879 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} - S_{K2} = 24.093 - j19.693 + 4.92 - j1.783 - (2.186 + j0.579) = 26.827 - j22.054 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = S_{K1} = 4.92 - j1.783 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{K2} = 2.186 + j0.579 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_{K3} = 5.162 - j2.914 \text{ МВА};$$

Перевірка правильності за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$S_{02} \cdot Z_{02} - S_{01} \cdot Z_{01} + S_{12} \cdot Z_{12} = (26.827 - j22.054) \cdot (2.639 + j7.665) - (25.156 - j22.64) \cdot (3.731 + j10.84) + (4.92 - j1.783) \cdot (15.215 + j13.801) = 0;$$

$$-S_{02} \cdot Z_{02} - S_{23} \cdot Z_{23} + S_{04} \cdot Z_{04} + S_{34} \cdot Z_{34} = -(25.156 - j22.64) \cdot (2.639 + j7.665) - (5.844 - j6.879) \cdot (9.436 + j8.559) + (15.1 - j11.858) \cdot (10.352 + j15.476) + (2.186 + j0.579) \cdot (8.44 + j7.655) = 0;$$

$$S_{05} \cdot Z_{05} - S_{04} \cdot Z_{04} + S_{45} \cdot Z_{45} = (13.192 - j9.214) \cdot (7.716 + j11.535) - (15.1 - j11.858) \cdot (10.352 + j15.476) + (5.162 - j2.914) \cdot (16.88 + j15.31) = 0.$$

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги в пунктах на першій ітерації наведено в таблиці 4.17.

Таблиця 4.17 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на першій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в поздовжніх опорах ділянок $\Delta S_{Z_{i-j}}$, МВА	0-4	0.301-j0.451	0-1	0.338-j0.981
	3-4	0.004-j0.003	0-5	0.158-j0.236
	1-2	0.034-j0.031	0-2	0.251-j0.73
	4-5	0.049-j0.044	2-3	0.064-j0.058
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Y_s} , МВА	1	0.055+j1.071	4	0.042+j1.522
	2	0.042+j1.155	5	0.026+j1.142
	3	0.026+j0.607		

Продовження таблиці 4.17

Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{\text{Дс}}, \text{МВА}$	1	0.241+j0.565	4	0.219+j1.273
	2	0.217+j0.745	5	0.129+j1.002
	3	0.059+j0.577		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{\text{Ді}}, \text{МВА}$	0-4	0.181+j1.041	0-1	0.2+j0.684
	3-4	0.018+j0.077	0-2	0.335+j1.281
	1-2	0.041-j0.119	0-5	0.149+j1.157
	4-5	0.02+j0.155	2-3	0.077+j0.654
Результуюче навантаження пункту $S_{\text{Рс}}, \text{МВА}$	1	30.317-j23.858	4	18.294-j14.078
	2	16.28-j12.647	5	8.159-j5.298
	3	8.089-j5.723		
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{\text{РЕЗі}}$	0-4	15.28-j10.817	0-1	25.356-j21.956
	3-4	2.168+j0.502	0-2	27.162-j20.773
	1-2	4.961-j1.901	0-5	13.341-j8.057
	4-5	5.182-j2.759	2-3	5.921-j6.225
Рівень напруги в пунктах $U_{\text{с}}, \text{кВ}$	1	112.07	4	112.133
	2	112.974	5	113.284
	3	112.846		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{112.07 - 110}{110} \right| = 1.882\%$$

Відхилення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.18.

Таблиця 4.18 – Відхилення напруги від початкових наближень для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	1.882
2	2.704
3	2.588
4	1.939
5	2.985

Відхилення напруги більше ніж 2%, відповідно можна переходити до наступної ітерації після розрахунку втрат потужності в мережі.

Втрати потужності в схемі на першій ітерації:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{БП}}^{(1)} &= S_{\text{P04}} + S_{\text{P02}} + S_{\text{P01}} + S_{\text{P05}} + 0.5(\Delta S_{\text{Z04}} + \Delta S_{\text{Z02}} + \Delta S_{\text{Z01}} + \Delta S_{\text{Z05}}) + Y_0 \cdot U_0^2 = \\
 &= 15.28 - j10.817 + 27.162 - j20.773 + 25.356 - j21.956 + 13.341 - j8.057 + \\
 &+ 0.5(0.301 - j0.451 + 0.251 - j0.73 + 0.338 - j0.981 + 0.158 - j0.236) + j198 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = \\
 &= 81.663 - j60.183 \text{ МВА}; \\
 S_{\Sigma} &= S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 = 30 - j22.5 + 16 - j12 + 8 - j6 + \\
 &+ 18 - j13.5 + 8 - j6 = 80 - j60 \text{ МВА}; \\
 \Delta S_{\text{БП}}^{(1)} &= S_{\text{БП}}^{(1)} - S_{\Sigma} = 81.663 - j60.183 - (80 - j60) = 1.663 - j0.183 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги на другій ітерації в пунктах наведено в таблиці 4.19.

Таблиця 4.19 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на другій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в позовжніх опорах ділянок $\Delta S_{\text{Z } i-j}$, МВА	0-4	0.281-j0.421	0-1	0.326-j0.946
	3-4	0.004-j0.003	0-5	0.144-j0.215
	1-2	0.034-j0.031	0-2	0.237-j0.69
	4-5	0.046-j0.042	2-3	0.055-j0.05
Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta S_{\text{Y } s}$, МВА	1	0.057+j1.111	4	0.044+j1.581
	2	0.044+j1.218	5	0.027+j1.212
	3	0.027+j0.639		
Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{\text{П } s}$, МВА	1	0.237+j0.623	4	0.209+j1.349
	2	0.207+j0.833	5	0.122+j1.083
	3	0.056+j0.613		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{\text{Д } i}$, МВА	0-4	0.171+j1.112	0-1	0.192+j0.75
	3-4	0.02+j0.077	0-2	0.328+j1.396
	1-2	0.044-j0.127	0-5	0.139+j1.243
	4-5	0.017+j0.16	2-3	0.076+j0.69
Результуюче навантаження пункту $S_{\text{P } s}$, МВА	1	30.312-j23.799	4	18.284-j14.002
	2	16.271-j12.559	5	8.152-j5.217
	3	8.086-j5.687		
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{\text{РЕЗ } i}$	0-4	15.271-j10.746	0-1	25.348-j21.89
	3-4	2.166+j0.502	0-2	27.155-j20.658
	1-2	4.964-j1.909	0-5	13.331-j7.97
	4-5	5.179-j2.754	2-3	5.92-j6.189
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	112.077	4	112.144
	2	112.982	5	113.293
	3	112.854		

Розрахунок відхилень напруги на другій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(2)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(1)}} \right| = \left| \frac{112.07 - 112.144}{112.07} \right| = 0.006\%$$

Відхлення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.20.

Таблиця 4.20 – Відхилення напруги від початкових наближень для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	0.006
2	0.007
3	0.007
4	0.009
5	0.008

Втрати потужності в схемі на другій ітерації:

$$\begin{aligned} S_{БП}^{(2)} &= S_{P04} + S_{P02} + S_{P01} + S_{P05} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z01} + \Delta S_{Z05}) + Y_0 \cdot U_0^2 = \\ &= 15.271 - j10.746 + 27.155 - j20.658 + 25.348 - j21.89 + 13.331 - j7.97 + \\ &+ 0.5(0.281 - j0.421 + 0.237 - j0.69 + 0.326 - j0.946 + 0.144 - j0.215) + j198 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 81.6 - j59.781 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta S_{БП}^{(2)} = S_{БП}^{(2)} - S_{\Sigma} = 81.6 - j59.781 - (80 - j60) = 1.6 + j0.219 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{БП}^{(2)} - \Delta S_{БП}^{(1)}}{\Delta S_{БП}^{(1)}} \right| = \left| \frac{1.6 + j0.219 - (1.663 - j0.183)}{1.663 - j0.183} \right| = 24.327\%$$

Зміна сумарних втрат потужності в мережі більша за 2%, а отже розрахунок буде продовжено.

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги на третій ітерації в пунктах наведено в таблиці 4.21.

Таблиця 4.21 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на третій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в позовжніх опорах ділянок $\Delta S_{Z i-j}$, МВА	0-4	0.28-j0.418	0-1	0.325-j0.943
	3-4	0.003-j0.003	0-5	0.143-j0.214
	1-2	0.034-j0.031	0-2	0.236-j0.687
	4-5	0.046-j0.041	2-3	0.054-j0.049
Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta S_{Y s}$, МВА	1	0.057+j1.112	4	0.044+j1.582
	2	0.044+j1.218	5	0.027+j1.211
	3	0.027+j0.639		
Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{П s}$, МВА	1	0.236+j0.625	4	0.208+j1.35
	2	0.207+j0.835	5	0.121+j1.084
	3	0.056+j0.613		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{Д i}$, МВА	0-4	0.171+j1.113	0-1	0.192+j0.751
	3-4	+0.02+j0.077	0-2	0.327+j1.398
	1-2	0.044-j0.127	0-5	0.138+j1.245
	4-5	0.017+j0.16	2-3	0.076+j0.69
Результуюче навантаження пункту $S_{P s}$, МВА	1	30.312-j23.798	4	18.284-j14
	2	16.27-j12.558	5	8.151-j5.216
	3	8.086-j5.687		
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{PEZ i}$	0-4	15.27-j10.745	0-1	25.348-j21.889
	3-4	2.166+j0.502	0-2	27.154-j20.656
	1-2	4.964-j1.909	0-5	13.331-j7.969
	4-5	5.179-j2.754	2-3	5.92-j6.189
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	112.077	4	112.144
	2	112.983	5	113.294
	3	112.855		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{112.077 - 112.077}{112.077} \right| = 0\%$$

Відхлення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.22.

Таблиця 4.22 – Відхилення напруги від напруги на другій ітерації для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0

Втрати потужності в схемі на третій ітерації

$$S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{P04} + S_{P02} + S_{P01} + S_{P05} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z01} + \Delta S_{Z05}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$15.27-j10.745 + 27.154-j20.656 + 25.348-j21.889 + 13.331-j7.969 +$$

$$+ 0.5(0.28-j0.418 + 0.236-j0.687 + 0.325-j0.943 + 0.143-j0.214) + j198 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 =$$

$$= 81.595-j59.77 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{\text{БП}}^{(2)} - S_{\Sigma} = 81.595-j59.77 - (80-j60) = 1.595+j0.23 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} - \Delta S_{\text{БП}}^{(2)}}{\Delta S_{\text{БП}}^{(2)}} \right| = \left| \frac{1.595+j0.23 - (1.6+j0.219)}{1.6+j0.219} \right| = 0.736\%$$

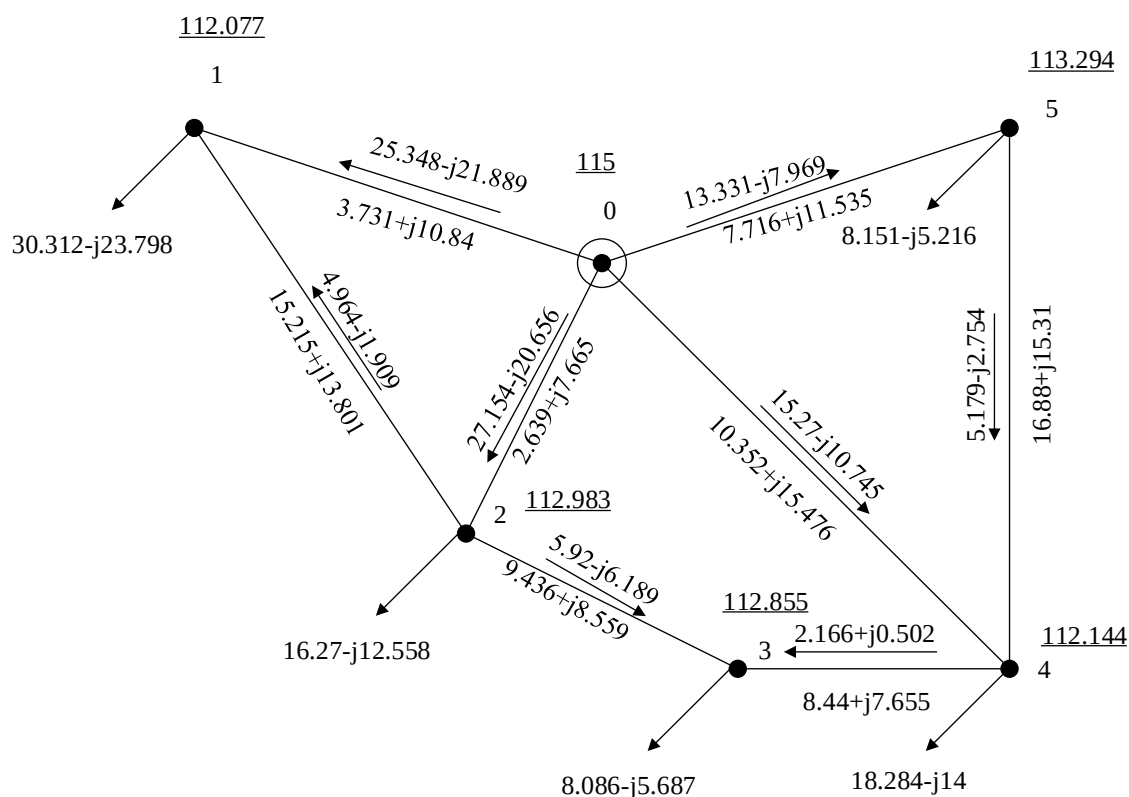


Рисунок 4.3 Потокорозподіл в електричній мережі у режимі максимальних навантажень

4.7 Розрахунок післяаварійного режиму

Найбільш завантаженою є гілка 0-2, відповідно вона умовно відключається. Відповідних змін зазнають провідності пунктів 0 та 2.

Потокорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-2:

$$S_{\Pi A05} = S_{\Pi A5} = 8.03-j6.3 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A01} = S_{\Pi A1} = 30.076-j24.423 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A23} = S_{\Pi A2} = 16.063-j13.393 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A34} = S_{\Pi A3} + S_{\Pi A23} = 8.03-j6.3+16.063-j13.393 = 24.093-j19.693 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A04} = S_{\Pi A4} + S_{\Pi A34} = 18.075-j15.35+24.093-j19.693=42.169-j35.043 \text{ МВА}.$$

Сумарний опір першого контуру:

$$Z_{K1} = Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{04} = 3.731+j10.84+115.215+j13.801+ \\ +9.436+j8.559+8.44+j7.655+10.352+j15.476=47.175+j56.331 \text{ Ом};$$

$$Z_{K2} = Z_{05} + Z_{04} + Z_{45} = 7.716+j11.535+10.352+j15.476+ \\ +16.88+j15.31=34.948+j42.321 \text{ Ом}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{\Pi A04} \cdot Z_{04} + S_{\Pi A34} \cdot Z_{34} + S_{\Pi A23} \cdot Z_{23} - S_{\Pi A01} \cdot Z_{01} = -S_{K1} \cdot Z_{K1} + S_{K2} \cdot Z_{04} \\ S_{\Pi A05} \cdot Z_{05} - S_{\Pi A04} \cdot Z_{04} = S_{K1} \cdot Z_{04} - S_{K2} \cdot Z_{K2} \end{cases}$$

Підставляючи числові значення:

$$\begin{cases} (42.169-j35.043) \cdot (10.352+j15.476) + (24.093-j19.693) \cdot (8.44+j7.655) + \\ + (16.063-j13.393) \cdot (9.436+j8.559) - (30.076-j24.423) \cdot (3.731+j10.84) = \\ = -S_{K1} \cdot (47.175+j56.331) + S_{K2} \cdot (10.352+j15.476); \\ (8.03-j6.3) \cdot (7.716+j11.535) - (42.169-j35.043) \cdot (10.352+j15.476) = \\ = S_{K1} \cdot (10.352+j15.476) - S_{K2} \cdot (34.948+j42.321) \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = -8.92+j10.862 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = 9.866-j5.647 \text{ МВА}.$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Результуючий потік розподіл в контурі Z-схеми електричної мережі становить:

$$S_{\Pi A05} = S_{\Pi A05} + S_{K2} = 8.03-j6.3+9.866-j5.647=17.896-j11.947 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A01} = S_{\Pi A01} - S_{K1} = 30.076-j24.423-(-8.92+j10.862) = 38.996-j35.285 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A23} = S_{\Pi A23} + S_{K1} = 16.063-j13.393+(-8.92+j10.862) = 7.144-j2.531 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A34} = S_{\Pi A34} + S_{K1} = 24.093-j19.693+(-8.92+j10.862) = 15.174-j8.831 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A04} = S_{\Pi A04} + S_{K1} - S_{K2} = 42.169-j35.043+(-8.92+j10.862)-(9.866-j5.647)=23.383-j18.534 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A12} = S_{K1} = -8.92+j10.862 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A45} = S_{K2} = 9.866-j5.647 \text{ МВА}.$$

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & S_{\Pi A04} \cdot Z_{04} + S_{\Pi A34} \cdot Z_{34} + S_{\Pi A23} \cdot Z_{23} - S_{\Pi A01} \cdot Z_{01} + S_{\Pi A12} \cdot Z_{12} = \\ & (23.383-j18.534) \cdot (10.352+j15.476) + (15.174-j8.831) \cdot (8.44+j7.655) + (7.144-j2.531) \cdot (9.436+j8.559) - \\ & - (38.996-j35.285) \cdot (3.731+j10.84) + (-8.92+j10.862) \cdot (3.731+j12.649) = 0 \\ & S_{\Pi A05} \cdot Z_{05} - S_{\Pi A04} \cdot Z_{04} + S_{\Pi A45} \cdot Z_{45} = (17.896-j11.947) \cdot (7.716+j11.535) - \\ & - (23.383-j18.534) \cdot (10.352+j15.476) + (9.866-j5.647) \cdot (16.88+j15.31) = 0 \end{aligned}$$

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги в пунктах на першій ітерації наведено в таблиці 4.23

Таблиця 4.23 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на першій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в позовжніх опорах ділянок $\Delta S_{Z_{ij}}$, МВА	0-4	0.728-j1.088	0-1	0.815-j2.368
	3-4	0.215-j0.195	0-5	0.282-j0.422
	1-2	0.248-j0.225	0-2	-
	4-5	0.18-j0.164	2-3	0.045-j0.041
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Y_s} , МВА	1	0.055+j1.071	4	0.042+j1.522
	2	0.042+j0.721	5	0.026+j1.142
	3	0.026+j0.607		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{Π_s} , МВА	1	0.587-j0.226	4	0.604+j0.798
	2	0.189+j0.588	5	0.257+j0.85
	3	0.156+j0.489		

Продовження таблиці 4.23

Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-4	0.597+j0.975	0-1	0.759+j0.471
	3-4	0.172+j0.38	0-2	-
	1-2	0.172+j0.697	0-5	0.435+j1.054
	4-5	0.179+j0.204	2-3	0.016-j0.109
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	30.662-j24.648	4	18.679-j14.552
	2	16.252-j12.804	5	8.287-j5.45
	3	8.186-j5.811		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PE3i}	0-4	23.98-j17.559	0-1	39.754-j34.813
	3-4	15.345-j8.45	0-2	-
	1-2	9.092-j10.165	0-5	18.332-j10.893
	4-5	10.045-j5.443	2-3	7.16-j2.64
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	110.334	4	110.386
	2	108.251	5	112.653
	3	108.612		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{110.386 - 110}{110} \right| = 0.303\%$$

Відхилення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.24.

Таблиця 4.24 – Відхилення напруги від початкових наближень для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	0.303
2	1.59
3	1.262
4	0.351
5	2.412

Відхилення напруги більше ніж 2%, а отже ітераційний розрахунок буде продовжено.

Втрати потужності в схемі на першій ітерації:

$$S_{\text{БП}}^{(1)} = S_{P04} + S_{P01} + S_{P05} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z01} + \Delta S_{Z05}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$23.98 - j17.559 + 39.754 - j34.813 + 18.332 - j10.893 +$$

$$+ 0.5(0.728 - j1.088 + 0.815 - j2.368 + 0.282 - j0.422) + j162.2 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 =$$

$$= 82.978 - j63.059 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(1)} = S_{\text{БП}}^{(1)} - S_{\Sigma} = 82.978 - j63.059 - (80 - j60) = 2.978 - j3.059 \text{ МВА}.$$

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги на третій ітерації в пунктах наведено в таблиці 4.25

Таблиця 4.25 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на третій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в поздовжніх опорах ділянок $\Delta S_{Z_{i-j}}$, МВА	0-4	0.714-j1.067	0-1	0.132-j0.385
	3-4	0.216-j0.196	0-5	0.269-j0.401
	1-2	0.243-j0.22	0-2	-
	4-5	0.176-j0.159	2-3	0.045-j0.041
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Y_s} , МВА	1	0.055+j1.079	4	0.042+j1.533
	2	0.041+j0.699	5	0.027+j1.198
	3	0.025+j0.592		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{Π_s} , МВА	1	0.243+j0.777	4	0.595+j0.822
	2	0.185+j0.569	5	0.249+j0.918
	3	0.155+j0.474		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{D_i} , МВА	0-4	0.515+j1.084	0-1	0.527+j1.33
	3-4	0.056+j0.489	0-2	-
	1-2	0.284+j0.554	0-5	0.385+j1.145
	4-5	0.136+j0.227	2-3	0.1-j0.015
Результуюче навантаження пункту S_{P_s} , МВА	1	30.319-j23.646	4	18.67-j14.528
	2	16.248-j12.824	5	8.279-j5.382
	3	8.185-j5.826		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PE3_i}	0-4	23.898-j17.451	0-1	39.523-j33.954
	3-4	15.229-j8.342	0-2	-
	1-2	9.204-j10.308	0-5	18.281-j10.801
	4-5	10.002-j5.419	2-3	7.044-j2.516
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	110.426	4	110.409
	2	108.303	5	112.666
	3	108.652		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{110.426 - 110.426}{110.426} \right| = 0\%$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Відхилення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.26.

Таблиця 4.26 – Відхилення напруги від напруги на минулій ітерації для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0

Втрати потужності в схемі на третій ітерації:

$$S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{P04} + S_{P01} + S_{P05} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z01} + \Delta S_{Z05}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$23.898 - j17.451 + 39.523 - j33.954 + 18.281 - j10.801 +$$

$$+ 0.5(0.714 - j1.067 + 0.132 - j0.385 + 0.269 - j0.401) + j162.2 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 =$$

$$= 82.259 - j60.988 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{\text{БП}}^{(3)} - S_{\Sigma} = 82.259 - j60.988 - (80 - j60) = 2.259 - j0.988 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} - \Delta S_{\text{БП}}^{(2)}}{\Delta S_{\text{БП}}^{(2)}} \right| = \left| \frac{2.259 - j0.988 - (2.266 - j1.005)}{2.266 - j1.005} \right| = 0.765\%$$

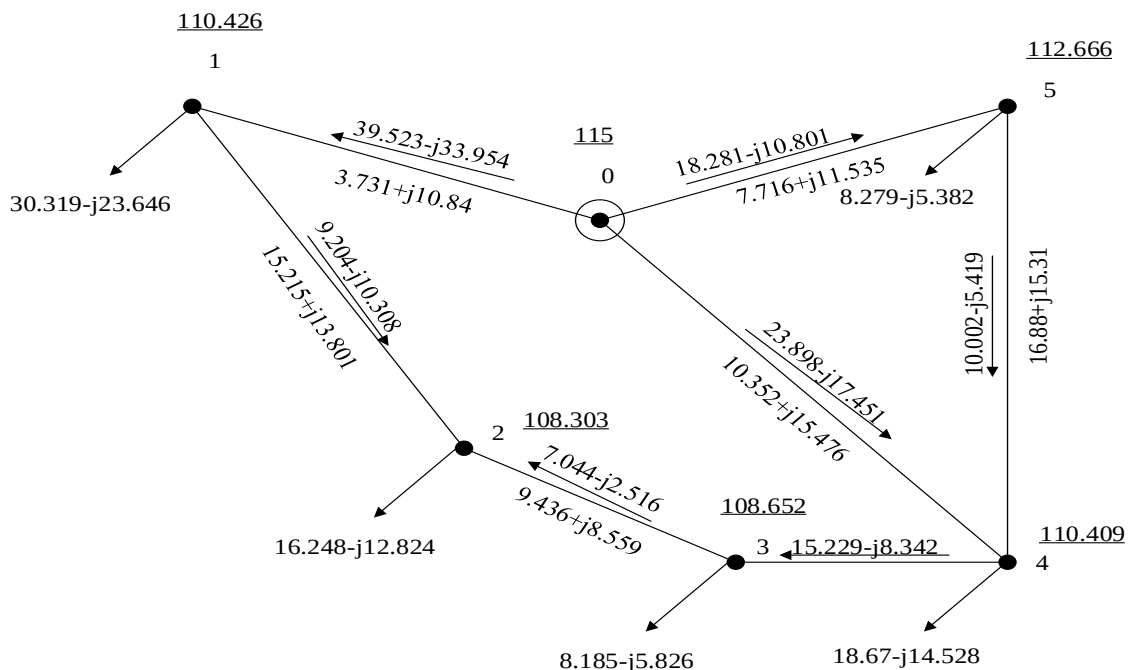


Рисунок 4.4 Потокорозподіл потужності в електричній мережі у післяаварійному режимі

4.8 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Потокорозподіл потужності ділянками мережі:

$$S_{13} = S_{IP1} = 18.647 - j15.142 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{IP5} = 4.979 - j3.906 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{IP4} = 11.207 - j9.517 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{IP3} = 4.979 - j3.906 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{IP2} + S_{23} = 9.959 - j8.303 + 4.979 - j3.906i = 14.938 - j12.209 \text{ МВА}.$$

Сумарний опір контурів:

$$Z_{K1} = Z_{01} + Z_{12} + Z_{02} = 3.731 + j10.84 + 15.215 + j13.801 + 2.639 + j7.665 = 21.585 + j32.306 \text{ Ом};$$

$$Z_{K2} = Z_{02} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{04} = 2.639 + j7.665 + 9.436 + j8.559 + 18.44 + j7.655 + 10.352 + j15.476 = 30.867 + j39.355 \text{ Ом};$$

$$Z_{K3} = Z_{04} + Z_{45} + Z_{05} = 10.352 + j15.476 + 16.88 + j15.31 + 7.716 + j11.535 = 34.948 + j42.321 \text{ Ом}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot Z_{02} - S_{01} \cdot Z_{01} = -S_{K1} \cdot Z_{K1} + S_{K2} \cdot Z_{02}; \\ -S_{02} \cdot Z_{02} - S_{23} \cdot Z_{23} + S_{04} \cdot Z_{04} = S_{K1} \cdot Z_{02} - S_{K2} \cdot Z_{K2} + S_{K3} \cdot Z_{04}; \\ S_{05} \cdot Z_{05} - S_{04} \cdot Z_{04} = -S_{K3} \cdot Z_{K3} + S_{K2} \cdot Z_{04}. \end{cases}$$

Підставивши числові значення:

$$\begin{cases} (14.938 - j12.209) \cdot (2.639 + j7.665) - (18.647 - j15.142) \cdot (3.731 + j10.84) = \\ = -S_{K1} \cdot (21.585 + j32.306) + S_{K2} \cdot (2.639 + j7.665); \\ -(14.938 - j12.209) \cdot (2.639 + j7.665) - (4.979 - j3.906) \cdot (9.436 + j8.559) + \\ + (11.207 - j9.517) \cdot (10.352 + j15.476) = S_{K1} \cdot (10.352 + j15.476) - S_{K2} \cdot (30.867 + j39.355) + \\ + S_{K3} \cdot (10.352 + j15.476); \\ (4.979 - j3.906) \cdot (7.716 + j11.535) - (11.207 - j9.517) \cdot (10.352 + j15.476) = \\ = -S_{K3} \cdot (34.948 + j42.321) + S_{K2} \cdot (10.352 + j15.476); \end{cases}$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Знайшовши зрівнювальну потужність, можна розрахувати потокорозподіл потужності в мережі:

$$S_{01} = S_{01} - S_{K1} = 18.647 - j15.142 - (3.05 - j1.105) = 15.597 - j14.037 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{05} + S_{K3} = 4.979 - j3.906 + (3.201 - j1.807) = 8.179 - j5.713 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{04} - S_{K3} + S_{K2} = 11.207 - j9.517 - (3.201 - j1.807) + (1.356 + j0.359) = 9.362 - j7.352 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{23} - S_{K2} = 4.979 - j3.906 - (1.356 + j0.359) = 3.623 - j4.265 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} - S_{K2} = 14.938 - j12.209 + 3.05 - j1.105 - (1.356 + j0.359) = 16.633 - j13.673 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = S_{K1} = 3.05 - j1.105 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{K2} = 1.356 + j0.359 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_{K3} = 3.201 - j1.807 \text{ МВА};$$

Перевірка правильності за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$S_{02} \cdot Z_{02} - S_{01} \cdot Z_{01} + S_{12} \cdot Z_{12} = (16.633 - j13.673) \cdot (2.639 + j7.665) - (15.597 - j14.037) \cdot (3.731 + j10.84) + \\ + (3.05 - j1.105) \cdot (15.215 + j13.801) = 0;$$

$$-S_{02} \cdot Z_{02} - S_{23} \cdot Z_{23} + S_{04} \cdot Z_{04} + S_{34} \cdot Z_{34} = -(16.633 - j13.673) \cdot (2.639 + j7.665) - (3.623 - j4.265) \cdot (9.436 + j8.559) + \\ + (9.362 - j7.352) \cdot (10.352 + j15.476) + (1.356 + j0.359) \cdot (8.44 + j7.655) = 0;$$

$$S_{05} \cdot Z_{05} - S_{04} \cdot Z_{04} + S_{45} \cdot Z_{45} = (8.179 - j5.713) \cdot (7.716 + j11.535) - (9.362 - j7.352) \cdot (10.352 + j15.476) + \\ + (3.201 - j1.807) \cdot (16.88 + j15.31) = 0.$$

Результат дорівнює нулю, отже розрахунок є правильним. Потокорозподіл потужності ділянками схеми зображений на рисунку 4.27

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги в пунктах на третій ітерації наведено в таблиці 4.8.1.

Таблиця 4.27 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на третій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в поздовжніх опорах ділянок $\Delta S_{Z_{i-j}}$, МВА	0-4	0.1-j0.15	0-1	0.119-j0.345
	3-4	0.001-j0.001	0-5	0.051-j0.076
	1-2	0.013-j0.012	0-2	0.086-j0.25
	4-5	0.017-j0.015	2-3	0.019-j0.017
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Y_s} , МВА	1	0.058+j1.135	4	0.045+j1.615
	2	0.045+j1.236	5	0.028+j1.227
	3	0.027+j0.649		

Продовження таблиці 4.27

Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{\Pi s}$, МВА	1	0.124+j0.957	4	0.104+j1.532
	2	0.104+j1.097	5	0.061+j1.181
	3	0.038+j0.64		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{\Delta i}$, МВА	0-4	0.084+j1.258	0-1	0.098+j1.05
	3-4	0.029+j0.08	0-2	0.196+j1.724
	1-2	0.026-j0.093	0-5	0.052+j1.375
	4-5	0.009-j0.194	2-3	0.067+j0.72
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	18.771-j14.185	4	11.311-j7.986
	2	10.063-j7.206	5	5.04-j2.725
	3	5.016-j3.266		
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{PE3 i}$	0-4	9.446-j6.094	0-1	15.695-j12.987
	3-4	1.326+j0.278	0-2	16.829-j11.95
	1-2	3.076-j1.199	0-5	8.231-j4.338
	4-5	3.191-j1.613	2-3	3.69-j3.545
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	113.253	4	113.317
	2	113.811	5	114.008
	3	113.732		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{113.253 - 113.253}{113.253} \right| = 0\%$$

Відхлення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 4.28.

Таблиця 4.28 – Відхилення напруги від напруги на минулій ітерації для пунктів мережі

Пункт	Відхилення від напруги на минулій ітерації, %
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0

Втрати потужності в схемі на третій ітерації

$$S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{P04} + S_{P02} + S_{P01} + S_{P05} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z01} + \Delta S_{Z05}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$9.446 - j6.094 + 16.829 - j11.95 + 15.695 - j12.987 + 8.231 - j4.338 +$$

$$+ 0.5(0.1 - j0.15 + 0.086 - j0.25 + 0.119 - j0.345 + 0.051 - j0.076) + j198 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 =$$

$$= 50.379 - j33.16 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{\text{БП}}^{(3)} - S_{\Sigma} \cdot 62\% = 50.379 - j33.16 - (49.6 - j37.2) = 0.779 + j4.04 \text{ MBA};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} - \Delta S_{\text{БП}}^{(2)}}{\Delta S_{\text{БП}}^{(2)}} \right| = \left| \frac{0.779 + j4.04 - (0.782 + j4.032)}{0.782 + j4.032} \right| = 0.203\%$$

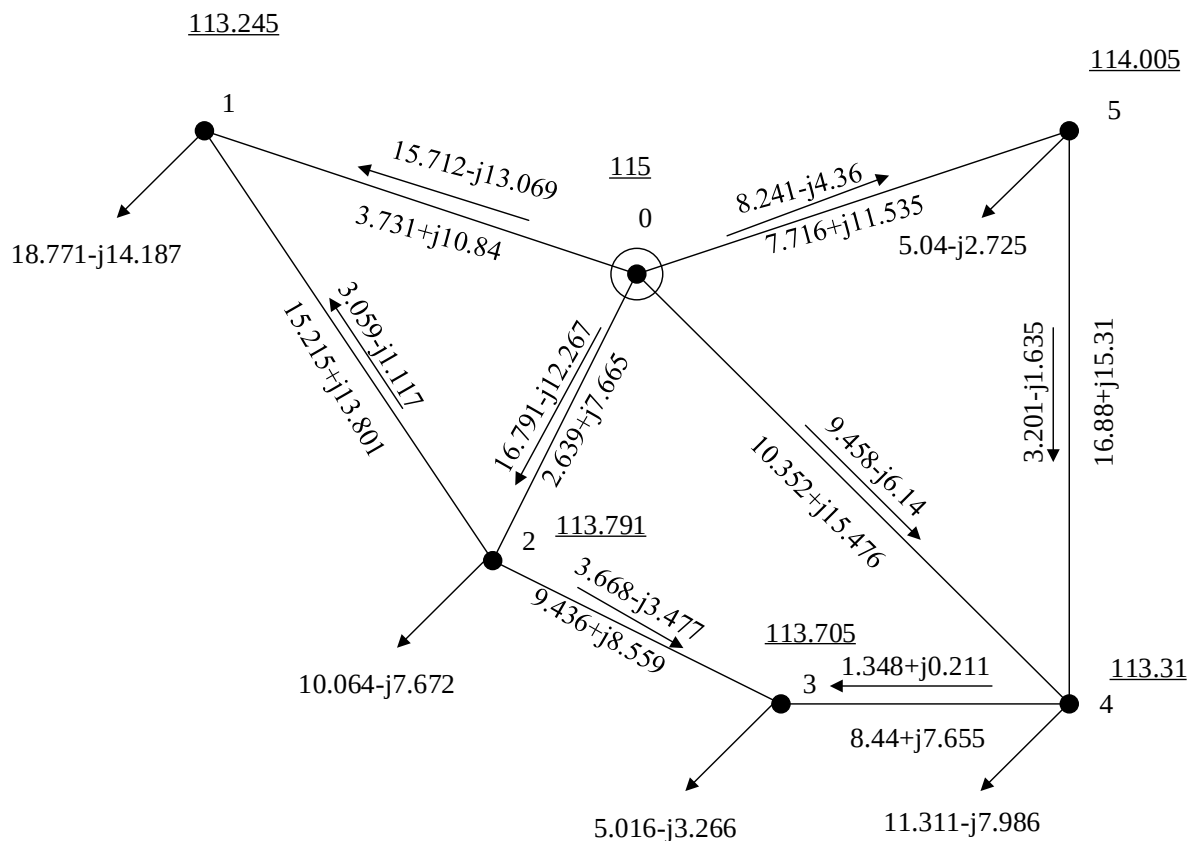


Рисунок 4.5 Потокорозподіл в електричній мережі в режимі мінімальних навантажень

Перевірка допустимості струмового навантаження ділянками схеми наведена в таблиці 4.29.

Таблиця 4.29 – Перевірка допустимості струмового навантаження ділянками схеми

Ділянка	Струм у режимі максимальних навантажень, А	Струм у післяаварійному режимі, А	Струм у режимі мінімальних навантажень, А	Допустимий струм ділянкою, А
0-2	172.794	-	104.16	610
0-5	78.553	107.688	46.91	390
1-2	27.288	72.951	16.788	260
2-3	43.788	39.81	25.965	260
3-4	11.41	92.338	6.892	260
0-4	94.912	151.554	56.85	390
0-1	170.288	266.843	103.053	610
4-5	30.043	58.881	18.161	260

4.9 Розрахунок відгалужень ПБЗ та РПН

Втрати напруги в обмотках, зведені до шин ВН для пункту 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{(P_{HH1} + P_{CH1} + \Delta P_{TZ1} + G_{BT1} \cdot U_1^2) \cdot R_{BB1}}{U_1^2} - \frac{(Q_{HH1} + Q_{CH1} + \Delta Q_{TZ1} + B_{BT1} \cdot U_1^2) \cdot X_{BB1}}{U_1^2} =$$

$$= \frac{(5 + 25 + 0.075 + 45.37 \cdot 10^{-5} \cdot 112.077^2) \cdot 0.413}{112.077^2} - \frac{\left(\begin{matrix} (-3.75) + (-18.75) + (-1.923) + \\ + (-16.64 \cdot 10^{-5}) \cdot 112.077^2 \end{matrix} \right) \cdot 35.542}{112.077^2} =$$

$$= 7.302 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1} \cdot R_{BC1} - Q_{CH1} \cdot X_{BC1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{25 \cdot 0.413 - (-18.75) \cdot 0}{112.077 - 7.302} = 0.099 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1} \cdot R_{BH1} - Q_{HH1} \cdot X_{BH1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{5 \cdot 0.413 - (-3.75) \cdot 22.317}{112.077 - 7.302} = 0.818 \text{ кВ}.$$

Зведені рівні напруги шин СН та НН до шин ВН:

$$U_{PC1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 112.077 - 7.302 - 0.099 = 104.677 \text{ кВ};$$

$$U_{PH1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 112.077 - 7.302 - 0.818 = 103.957 \text{ кВ}.$$

Бажані значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанцій 1 та 7 для режиму максимальних навантажень складуть:

- для підстанції 1:

$$\omega_{\text{вж}1} = \frac{U_{\text{нн}1} \cdot U_{\text{тн}1}}{U_{\text{тв}1} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1 = \frac{103.957 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0.053;$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів підстанції 1:

$$N_{\text{в}1} = \frac{\omega_{\text{вж}1}}{\omega_{\text{в}0}} = \frac{-0.053}{0,018} = -2.976; \quad N_{\text{в}1}^{\text{см}} = -3.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН для трансформатору на підстанції 1:

$$\omega_{\text{в}1}^{\text{см}} = N_{\text{в}1}^{\text{см}} \cdot \omega_{\text{в}0} = -3 \cdot 0,018 = -0,053$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції 1:

$$U_{\text{нд}1} = \frac{U_{\text{нн}1} \cdot U_{\text{тн}1}}{U_{\text{тв}1} \cdot (1 + \omega_{\text{в}1}^{\text{см}})} = \frac{103.957 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.053)} = 10.505 \text{ кВ}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції 1 складе:

$$\omega_{\text{сж}1} = \frac{U_{\text{сдж}1} \cdot U_{\text{тв}1} \cdot (1 + \omega_{\text{в}1}^{\text{см}})}{U_{\text{нс}1} \cdot U_{\text{мс}1}} - 1 = \frac{35 \cdot 115 \cdot (1 - 0.053)}{104.677 \cdot 38,5} - 1 = 0.04$$

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів підстанції 1:

$$N_{\text{с}1} = \frac{\omega_{\text{сж}1}}{\omega_{\text{с}0}} = \frac{0,04}{0,025} = 1.598; \quad N_{\text{с}1}^{\text{см}} = 2$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ буде:

$$\omega_{\text{с}1}^{\text{см}} = N_{\text{с}1}^{\text{см}} \cdot \omega_{\text{с}0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН підстанції 1 у режимі максимального навантаження мережі відповідно до виразу (2.7.10):

$$U_{\text{нс}1} = \frac{U_{\text{нс}1} \cdot U_{\text{мс}1} \cdot (1 + \omega_{\text{с}1}^{\text{см}})}{U_{\text{тв}1} \cdot (1 + \omega_{\text{в}1}^{\text{см}})} = \frac{104.677 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 - 0.053)} = 38.872 \text{ кВ}$$

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для підстанції пункту 1 у режимі максимальних навантажень мережі :

$$N_{61}^{cm} \geq \left(\frac{U_s - \Delta U_{m6}}{1,05 \cdot U_{m6}} - 1 \right) \cdot (\omega_{60})^{-1} = \left(\frac{112.077 - 7.302}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot 0,018^{-1} = -7.432 \rightarrow -7$$

Очевидно, що для трансформаторів пункту 1 у режимі максимальних навантажень електричної мережі перевірка відгалуження РПН за умовою перезбудження живильної обмотки виконується, оскільки $(N_{61}^{cm} = -3) \geq -7$.

Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для режиму максимальних навантажень наведений у таблиці 4.30.

Таблиця 4.30 - Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для режиму максимальних навантажень та післяаварійного

Вуз л	U_s , кВ	ΔU_{TB1} кВ	ΔU_{TC1} кВ	ΔU_{TH1} кВ	$U_{ПС1}$ кВ	$U_{ПН1}$ кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_{СЖ}$	N_B^{cm}	N_C^{cm}	$U_{сд}$ кВ	$U_{НД}$ кВ	$N^{гран}$
Режим максимальних навантажень													
1	112.077	7.302	0.099	0.818	104.67	103.957	-0.053	0.04	-3	2	38.87	10.505	-7
2	112.983	5.207	0.288	0.815	107.48	106.961	-0.026	0.051	-1	2	38.469	10.416	-6
3	112.855	0.05	-	-	-	114.8	0.028	-	2	-	-	10.419	-3
4	112.144	5.884	0.267	1.446	105.99	104.813	-0.045	0.027	-3	1	38.423	10.591	-6
5	113.294	0.05	-	-	-	113.243	0.032	-	2	-	-	10.46	-3
Післяаварійний режим													
1	110.426	7.409	0.1	0.832	102.91	102.185	-0.069	0.038	-4	2	38.951	10.523	-8
2	108.303	5.422	0.301	0.854	102.58	102.028	-0.071	0.041	-4	2	38.823	10.507	-8
3	108.652	0.05	-	-	-	108.604	-0.011	-	2	-	-	10.576	-3
4	110.409	5.973	0.272	1.472	104.16	102.964	-0.062	-0.05	-3	-2	34.997	10.404	-5
5	112.666	0.05	-	-	-	112.616	0.026	-	1	-	-	10.584	-3

Висновки до розділу 4

У даному розділі ДП для вихідної замкненої мережі були обрані тип, потужність та кількість трансформаторів, визначені перерізи проводів, розраховані параметри режиму для режимів максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму. Для післяаварійного режиму та режиму максимальних навантажень були розраховані відгалуження РПН та ПБЗ трансформаторів, а також була виконана перевірка допустимості відгалужень за умовою перезбудження живильної обмотки трансформаторів.

					ДП.7118.141.015.ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					58

Висновки

Розвиток електроенергетики у наш час має бути одним із найпріоритетніших напрямків розвитку держави, адже надійне електропостачання, а також мінімальні втрати в електричній мережі сприяють покращенню економічного стану держави. Оптимізація конфігурації мережі приносить відчутні зміни в якості режимних параметрів, а також економічній доцільності використання мережі. У даному дипломному проекті було виконано поконтурну оптимізацію електричної мережі з метою знаходження найбільш оптимальну конфігурацію схеми, проведено техніко-економічне порівняння перерізів проводів ділянок, були розраховані режимні параметри для режиму максимальних навантажень, післяаварійного режиму та режиму мінімальних навантажень. Також були обрані відгалуження РПН та ПБЗ та виконана перевірка за критерієм перезбудження живильної обмотки трансформатора.

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік посилань

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
2. Електричні мережі та системи. Районі електричні мережі [Текст] : метод. вказівки до викон. курсов. проекту з дисципліни для студ. та студ.-іноземців наряду підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Уклад.: В. М. Сулейманов

					ДП.7118.141.015.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Результат перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:
1008246514

Дата перевірки:
09.06.2021 15:30:49 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
09.06.2021 15:48:47 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Шинкар

Кількість сторінок: 61 Кількість слів: 12252 Кількість символів: 70653 Розмір файлу: 1.69 MB ID файлу: 1008318738

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

30.6%
Схожість

Найбільша схожість: 25.4% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1008318739)

12.3% Джерела з Інтернету 405

Сторінка 63

29.5% Джерела з Бібліотеки 497

Сторінка 70

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи 116

Підозріле форматування 32 сторінки