

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Валерій Кирик

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра**

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»**

**спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”**

**на тему: «Оптимізація та розрахунок усталених режимів електричної мережі  
110 кВ»**

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-71  
Аладько Віталій Володимирович

\_\_\_\_\_

Керівник:

кандидат технічних наук, доцент,  
Баженов Володимир Андрійович

\_\_\_\_\_

Консультант:

кандидат технічних наук, доцент,  
Кацадзе Теймураз Луарсабович

\_\_\_\_\_

Рецензент

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

Студент \_\_\_\_\_

Київ 2021

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Освітньо-професійна програма “Електричні системи та мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Валерій Кирик

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на дипломний проєкт студенту**  
Аладько Віталію Володимировичу

1. Тема проєкту «Оптимізація та розрахунок усталених режимів електричної мережі 110 кВ»,  
керівник проєкту Баженов Володимиро Андрійович, канд. техн. наук., доцент,  
затвержені наказом по університету від «21» « 05 » 2021 р. №1246
2. Строк подання студентом проєкту 10 червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаженням пунктів, географічний район спорудженням мережі.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити) 1. Побудувати функцію оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах. 2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат. 3. Виконати оптимізацію електричної мережі методом упорядкованого виключення гілок. 4. Виконати розрахунок усталених режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Функція оптимальних витрат.

5.2 Метод упорядкованого виключення гілок.

5.3 Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи.

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «\_\_» «\_\_\_\_\_» 2021 року.

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	12.04-19.04	
2	Побудова функції дисконтованих витрат	19.04-26.04	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат	26.04-03.05	
4	Вибір оптимальної конфігурації схеми РЕМ	03.05-10.05	
5	Розрахунок усталених режимів роботи мережі	10.05-17.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	17.05-19.05	
7	Оформлення технічних креслень	20.05-31.05	

Студент

\_\_\_\_\_

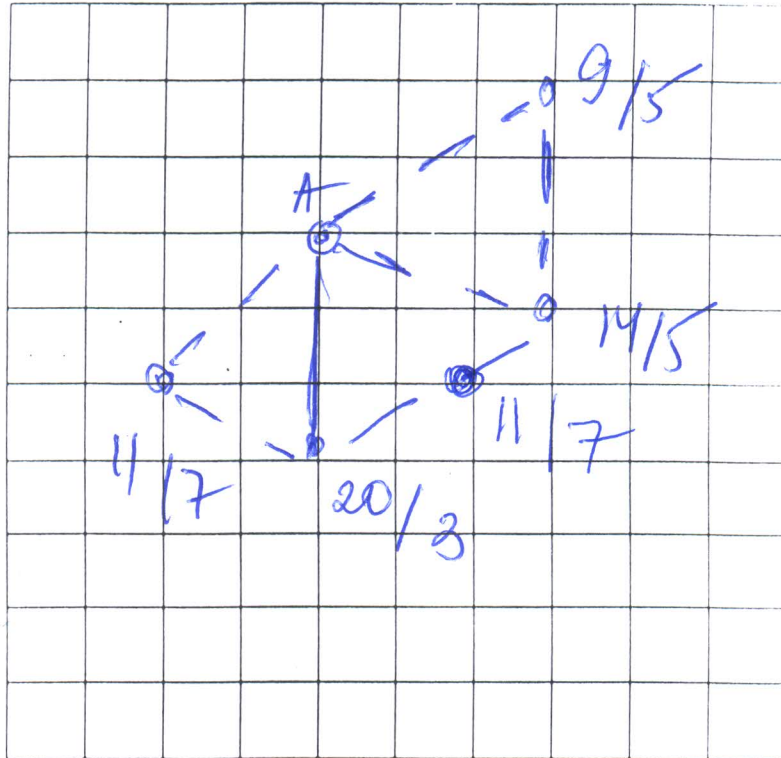
Аладько В.В.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_

Баженов В.А.

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:

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) з ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{en} = \underline{0,84}$ ,  $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,80}$ ,  $T_{max} = \underline{5500}$  [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі \_\_\_\_\_
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень  $\alpha = \underline{63}$  (%). р-п I - II.
- $M_{rmin}$  \_\_\_\_\_ [МВт·км],  $\alpha_n =$  \_\_\_\_\_

\$ 27,75

Примітки:

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

Завдання  
видане

Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача

**Пояснювальна записка**  
**до дипломного проєкту**

на тему: Оптимізація та розрахунок ustalених режимів електричної мережі  
110 кВ

Київ – 2021 року

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП7101.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	69	
3	A1	ДП7101.141.01.001 ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП7101.141.02.001 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
5	A1	ДП7101.141.03.001 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи	1	

					<i>ДП. 7101.141.001 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Аладько</i>			<i>Оптимізація та розрахунок усталених режимів електричної мережі 110 кВ</i>	<i>Лім.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірив</i>		<i>Баженов</i>					6	69
<i>Н. контр</i>		<i>Кацадзе</i>				КПІ ім. Ігоря Сікорського, ФЕА, зр. ЕС-71		
<i>Затвердив</i>		<i>Кирик В.В.</i>						

## РЕФЕРАТ

Даний дипломний проєкт містить в собі пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка була виконана на 69 сторінках формату А4, в яку входить 32 таблиці, 33 рисунки і 5 джерел літератури. Графічна частина вміщає в себе 3 аркуші формату А1.

Метою даного дипломного проєкту являється оптимізація розвитку електричної мережі номінальною напругою 110 кВ, побудова функції дисконтованих витрат та її апроксимація та розрахунок усталених режимів.

Було побудовано функцію дисконтованих витрат для різних перерізів, виконано оптимізацію районної електричної мережі за допомогою методу упорядкованого виключення гілок, та пораховано усталені режими роботи мережі.

ФУНКЦІЯ ЗАГАЛЬНИХ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, НАПРУГА, АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОТОКОРОЗПОДІЛ, ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, РЕЖИМИ РОБОТИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОПТИМІЗАЦІЯ.

Публікація за темою дипломного проєкту:

1. Аладько В.В. Порівняння методів оптимізації розвитку електричних мереж: Матеріали міжнародної студентської конференції м. Київ, 2021 (направлена до друку)

					ДП7101.14.1.001.ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

This diploma project contains an explanatory note and a graphic part. The explanatory note was made on 69 A4 pages, which includes 32 tables, 33 figures and 5 references. The graphic part contains 3 sheets of A1 format.

The purpose of this diploma project is to optimize the development of the electrical network with a nominal voltage of 110 kV, construction of the function of discounted costs and its approximation and calculation of steady state.

The function of discounted costs for different cross-sections was constructed, the optimization of the district electric network was performed using the method of orderly exclusion of branches, and the established modes of network operation were calculated.

FUNCTION OF TOTAL DISCOUNTED COSTS, VOLTAGE, APPROXIMATION OF FUNCTION, ELECTRICAL NETWORK, FLOW DISTRIBUTION, POWER, CURRENT, REGIME.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		8



## ЗМІСТ

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів .....	11
Вступ.....	12
1 Функція Дисконтованих витрат.....	13
1.1. Загальні відомості .....	13
1.2. Побудова функції дисконтованих витрат .....	15
Висновки до першого розділу.....	17
2 апроксимація функції дисконтованих витрат .....	18
2.1. Загальні відомості .....	18
2.2. Апроксимація функції дисконтованих витрат .....	19
Висновки для другого розділу .....	21
3 оптимальная конфігурація електричної мережі.....	22
3.1. Загальні відомості .....	22
3.2. Оптимальна конфігурація ПЛ 110 кВ .....	23
Висновки до третього розділу .....	32
4 Розрахунок режимів роботи електричної мережі .....	33
4.1. Вибір типу силових трансформаторів.....	33
4.2. Розрахунок поточкорозподілу в L-схемі електричної мережі.....	34
4.3. Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ.....	37
4.4. Розрахунок параметрів Z-схеми електричної мережі .....	42
4.5. Розрахунок приведених навантажень та провідностей.....	46
4.6. Електричний розрахунок режиму максимальних навантажень .....	48
4.7. Електричний розрахунок післяаварійного режиму мережі .....	58

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		9

4.8. Електричний розрахунок режиму мінімальних навантажень .....	60
Висновки до четвертого розділу.....	65
Висновки .....	66
список використаної літератури.....	67
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	68

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПЛ – повітряна лінія

КЗ – коротке замикання

НН – низька напруга

ВН – висока напруга

РЕМ – район електричних мереж

РПН – Регулювання під навантаженням

ПБЗ – перемикання без збудження

ПС – підстанція

ЛЕП – лінія електропередач

										Лист
										11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП7101.14.1.001.ПЗ

## ВСТУП

Електричною мережею називають сукупність електроустановок для розподілу і передавання електричної енергії, яка складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, кабельних і повітряних ліній електропередавання, що працюють на певній території.

Метою дипломного проєкту являється систематизація, закріплення та набуття досвіду реалізації теоретичних знань і практичних навиків при самостійному розв'язанні інженерних задач. В нашому випадку мається на увазі розрахунок районної електричної мережі, її ustalених режимів та оптимізація розвитку мережі.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено наступні завдання:

1. Побудувати функцію оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах.
2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат.
3. Виконати оптимізацію електричної мережі методом упорядкованого виключення гілок.
4. Виконати розрахунок ustalених режимів роботи електричної мережі.

Особливо уважним потрібно бути при виборі оптимальної конфігурації електричної мережі. Оскільки саме вона з'єднує споживачів із джерелом живлення. При вирішенні цієї задачі, необхідно враховувати такі параметри як, надійність, пропускна здатність, навантаження ліній.

Для вирішення задач оптимізації розвитку необхідно володіти такою вихідною інформацією як: активне навантаження в пунктах (на стороні С.Н. та Н.Н.), розрахункову схему мережі, яка містить в собі інформацію про існуючі та проєктовані ПЛ. Вирішення задачі оптимізації розвитку виконується математичними методами. В даному проєкті застосовується метод упорядкованого виключення гілок.

										Лист
										12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП7101.14.1.001.ПЗ

# 1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1. Загальні відомості

Для розвитку електричних мереж критерієм оптимальності вважається мінімум функції загальних дисконтованих витрат.

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c$$

де  $i$  – поточний номер ділянки електричної мережі;

$M$  – інші ділянки мережі.

При розв'язанні оптимізаційних задач, потрібно врахувати вимоги до надійності енергопостачання і також до якості. Кожна електрична мережа містить в собі силові трансформатори на підстанціях і лінії електропередавання. Дані елементи мають дискретні параметри, такі як номінальна напруга, потужність трансформатора, перерізи проводів та кількість ланцюгів на кожній ділянці електричної мережі. Виходячи з того, що параметри елементів, які перелічено вище, являються дискретними, то розв'язання нашої оптимізаційної задачі стає більш складним. Тому можемо скористатися методом економічних інтервалів для спрощення розв'язку. Приведені витрати  $i$ -ої гілки мережі за будь-якого значення потужності цієї ж самої гілки повинні задовольняти умову наведену нижче.

$$Z_i(P_i) = \min \left\{ Z_{i1}(P_i), Z_{iN}(P_i) \right\},$$

де  $N$  – кількість усіх можливих варіантів виконання  $i$ -ої ділянки мережі.

Витрати на ЛЕП розраховують за виразом

$$Z_v = Z_{v0} \cdot l,$$

де  $l$  - довжина лінії електропередачі

$Z_{v0}$  - приведені затрати на експлуатації та будівництво одиниці довжини лінії електропередач з необхідним перерізом

									Лист
									13
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Приведені витрати  $Z_{V0}$  розраховуються за виразом:

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau,$$

$V0$  - капіталовкладення на будівництво одиниці довжини лініях електропередач

$P_a$  - щорічні затрати на обслуговування та ремонт ЛЕП;

$E$  - норма дисконту;

$P$  - значення потужності для даної ЛЕП;

$U_n$  - номінальна напруга у мережі;

$\cos\varphi$  - середня величина коефіцієнта потужності даного класу напруги;  $V0$

$r_{V0}$  - погонний активний опір лінії відповідного перерізу;

$Z_e$  - питома вартість на втрати електричної енергії

$\tau$  - кількість годин максимальних втрат.

Функція приведених витрат ЛЕП буде мати такий вигляд:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2$$

де  $a_{V0}$  та  $b_{V0}$  коефіцієнти параболи, які обраховуються за формулами

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E};$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E}.$$

Дану функцію можна записати для будь-якого числа перерізів, які являються допустимими для даного класу напруги. Як результат отримаємо графік із параболою.

									Лист
									14
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП7101.14.1.001.ПЗ

## 1.2. Побудова функції дисконтованих витрат

Побудуємо функції дисконтованих витрат для повітряної лінії електропередачі з номінальною напругою 110 кВ

При спорудженні ПЛ-110 кВ, котра виконана на залізобетонних опорах використаємо стандартні перерізи проводів (70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>). Дані про питомий опір даних перерізів запишемо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Питомий опір проводів з перерізами 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>

Переріз лінії, мм <sup>2</sup>	Питомий опір лінії, Ом/км
70/11	0,422
120/19	0,244
240/32	0,118

Перерахуємо значення базових показників вартості спорудження ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах у зв'язку із зростанням курсу долара від 5 грн за 1 долар США до 27,75 грн за 1 долар США за даною формулою:

$$K_{v0(70)} = 275 \cdot \frac{27.75}{5} = 1526.25 \text{ тис.грн / км}$$

$$K_{v0(120)} = 295 \cdot \frac{27.75}{5} = 1637.25 \text{ тис.грн / км}$$

$$K_{v0(240)} = 350 \cdot \frac{27.75}{5} = 1942.5 \text{ тис.грн / км}$$

Занесемо дані у таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Вартість спорудження ПЛ-110 кВ

Переріз лінії, мм <sup>2</sup>	Вартість, тис.грн/км
70/11	1526.25
120/19	1637.25
240/32	1942.5

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Лист

15

Розрахуємо час максимальних витрат:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 = (0.124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 = 3974.46 \text{ год} / \text{рік}$$

Коефіцієнти параболи для різних перерізів проводів матимуть наступні значення:

$$a_{v0(70)} = K_{v0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{v0(70)}}{E} = 1526.25 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 1526.25}{0.1} = 1709.4$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0.422 \cdot 1.95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 3.341$$

$$a_{v0(120)} = K_{v0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{v0(120)}}{E} = 1637.25 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 1637.25}{0.1} = 1709.4$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0.244 \cdot 1.95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 1.932$$

$$a_{v0(240)} = K_{v0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{v0(240)}}{E} = 1942.5 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 1942.5}{0.1} = 1709.4$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0.118 \cdot 1.95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 0.934$$

Функції дисконтованих витрат матимуть наступний вигляд:

$$\mathcal{Z}_{v0(70)} = a_{v0(70)} + b_{v0(70)} \cdot P^2 = 1.709 \cdot 10^3 + 3.341 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{v0(120)} = a_{v0(120)} + b_{v0(120)} \cdot P^2 = 1.834 \cdot 10^3 + 1.932 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{v0(240)} = a_{v0(240)} + b_{v0(240)} \cdot P^2 = 2.176 \cdot 10^3 + 0.934 \cdot P^2$$

На рис. 2.1 зображені графіки функцій дисконтованих витрат для перерізів провідників 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>. Проаналізувавши даний графік на рисунку 2.1, можемо сказати, що функція оптимальних витрат являється нижньою кривою лінією, яка охоплює параболи.

										Лист
										16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						



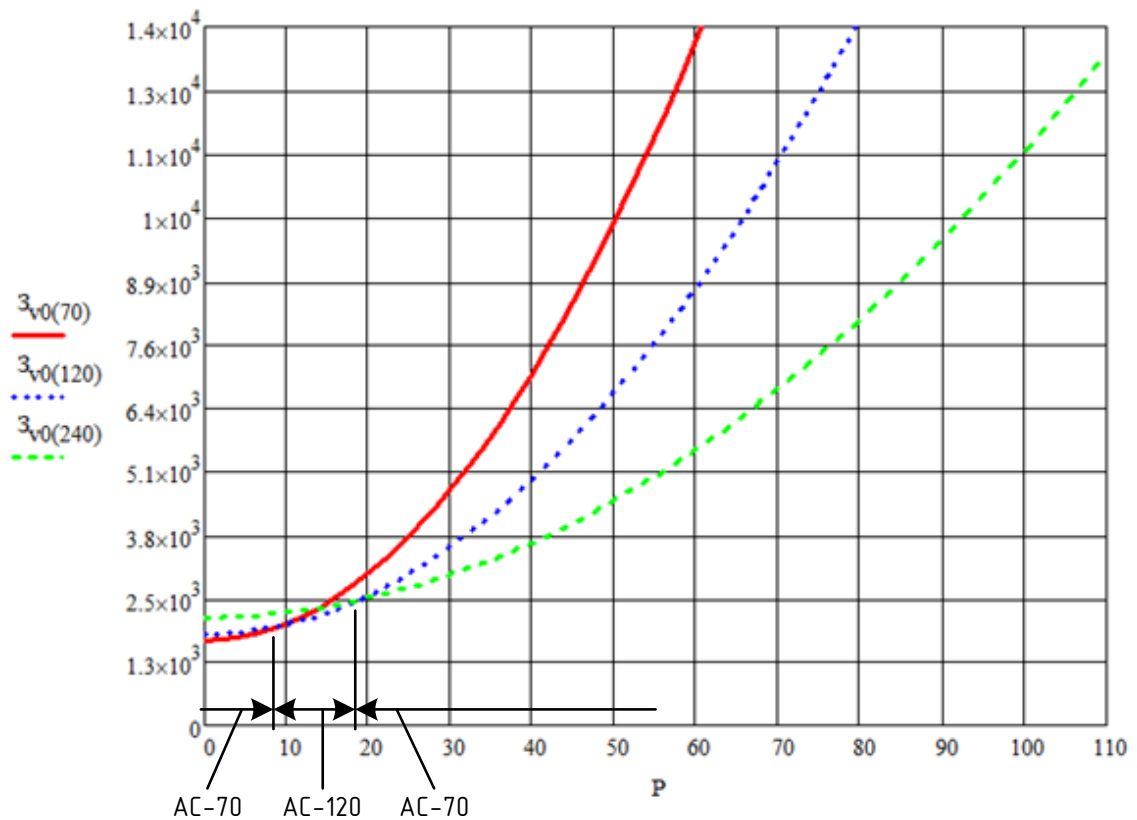


Рисунок 2.1 Графіки функції приведених витрат на ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах

### Висновки до першого розділу

В першому розділі даного дипломного проєкту побудовано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, які розташовуються на залізобетонних опорах. Були використані стандартні перерізи для номінальної напруги 110 кВ, а саме 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Лист

17

## 2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1. Загальні відомості

Функцію сумарних дисконтованих витрат  $Z_i=f(P_i)$ , замінюють на більш просту. Тому що використання її використання є досить об'ємним та складним. Для заміни функції на спрощену, виконується апроксимація.

Апроксимація даної функції виконується за методом найменших квадратів. Даний метод за допомогою значень функції, дозволяє вирахувати многочлен, який досить точно описує задану функцію.

$$y(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + \dots + a_K \cdot x^k + \dots + a_M \cdot x^M$$

При використанні методу найменших квадратів, функція мінімізується до вигляду:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M).$$

Щоб отримати систему рівнянь, яка описує коефіцієнти  $a_1, a_2, a_3, \dots, a_M$ . треба виконати диференціювання виразу по кожному коефіцієнту  $a_K$ , отримані похідні прирівнюємо до нуля. Після виконання цих дій, отримаємо вираз:

$$\frac{\partial f}{\partial a_K} = -2 \cdot \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] \cdot x_i^k = 0, \quad K=0,1,2,\dots,M.$$

Попередній вираз запишемо у такому вигляді:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = a_0 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=1}^M a_j \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+j}$$

$K = 0,1,2,\dots,M.$

Застосуємо позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = T_K;$$
$$\sum_{i=1}^N x_i^K = S_K.$$

В результаті отримаємо систему рівнянь для визначень  $\pi$

$$\sum_{j=0}^M a_j \cdot S_{K+j} = T_K \quad K = 0, 1, 2, \dots, M.$$

Коли апроксимація функції виконується прямою лінією, то система рівнянь має наступний вигляд:

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

де

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

## 2.2. Апроксимація функції дисконтованих витрат

Розрахуємо апроксимацію для функції оптимальних затрат яку ми знайшли в попередньому підрозділі. Використовуємо метод найменших квадратів.

При апроксимації функції прямою лінією вигляду  $y = a_0 + a_1 \cdot x$ , коефіцієнт  $a_1$  знаходять з рівняння:

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

Звідки:

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

									Лист
									19
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Для апроксимації функції оптимальних витрат знаходимо точки координат, що належать даній функції і точки в, яких перетинаються параболи різних перерізів. Обрані координатні точки наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Координатні точки

$x_i$	0	2,5	5	9,26	15	18,33	30	50	70	90
$y_i$	1710	1750	1790	2000	2280	2490	3020	4490	6730	9760

Розв'яжемо систему рівнянь для знаходження коефіцієнтів лінійної функції

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = 10;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2,5 + 5 + 9,26 + 18,33 + 30 + 50 + 70 + 90 = 290,09$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 9,26^2 + 18,33^2 + 30^2 + 50^2 + 70^2 + 90^2 = 17077,99$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1710 + 1750 + 1790 + 2000 + 2280 + 2490 + 3020 + 4490 + 6730 + 9760 = 36020$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 + y_4 \cdot x_4 + y_5 \cdot x_5 + y_6 \cdot x_6 + y_7 \cdot x_7 + y_8 \cdot x_8 + y_9 \cdot x_9 + y_{10} \cdot x_{10} = 1710 \cdot 0 + 1750 \cdot 2,5 + 1790 \cdot 5 + 2000 \cdot 9,26 + 2280 \cdot 15 + 2490 \cdot 18,33 + 3020 \cdot 30 + 4490 \cdot 50 + 6730 \cdot 70 + 9760 \cdot 90 = 1776286,7$$

Отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 290,09 \cdot a_1 = 36020 \\ 290,09 \cdot a_0 + 17077,99 \cdot a_1 = 1776286,7 \end{cases}$$

Отже коефіцієнти будуть мати значення:

$$a_0 = 1152,82$$

$$a_1 = 84,428$$

Тоді апроксимована функція оптимальних витрат, яка проектується на залізобетонних опорах матиме вигляд:

											Лист
											20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							

ДП7101.14.1.001.ПЗ

$$Z = 1153.82 + 82.428 \cdot P$$

Розрахунок для існуючої повітряної лінії не наводимо. Отримуємо функцію:

$$Z = 67.533 \cdot P$$

На рисунку 2.1 зобразимо графік апроксимованої функції дисконтованих витрат.

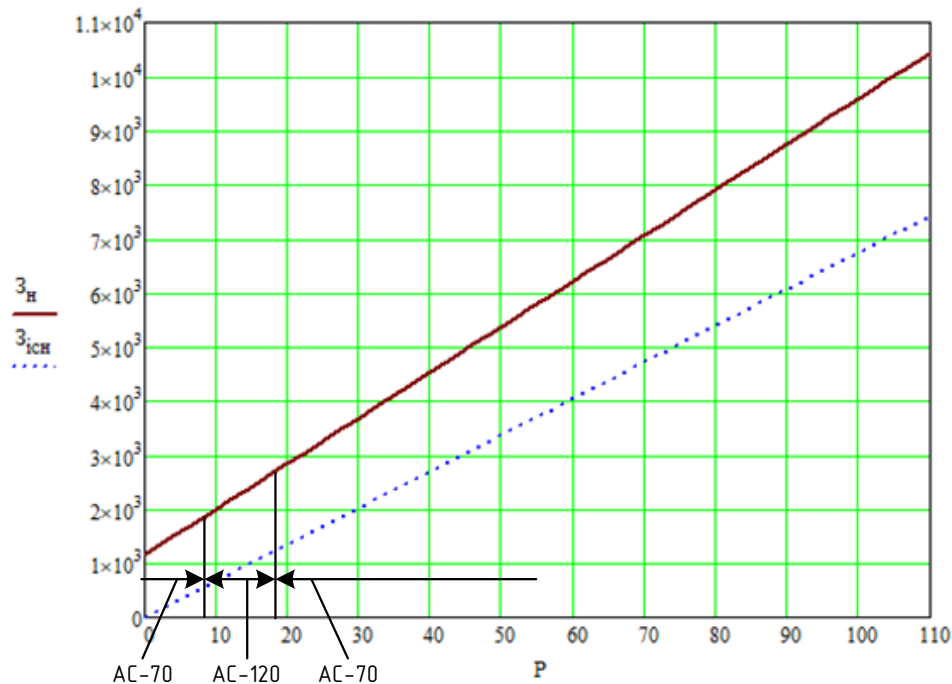


Рисунок 2.2 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

### Висновки для другого розділу

В другому розділі дипломного проекту було зроблено апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат, за допомогою методу найменших квадратів. Апроксимацію було виконано для існуючої та проектованої лінії.

## 3 ОПТИМАЛЬНАЯ КОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧНОЙ СЕТИ

### 3.1. Общие сведения

Для нахождения оптимальной конфигурации сети используются такие методы как метод упорядоченного выключения ветвей, метод контурной оптимизации, метод ветвей и границ. У каждого есть свои преимущества и недостатки. Для решения нашей оптимизационной задачи, воспользуемся методом упорядоченного выключения ветвей. До преимуществ данного метода можно отнести то, что при нахождении суммарных затрат может быть использована кривая экономических интервалов. Недостатками можно считать большой объем расчетов.

Для начала расчета оптимизационной задачи, с помощью метода упорядоченного выключения ветвей, формируется исходная схема электрической сети с так называемыми избыточными линиями. Для данной схемы рассчитываются суммарные затраты. После чего, путем последовательного отключения всех возможных ветвей сети выбирают именно ту ветвь, отключение которой не нарушит целостности схемы и приводит к наибольшему уменьшению суммарных затрат. Выбранную ветвь удаляют из схемы электрической сети и продолжают расчеты. Данный процесс повторяют до тех пор, пока не будет нарушена целостность схемы электрической сети, либо отключение линии не приведет к увеличению суммарных затрат.

После отключения каждой очереди участка каждой новой схемой электрической сети рассчитываем потокораспределение в сети и суммарные затраты на строительство и эксплуатацию для каждого участка и суммируем их.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		22

### 3.2. Оптимальна конфігурація ПЛ 110 кВ

На рисунку 3.1 зобразимо вихідну електричну мережу, із показаною існуючою (суцільна лінія) та можливими (пунктирна лінія) лініями. Також нанесемо на схему активне навантаження вузлів схеми.

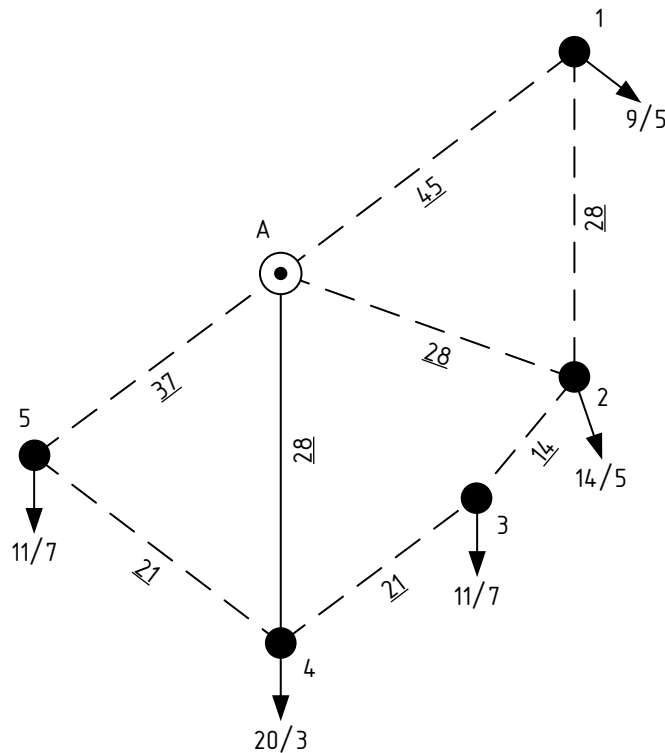


Рисунок 3.1 – Початкова схема електричної мережі

Використовуючи метод контурних рівнянь розрахуємо поточкорозподіл потужностей по довжинам ліній електричної мережі. З вихідної схеми умовно видалимо хорди 1-2, 3-4 та 4-5 та вираховуємо поточкорозподіл розімкненої мережі:

$$P_{01}^{p03} = P_1 = 14 \text{ MВт};$$

$$P_{23}^{p03} = P_3 = 18 \text{ MВт};$$

$$P_{02}^{p03} = P_{23} + P_2 = 18 + 19 = 37 \text{ MВт};$$

$$P_{04}^{p03} = P_4 = 23 \text{ MВт};$$

$$P_{05}^{p03} = P_5 = 18 \text{ MВт};$$

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

На рисунку 3.2 зображено потякорозподіл розімкненої схеми. Система рівнянь матиме наступний вигляд:

$$\begin{cases} P_I \cdot (l_{01} + l_{02} + l_{12}) - P_{II} \cdot l_{02} = -(P_{01}^{poz} \cdot l_{01} - P_{02}^{poz} \cdot l_{02}) \\ P_{II} \cdot (l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{04}) - P_I \cdot l_{02} - P_{III} \cdot l_{04} = -(P_{02}^{poz} \cdot l_{02} + P_{23}^{poz} \cdot l_{23} - P_{04}^{poz} \cdot l_{04}) \\ P_{III} \cdot (l_{04} + l_{45} + l_{05}) - P_{II} \cdot l_{04} = -(P_{04} \cdot l_{04} - P_{05} \cdot l_{05}) \end{cases}$$

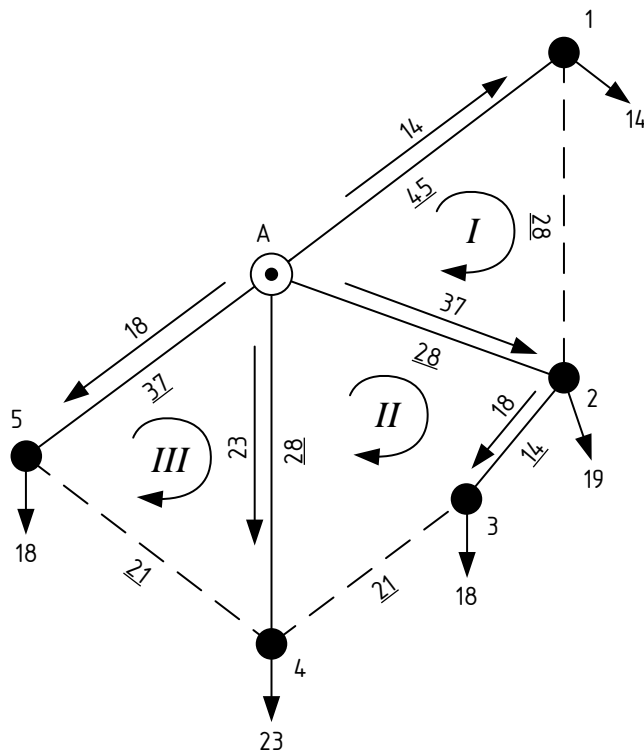


Рисунок 3.2 – Потякорозподіл в розімкненій електричній мережі

Після розв'язання системи рівнянь, знаходимо такі контурні потужності:

$$P_I = 2.059 \text{ MWm};$$

$$P_{II} = -7.073 \text{ MWm};$$

$$P_{III} = -2.047 \text{ MWm};$$

Розраховуємо потякорозподіл в замкненій схемі PEM

$$P_{01} = P_{01}^{poz} + P_I = 14 + 2.06 = 16.06 \text{ MWm};$$

$$P_{02} = P_{02}^{poz} + P_{II} - P_I = 37 - 7.07 - 2.06 = 27.87 \text{ MWm};$$

$$P_{04} = P_{04}^{poz} + P_{III} - P_{II} = 23 - 2.05 + 7.07 = 28.03 \text{ MWm};$$

$$P_{05} = P_{05}^{poz} - P_{III} = 18 + 2.05 = 20.05 \text{ MWm};$$

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Лист

24



$$P_{12} = P_I = 2.06 \text{ MBm};$$

$$P_{23} = P_{23}^{poz} + P_{II} = 18 - 7.07 = 10.93 \text{ MBm};$$

$$P_{43} = -P_{II} = 7.07 \text{ MBm};$$

$$P_{54} = -P_{III} = 2.05 \text{ MBm};$$

Перевіримо правильність розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$P_{01} \cdot l_{01} + P_{12} \cdot l_{12} - P_{02} \cdot l_{02} = 16.06 \cdot 45 + 2.06 \cdot 28 - 27.87 \cdot 28 = 0$$

$$P_{02} \cdot l_{02} + P_{23} \cdot l_{23} - P_{43} \cdot l_{34} - P_{04} \cdot l_{04} = 27.87 \cdot 28 + 10.93 \cdot 14 - 7.07 \cdot 21 = 0$$

$$P_{04} \cdot l_{04} - P_{54} \cdot l_{45} - P_{05} \cdot l_{05} = 28.03 \cdot 21 - 2.05 \cdot 21 - 20.05 \cdot 37 = 0$$

На рисунку 3.3 зображено поточкорозподіл в замкненій електричній мережі.

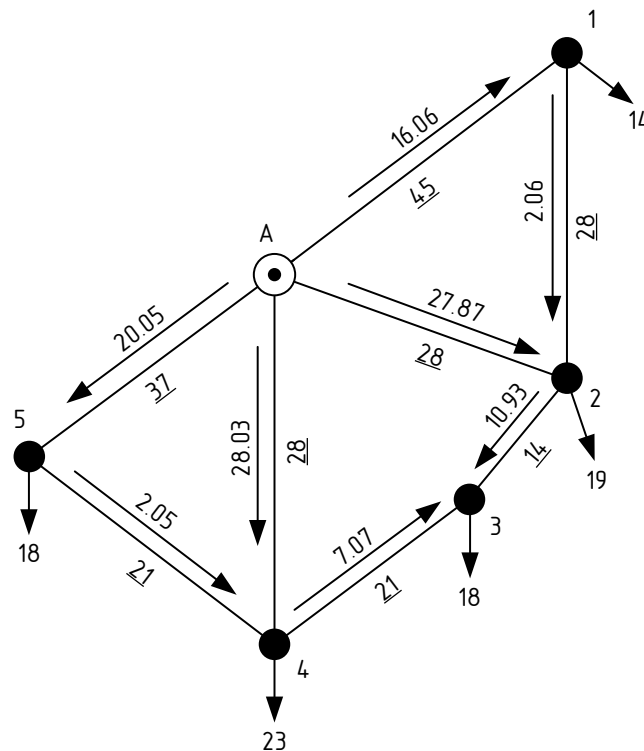


Рисунок. 3.3 – Поточкорозподіл у замкненій схемі електричної мережі

Знаходимо значення приведених витрат для кожної ділянки РЕМ:

$$Z_{04} = 0.067 \cdot P_{04} = 0.067 \cdot 28.03 = 1.88 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{01} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{01} = 1.152 + 0.084 \cdot 16.06 = 2.5 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{02} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{02} = 1.152 + 0.084 \cdot 27.87 = 3.49 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{05} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{05} = 1.152 + 0.084 \cdot 20.05 = 2.84 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{12} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{12} = 1.152 + 0.084 \cdot 2.06 = 1.32 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{23} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{23} = 1.152 + 0.084 \cdot 10.93 = 2.07 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{34} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{34} = 1.152 + 0.084 \cdot 7.07 = 1.75 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{45} = 1.152 + 0.084 \cdot P_{54} = 1.152 + 0.084 \cdot 2.05 = 1.32 \text{ млн.грн};$$

$$Z_0 = Z_{04} + Z_{01} + Z_{02} + Z_{05} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} = 1.88 + 2.5 + 3.49 + 2.84 + 1.32 + 2.07 + 1.75 + 1.32 = 17.172 \text{ млн.грн.}$$

Переходимо до оптимізації електричної мережі.

*Крок перший.*

Із вихідної схеми електричної мережі по черзі відключаємо гілки і розраховуємо приведені витрати для кожної можливої схеми.

На рисунках 3.4 і 3.5 зображено поточкорозподіл для варіантів схеми розподільчої схеми.

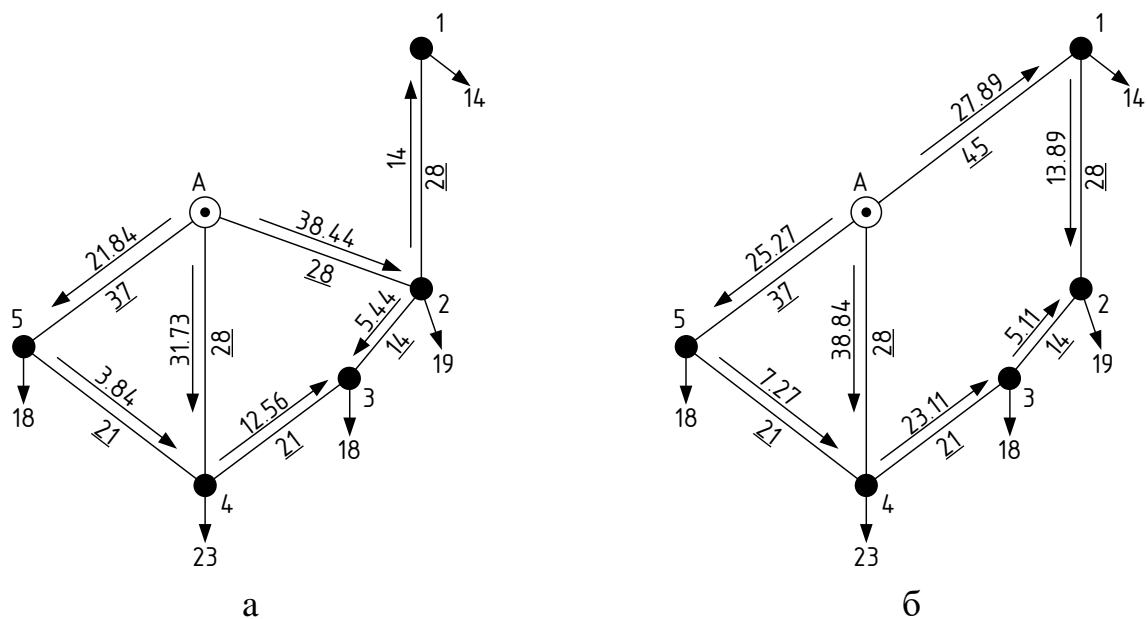


Рисунок 3.4 – Варіанти схем РЕМ після відключення ПЛ

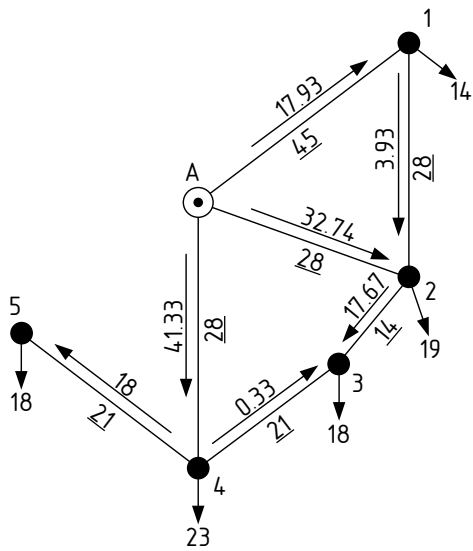
а – 0-1; б – 0-2;

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

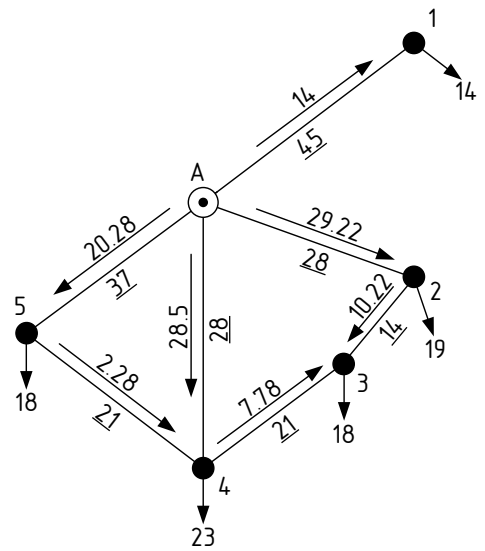
ДП7101.14.1.001.ПЗ

Лист

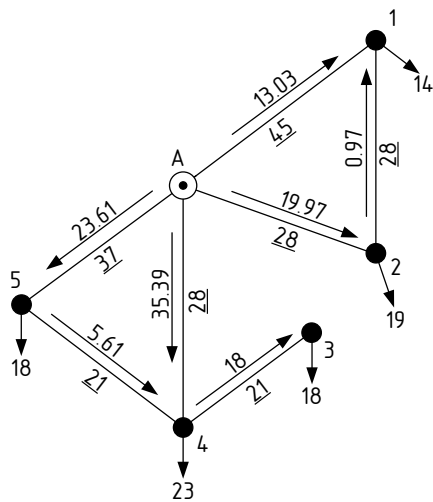
26



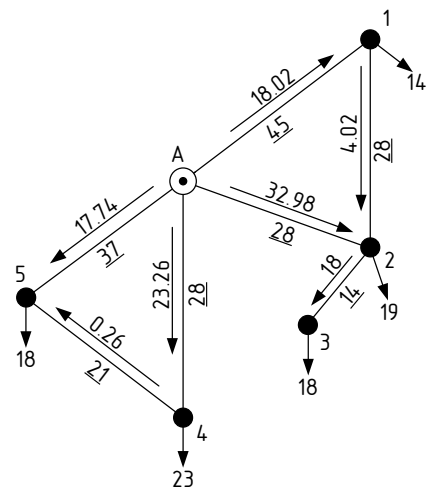
а



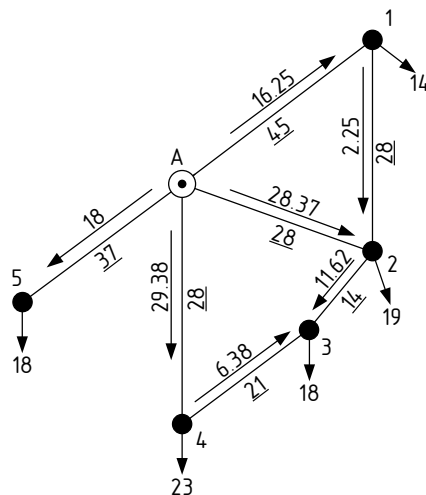
б



в



г



г

Рисунок 3.5 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ:

а – 0-5; б – 1-2; в – 2-3; г – 3-4; г – 5-4.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Результати першого кроку оптимізації наведені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Приведені витрати за першим кроком оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні витрати	Витрати лінії
0-1	17,111	0,062
0-2	17,269	-0,097
0-5	17,291	-0,119
1-2	15,859	1,314
2-3	16,103	1,07
3-4	16,116	1,057
<b>4-5</b>	<b>15,841</b>	<b>1,331</b>

Після виконання першого кроку оптимізації мінімальні приведені витрати будуть після відключення лінії 4-5. Тож на другому кроці оптимізацію розглядаємо схему в якій відсутня лінія 4-5.

*Крок другий.*  $Z_0$  приймаємо рівним  $Z(4-5)=15,84$ . Аналогічно до попереднього кроку розраховуємо крок другий. На рисунку 3.6 та 3.7 зобразимо результуючий поточкорозподіл для варіантів оптимізаційних схем. Результати розрахунку другого кроку оптимізації наведемо в таблиці. 3.2

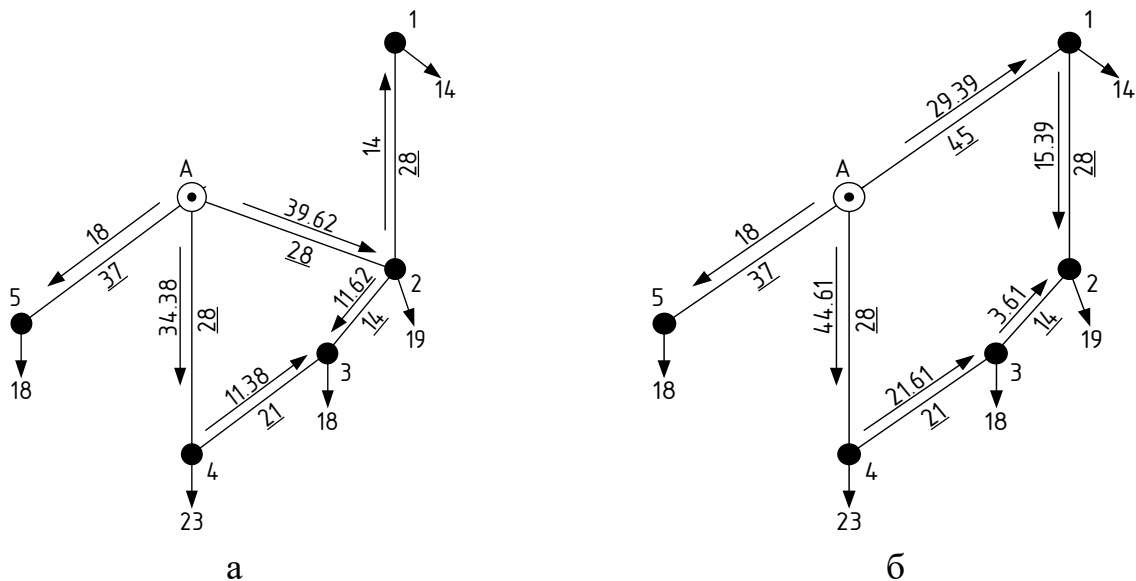


Рис. 3.6 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ на другому кроці  
а – 0-1; б – 0-2;

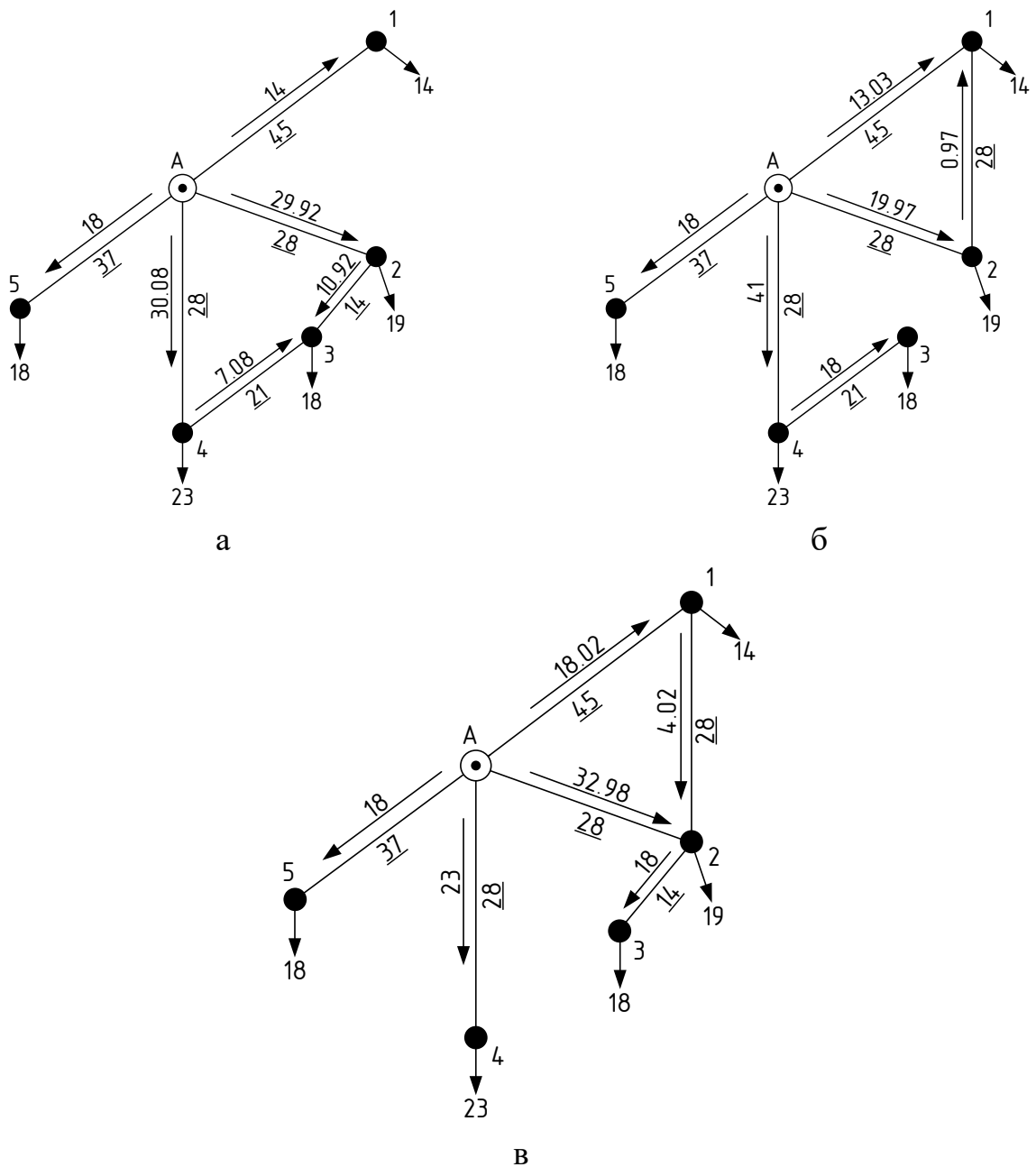


Рис. 3.7 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ на другому кінці  
 а – 0-1; б – 0-2; в – 3-4;

Таблиця 3.2 – Приведені витрати за другим кроком оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні витрати	Витрати лінії
0-1	15,591	0,25
0-2	15,534	0,307
1-2	14,489	1,353

Продовження таблиці 3.2

2-3	14,384	1,457
3-4	14,947	0,895

Після виконання другого кроку оптимізації мінімальні приведені витрати будуть після відключення лінії 2-3. Тож на третьому кроці оптимізації розглядаємо схему в якій відсутня лінія 4-5 та 2-3.

*Крок третій.*  $Z_0$  приймаємо рівним  $3(2-3)=14,38$ . Аналогічно до попереднього кроку розраховуємо крок третій. На рисунку 3.8. та 3.9 зобразимо результуючий потікорозподіл для варіантів оптимізаційних схем. Результати розрахунку третього кроку оптимізації наведемо в таблиці. 3.2

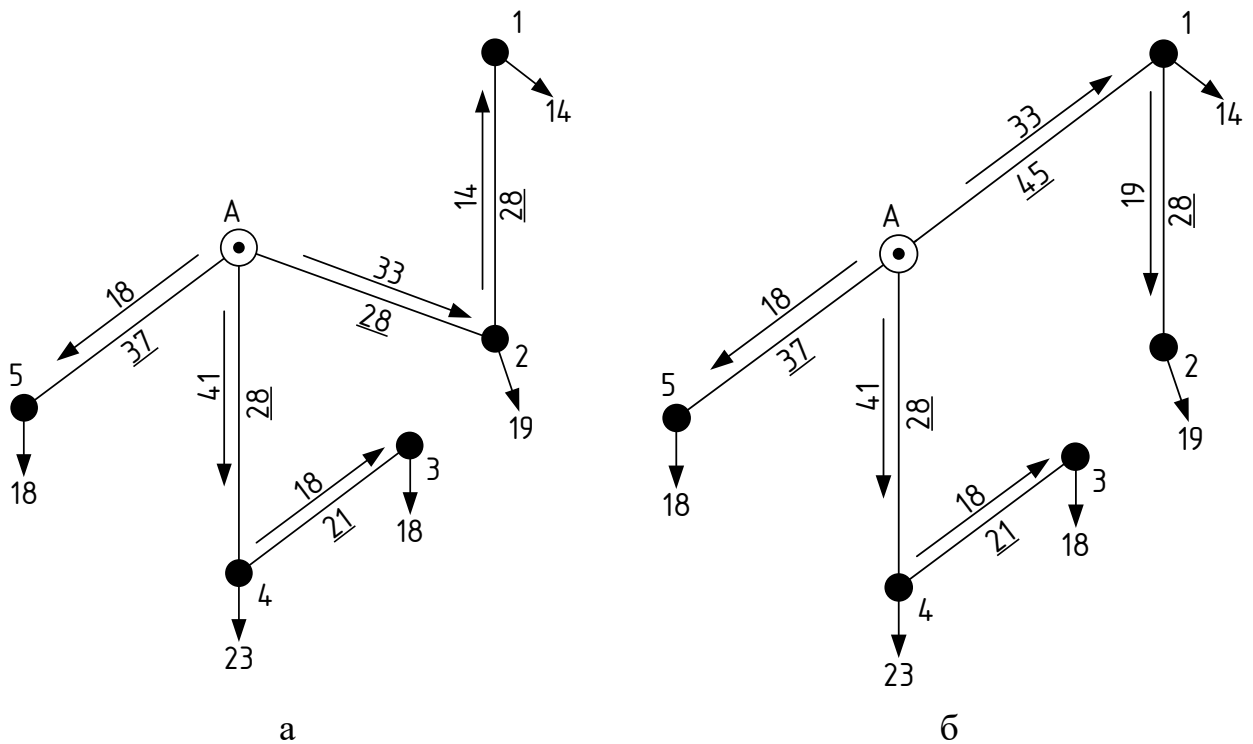


Рис. 3.8 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ на третьому кроці:

а – 0-1; б – 0-2;

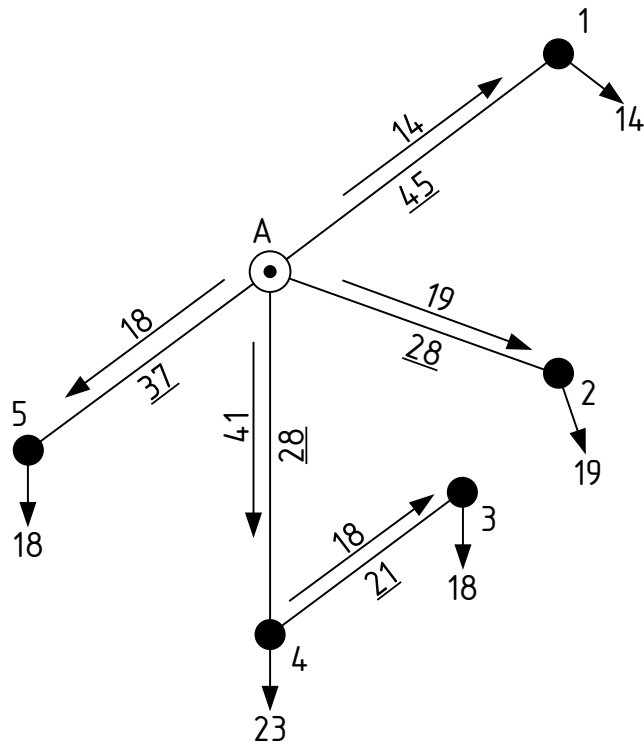


Рис. 3.9 – Варіант конфігурації схеми після відключення ПЛ на третьому кроці:

Таблиця 3.3 – Приведені витрати за третім кроком оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні витрати	Витрати лінії
0-1	14,327	0,057
0-2	14,747	-0,363
<b>1-2</b>	<b>13,151</b>	<b>1,233</b>

Після виконання третього кроку оптимізації мінімальні приведені витрати будуть після відключення лінії 1-2. Оскільки відключення ліній що залишилися, призведе до порушення зв'язаності мережі, закінчуємо оптимізацію. Оптимальна схема зображена на рисунку 3.9.

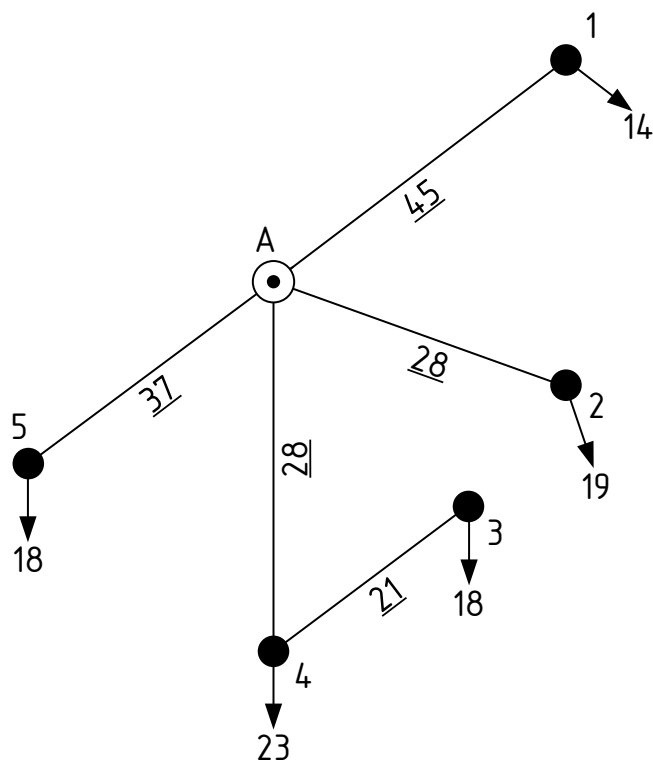


Рис. 3.9 – Оптимальна конфігурація схеми РЕМ

### Висновки до третього розділу

В третьому розділі дипломного проекту були визначена оптимальна конфігурація схеми електричної мережі, за допомогою методу впорядкованого виключення гілок.



## 4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 4.1. Вибір типу силових трансформаторів

При виборі кількості і типу силових трансформаторів, робимо припущення що до усіх підстанцій районної електричної мережі 110кВ приєднані споживачі першої та другої категорії. Враховуючи дану інформацію, приймаємо для встановлення по два силові трансформатори на кожну підстанцію.

Далі розраховуємо необхідну потужність трансформаторів для кожного пункту.

Для початку визначимо значення таких величин, як  $\varphi_{сн}$  і  $\varphi_{нн}$ .

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos \varphi_{сн}) = \arccos(0.84) = 32.86^\circ$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(0.80) = 36.87^\circ$$

Рахуємо реактивну потужність для підстанції, розміщеної в першому пункті:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \tan(\varphi_{сн}) = -9 \cdot \tan(32.86^\circ) = -5.813 \text{ МВАр}$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \tan(\varphi_{нн}) = -5 \cdot \tan(36.87^\circ) = -3.75 \text{ МВАр}$$

Виходить що повне навантаження яке приєднане до підстанції №1, у максимальному режимі роботи електричної мережі становить:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{сн1} + P_{нн1} + j \cdot (Q_{сн1} + Q_{нн1}) = 9 + 5 + j \cdot (-5.81 - 3.75) = 14 - j9.56 \text{ МВА}$$

Тоді модуль навантаження буде складе:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{сн1} + P_{нн1})^2 + (Q_{сн1} + Q_{нн1})^2} = \sqrt{(9 + 5)^2 + (-5.81 - 3.75)^2} = 16.95 \text{ МВА}$$

Наводимо розрахунок потужності силових трансформаторів, які встановимо на ПС №1:

$$S_{Т1} = 0.7 \cdot S_{\max 1} = 0.7 \cdot 16.95 = 11.87 \text{ МВА}$$

Виходячи з даних розрахунків, на ПС №1 встановлюємо силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

										Лист
										33
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Для інших ПС результати розрахунку і тип трансформаторів наведемо в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Вибір типу силових трансформаторів

Пункт	$\dot{S}_{\max}$	$ S_{\max} $	$S_T$	Тип трансформаторів
1	14-j9.56	16.95	11.87	2хТДТН-16000/110
2	19-j12.79	22.91	16.03	2хТДТН-25000/110
3	18-j12.36	21.83	15.28	2хТДТН-16000/110
4	23-j15.17	27.55	19.29	2хТДТН-25000/110
5	18-j12.36	21.83	15.28	2хТДТН-16000/110

Каталожні дані силових трансформаторів наведемо в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Каталожні дані обраних силових трансформаторів

Тип трансформаторів	Потужність $S_n$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , обмоток, кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1

## 4.2. Розрахунок поточкорозподілу в L-схемі електричної мережі

Розрахунок поточкорозподілу у L-схемі електричної мережі виконаємо методом контурних рівнянь. З розрахункової мережі умовно видалимо лінії 1-2, 4-5, 3-4. За напрямком обходу по контурам, приймаємо напрямком ходу годинникової стрілки.

$$\dot{S}_{01}^{poz} = \dot{S}_1 = 14 - j9.56 \text{ МВм};$$

$$\dot{S}_{23}^{poz} = \dot{S}_3 = 18 - j12.36 \text{ МВм};$$

$$\dot{S}_{02}^{poz} = \dot{S}_{23}^{poz} + S_2 = (18 - j12.36) + (19 - j12.79) = 37 - j25.15 \text{ МВм};$$

$$\dot{S}_{04}^{poz} = \dot{S}_4 = 23 - j15.17 \text{ МВм};$$

$$\dot{S}_{05}^{poz} = \dot{S}_5 = 18 - j12.36 \text{ МВм};$$

Нанесемо поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій L-схемі електричної мережі на рисунок 4.1

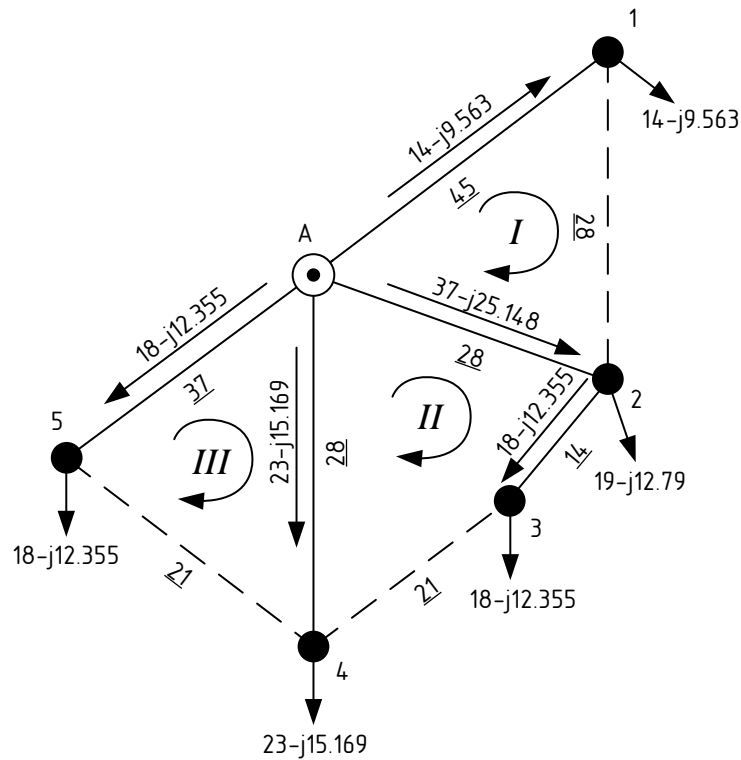


Рисунок 4.1 – Поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі мережі

Система контурних рівнянь для даної схеми буде виглядати:

$$\begin{cases} S_I \cdot (l_{01} + l_{02} + l_{12}) - S_{II} \cdot l_{02} = -(S_{01}^{poz} \cdot l_{01} - S_{02}^{poz} \cdot l_{02}) \\ S_{II} \cdot (l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{04}) - S_I \cdot l_{02} - S_{III} \cdot l_{04} = -(S_{02}^{poz} \cdot l_{02} + S_{23}^{poz} \cdot l_{23} - S_{04}^{poz} \cdot l_{04}) \\ S_{III} \cdot (l_{04} + l_{45} + l_{05}) - S_{II} \cdot l_{04} = -(S_{04}^{poz} \cdot l_{04} - S_{05}^{poz} \cdot l_{05}) \end{cases}$$

$$\begin{cases} S_I \cdot (45 + 28 + 28) - S_{II} \cdot 28 = -((14 - j9.56) \cdot 28 - (37 - j25.15) \cdot 28) \\ S_{II} \cdot (28 + 14 + 21 + 28) - S_I \cdot 28 - S_{III} \cdot 28 = -\left( (37 - j25.15) \cdot 28 + (18 - j12.36) \cdot 14 - \right. \\ \left. -(23 - j15.17) \cdot 28 \right) \\ S_{III} \cdot (28 + 21 + 37) - S_{II} \cdot 28 = -((23 - j15.17) \cdot 28 - (18 - j12.36) \cdot 37) \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему, отримаємо такі значення:

$$\begin{aligned} \dot{S}_I &= 2.06 - j1.34 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{II} &= -7.07 + j4.94 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{III} &= -2.047 + j1.23 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результуючий поточкорозподіл для L-схеми:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{poz} + \dot{S}_I = (14 - j9.56) + (2.06 - j1.34) = 16.06 - j10.91 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{poz} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = (37 - j25.15) + (-7.07 + j4.94) - (-2.047 + j1.23) = 27.87 - j18.87 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{04} = \dot{S}_{04}^{poz} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = (23 - j15.17) + (-2.047 + j1.23) - (-7.07 + j4.94) = 28.03 - j18.88 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{05}^{poz} - \dot{S}_{III} = (18 - j12.36) - (-2.047 + j1.23) = 20.05 - j13.59 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_I = 2.06 - j1.34 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} + \dot{S}_{II} = (18 - j12.36) + (-7.07 + j4.94) = 10.93 - j7.42 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{43} = -\dot{S}_{II} = 7.07 - j4.94 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{54} = -\dot{S}_{III} = 2.047 - j1.23 \text{ MVA};$$

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{01} \cdot I_{01} + \dot{S}_{12} \cdot I_{12} - \dot{S}_{02} \cdot I_{02} = (16.06 - j10.91) \cdot 45 + (2.06 - j1.34) \cdot 28 - (27.87 - j18.87) \cdot 28 = 0;$$

$$\dot{S}_{02} \cdot I_{02} + \dot{S}_{23} \cdot I_{23} - \dot{S}_{43} \cdot I_{34} - \dot{S}_{04} \cdot I_{04} = (27.87 - j18.87) \cdot 28 + (10.93 - j7.42) \cdot 14 - (7.07 - j4.94) \cdot 21 - (28.03 - j18.88) \cdot 28 = 0;$$

$$\dot{S}_{04} \cdot I_{04} - \dot{S}_{54} \cdot I_{45} - \dot{S}_{05} \cdot I_{05} = (28.03 - j18.88) \cdot 28 - (2.05 - j1.23) \cdot 21 - (20.05 - j13.59) \cdot 37 = 0.$$

Розрахунок виконано вірно. Потокорозподіл L-схеми представлений на рисунку 4.2.

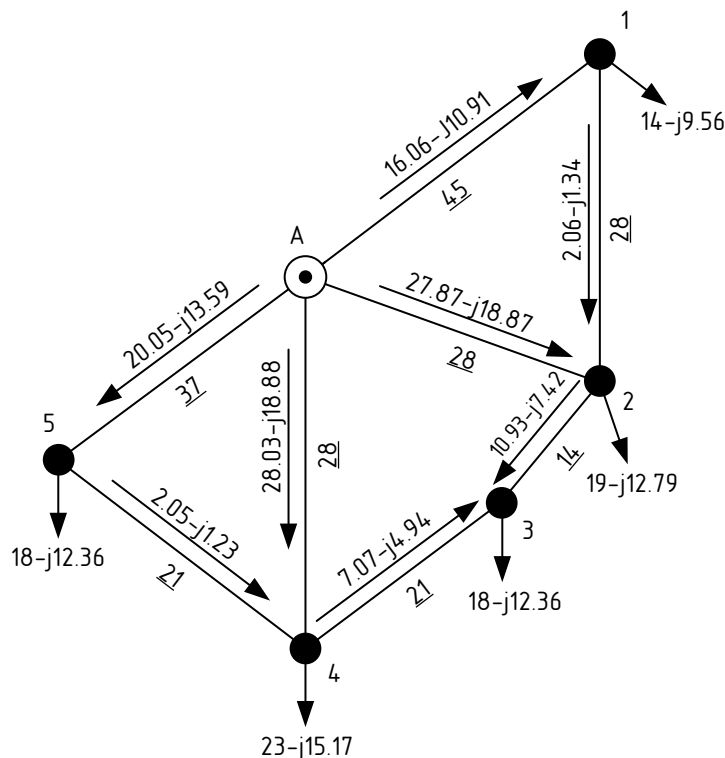


Рисунок 4.2 – Потокорозподіл L-схеми електричної мережі

### 4.3. Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Для визначення кількості ланцюгів та перерізу проводів, використовуємо апроксимовану функцію дисконтованих витрат, яку ми розраховали у другій частині нашого дипломного проєкту. Графік даної функції зобразимо на рис. 4.3.

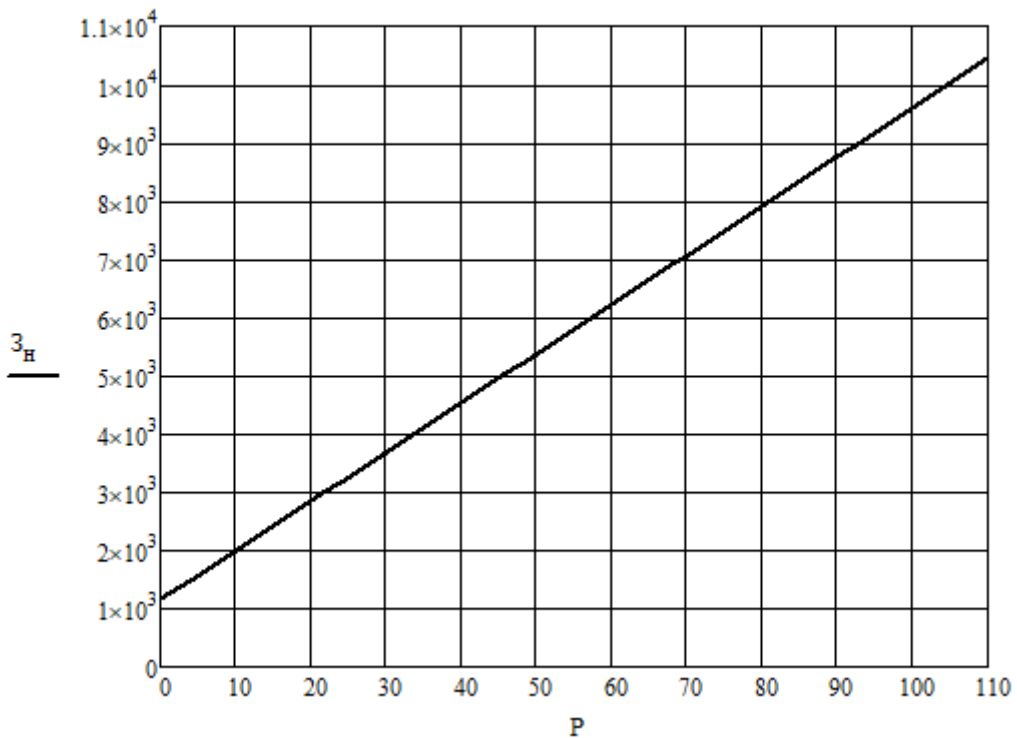


Рисунок 4.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

За допомогою поточкорозподілу потужностей у L-схемі і за графіком апроксимованої функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах і опираючись на розрахунок оптимального перерізу обираємо перерізи проводів. Для прикладу наведемо розрахунок оптимального перерізу для ділянки

$$F_{opt45} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{45})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{num} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (12.53)^2 \cdot 28.5 \cdot 3979.46 \cdot 106 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 33.53 \text{ мм}^2$$

Аналогічно виконуються розрахунки для інших ділянок.

Вибрані перерізи наводимо у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Обрані перерізи поводів

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу	I <sub>кр</sub> , А
0-1	19,41	101,89	АС - 240/32	610
0-2	33,66	176,64	2×АС - 240/32	610
0-4	33,79	177,35	2×АС - 240/32	610
0-5	24,22	127,1	2×АС - 240/32	610
1-2	2,46	12,9	АС - 70/11	265
2-3	8,63	69,32	АС - 240/32	610
3-4	13,21	45,27	АС - 120/19	390
4-5	2,39	12,53	АС - 70/11	265

Дані економічні перерізи треба перевірити на відповідність технічних обмежень у післяаварійних режимах роботи мережі.

У практиці експлуатації електричних мереж, трапляються випадки відключення одного з силових трансформаторів на понижувальній підстанції. Причини відключення можуть бути як аварійні, так і відключення трансформатора на час обслуговування. У цьому випадку можливе зменшення напруги на шинах НН.

Тому розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора на кожній підстанції.

Знаходимо фіктивні напруги КЗ на першій підстанції:

$$U_{кв1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)1} + U_{к(в-с)1} - U_{к(с-н)1}) = 0.5 \cdot (17 + 10.5 - 6) = 10.75\%$$

$$U_{кс1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)1} + U_{к(с-н)1} - U_{к(в-н)1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6 - 17) = -0.25 = 0\%$$

$$U_{кн1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)1} + U_{к(с-н)1} - U_{к(в-с)1}) = 0.5 \cdot (17 + 6 - 10.5) = 6.25\%$$

Розрахуємо втрати напруги в обмотках силового трансформатора на першій підстанції:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{\kappa\theta 1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{14}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-9.56 \cdot 115 \cdot 0.1075}{16} = 7.704$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{\kappa 31}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{9}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-5.813 \cdot 115 \cdot 0}{16} = 0.202$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{\kappa\text{н1}}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3.749 \cdot 115 \cdot 0.0625}{16} = 1.797$$

Допустимий регулювальний діапазон трансформатора на ПС 1:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 - \omega) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{\text{нн1}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.1602) + 3.852 + 0.898 = 96.937 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\epsilon 1}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 + \omega) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{\text{нн1}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.1602) + 3.852 + 0.898 = 134.73 \text{ кВ};$$

Аналогічно розраховуємо інші 4-и підстанції. Результати розрахунків наводимо в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Регулювальні діапазони напруги підстанцій

ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_H$	$\Delta U$	$U_{\min}$	$U_{\max}$
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	3,852	96,937	132,11
		СН	38.5	0,101		
		НН	11	0,898		
2	ТДТН-25000/110	ВН	115	3,285	96,087	131,26
		СН	38.5	0,09		
		НН	11	0,614		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	4,975	98,42	133,59
		СН	38.5	0,124		
		НН	11	1,258		
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	3,899	96,454	131,63
		СН	38.5	0,129		
		НН	11	0,369		
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	4,975	98,42	133,59
		СН	38.5	0,124		
		НН	11	1,258		

Розрахуємо рівень напруги на шинах ВН. Активний погонний опір беремо з довідкових матеріалів, а реактивний опір приймаємо рівним 0,4 Ом/км. Потоки потужності використовуємо з розрахунків L-схеми.

Знаходимо рівень напруги на шинах 110 кВ ПС №1:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{121^2 - 2 \cdot (20.04 \cdot 5.31 - 13.59 \cdot 18)} = 118.65 \text{ кВ}$$

Розрахунок для інших ПС виконується аналогічно. Результати представлені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка за першою групою післяаварійних режимів

ПС	$U_i$	$U_{\min}$	$U_{\max}$
1	118.65	96,937	132,11
2	119.74	96,087	131,26
3	119.241	98,42	133,59
4	119.737	96,454	131,63
5	119.802	98,42	133,59

Проаналізувавши дані таблиці 4.5, робимо висновки що перерізи які ми обрали, задовольняють технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів.

Переходимо до другої групи післяаварійних режимів. В даній групі виконується перевірка на нагрівання проводів. Знаходимо поточкорозподіл в L-схемі мережі після відключення найбільш навантаженої лінії. В нашому випадку це лінія 0-4. Поточкорозподіл потужностей для другої групи післяаварійного режиму наведено на рисунку 4.4.

Порахуємо струмові навантаження повітряних ліній. Для прикладу наведемо розрахунок ділянки 3-4:

$$I_{34} = \frac{\sqrt{P_{34}^2 + Q_{34}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 1} = 45.48 \text{ А.}$$

Аналогічно порахуємо струмові навантаження для інших ділянок. Результати запишемо у таблицю 4.6.



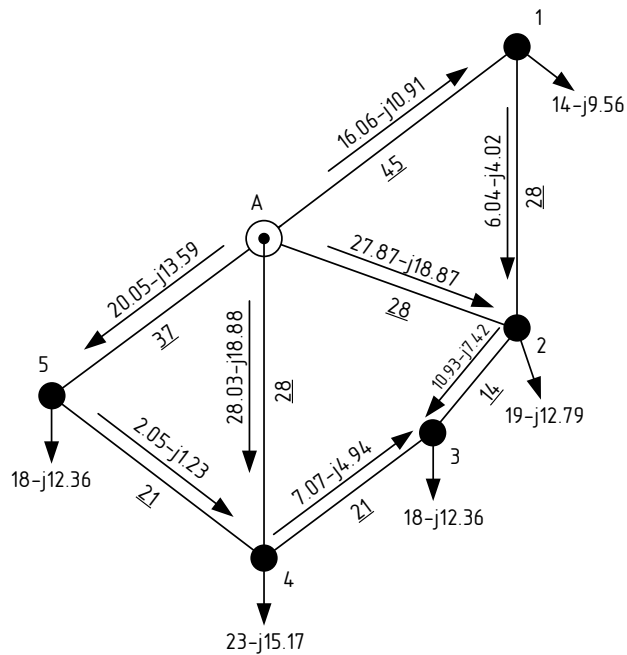


Рисунок 4.4 – Потокорозподіл потужностей для другої групи післяварійного режиму електрично мережі

Таблиця 4.6 – Струмові навантаження у післяварійному режимі

Ділянка	Марка проводу	$I_i, A$	$I_{дон}, A$
0-1	АС-240/32	101.89	610
0-2	АС-240/32	88.32	610
0-5	АС-240/32	63.55	610
1-2	АС-70/11	12.9	265
2-3	АС-70/11	69.32	610
3-4	АС-120/11	45.27	390
4-5	АС-70/11	12.53	265
0-4	АС-240/32	177.35	610

Виходячи з даних, які наведені у таблиці 4.6, робимо висновки що обрані нами перерізи пройшли перевірку на перегрівання.

Далі виконаємо перевірку на відхилення напруги для пункту, в якому напруга найменша. В нашому випадку це 3-й пункт. Рівень напруги в якому складає:

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{02} \cdot r_{02} - Q_{02} \cdot x_{02} + P_{23} \cdot r_{23} - Q_{23} \cdot x_{23} + P_{34} \cdot r_{34} - Q_{34} \cdot x_{34})} =$$

$$= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (38.24 \cdot 3.304 - 25.86 \cdot 11.20 + 25.28 \cdot 5.91 - 17.09 \cdot 5.6 + 7.28 \cdot 5.12 - 4.73 \cdot 8.4)} =$$

$$= 119.241 \text{ кВ}$$

Виразуємо допустимий регулювальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №3:

$$\Delta U_{ТВ3} = \frac{P_{\max 3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{тв3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н3}^2} - \frac{Q_{\max 3}}{n} \cdot \frac{U_{тв3} \cdot U_{кв3}}{100 \cdot S_{н3}} = \frac{18}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12.36}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0.1075}{16} = 4.98 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТС3} = \frac{P_{сн3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{тс3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н3}^2} - \frac{Q_{сн3}}{n} \cdot \frac{U_{тс3} \cdot U_{кв3}}{100 \cdot S_{н3}} = \frac{11}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7.11}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{16} = 0.124 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТН3} = \frac{P_{сн3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{тн3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н3}^2} - \frac{Q_{сн3}}{n} \cdot \frac{U_{тн3} \cdot U_{кв3}}{100 \cdot S_{н3}} = \frac{7}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-5.25}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0.0625}{2 \cdot 16} = 1.258 \text{ кВ}$$

$$U_{\min 3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв3}}{U_{тн3}} \cdot (1 - \omega) + \Delta U_{тв3} + \Delta U_{тн3} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.1602) + 4.975 + 1.258 = 98.42 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв3}}{U_{тн3}} \cdot (1 + \omega) + \Delta U_{тв3} + \Delta U_{тн3} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.1602) + 4.975 + 1.258 = 133.591 \text{ кВ};$$

Виходить що напруга у третьому пункті в післяаварійному режимі знаходиться у допустимих межах ( $98,42 > 115,41 > 133,59$ ). З цього випливає що обрані перерізи проводів відповідають технічним обмеженням другої групи післяаварійного режиму.

#### 4.4. Розрахунок параметрів Z-схеми електричної мережі

Виразуємо параметри Z-схеми заміщення ліній електричної мережі. Відповідно до довідкових матеріалів, усереднене значення середньгеометричних відстаней між фазами ПЛ для ЛЕП 110кВ дорівнює 5000 мм. Для прикладу наведемо розрахунок для ділянки 3-4.

Порахуємо значення активного опору для обраної ділянки:

$$r_{34} = r_{0(120)} \cdot l_{34} = 0.244 \cdot 21 = 5.124$$

Розрахуємо погонні реактивні опори для вибраних нами перерізів проводів:

										Лист
										42
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП7101.14.1.001.ПЗ

$$x_{0(70)} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{70}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.443 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0(120)} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{120}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.425 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0(240)} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{240}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.403 \text{ Ом / км}.$$

Отже, реактивний опір для ділянки 3-4 дорівнює:

$$x_{34} = x_{0(120)} \cdot l_{34} = 0.425 \cdot 21 = 8.917 \text{ Ом}.$$

Визначаємо значення погонної реактивної ємності для двох вибраних перерізів:

$$b_{0(70)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{70}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right)} = 2.58 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0(120)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{sr}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right)} = 2.84 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}.$$

Тож для ділянки 3-4 ємнісна провідність складає:

$$b_{34} = l_{34} \cdot b_{0(120)} = 21 \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} = 56.48 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для ПЛ-110 кВ, активну провідність ми не враховуємо, так як втрати на корону є не значними для даної напруги.

Тож комплексний опір та провідність для ділянки 3-4 становлять:

$$\underline{Z}_{34} = r_{34} + j \cdot x_{34} = 5.12 + j8.92 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{34} = g_{34} + j \cdot b_{34} = j56.48 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Аналогічно рахуємо параметри схеми заміщення для інших ліній електропередавання. Результати наводимо в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри Z-схеми заміщення

					ДП7101.14.1.001.ПЗ	Лист
						43
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Лінія	Довжина, км	Переріз, мм <sup>2</sup>	Z <sub>л</sub>	Y <sub>л</sub>
0-1	45	240	5.31+j18.11	j127.97 · 10 <sup>-6</sup>
0-2	28	2×240	1.652+j5.635	j159.247 · 10 <sup>-6</sup>
0-4	28	2×240	1.652+j5.635	j159.247 · 10 <sup>-6</sup>
0-5	37	2×240	2.183+j7.446	j210.433 · 10 <sup>-6</sup>
1-2	28	70	11.82+j12.40	j72.115 · 10 <sup>-6</sup>
2-3	14	240	5.91+j6.20	j39.812 · 10 <sup>-6</sup>
3-4	21	120	5.12+j8.92	j56.48 · 10 <sup>6</sup>
4-5	21	70	8.86+j9.30	j54.086 · 10 <sup>-6</sup>

Знаходимо параметри схем заміщення силових трансформаторів. Для прикладу наведемо розрахунок знаходження параметрів схеми заміщення для блоку трансформаторів типу ТДТН-25000/110, які встановлені на підстанції під номером 2.

Активний опір обмоток вищої, середньої та нижчої напруг дорівнюють:

$$r_{e2} = r_{c2} = r_{n2} = \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{ог2}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{н2}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (25000)^2} = 1.481 \text{ Ом.}$$

Знаходимо активні опори обмоток блоку силових трансформаторів:

$$r_{\bar{e}2} = r_{\bar{c}2} = r_{\bar{n}2} = \frac{r_{e2}}{n} = \frac{r_{c2}}{n} = \frac{r_{n2}}{n} = \frac{1.48}{2} = 0.74 \text{ Ом}$$

Розрахуємо значення реактивного опору обмоток трансформатора ТДТН-25000/110:

$$x_{m\bar{e}2} = \frac{10 \cdot U_{к\bar{e}2} \cdot U_{ог2}^2}{S_{н2}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{25000} = 56.87 \text{ Ом}$$

$$x_{m\bar{c}2} = \frac{10 \cdot U_{к\bar{c}2} \cdot U_{ог2}^2}{S_{н2}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{m\bar{n}2} = \frac{10 \cdot U_{к\bar{n}2} \cdot U_{ог2}^2}{S_{н2}} = \frac{10 \cdot 6.75 \cdot 115^2}{25000} = 35.708 \text{ Ом}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 2:

$$x_{\sigma\epsilon 2} = \frac{x_{m\epsilon 2}}{n} = \frac{56.87}{2} = 28.43 \text{ Ом}$$

$$x_{\sigma c 2} = \frac{x_{mc 2}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{\sigma n 2} = \frac{x_{mn 2}}{n} = \frac{35.71}{2} = 17.85 \text{ Ом}$$

Порахуємо активну та реактивну провідність блоку трансформаторів

$$g_{m2} = \frac{2 \cdot \Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{\sigma\epsilon 2}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.688 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

$$b_{m1} = -\frac{2 \cdot I_{xx1} \cdot S_{n1} \cdot 10^{-5}}{U_{\sigma\epsilon 1}^2} = -\frac{0.7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -2.647 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Повна провідність блока силових трансформаторів:

$$Y_{\sigma m 2} = g_{\sigma m 2} + jb_{\sigma m 2} = 4.69 \cdot 10^{-6} - 2.647 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Аналогічно розраховуємо інші блоки силових трансформаторів.

Результати наводимо в таблиці 4.8

Таблиця 4.8 – Параметри схеми заміщення блоків силових трансформаторів

Пункт	Тип трансформаторів	Опір на обмотках				Повна провідність $Y_{\sigma T} \cdot 10^{-6}$
		$r_T$	$X_B$	$X_C$	$X_H$	
1	2хТДТН-16000/110	1,29	44,43	0	25,83	3.478-j2.42
2	2хТДТН-25000/110	0,74	28,43	0	17,85	4.688-j2.647
3	2хТДТН-16000/110	1,29	44,43	0	25,83	3.478-j2.42
4	2хТДТН-25000/110	0,74	28,43	0	17,86	4.688-j2.647
5	2хТДТН-16000/110	1,29	44,43	0	25,83	3.478-j2.42

#### 4.5. Розрахунок приведених навантажень та провідностей

Знайдемо приведені навантаження для ПС 110 кВ. Для прикладу наведемо розрахунок для ПС №2. Розрахуємо коефіцієнт завантаження обмоток трансформаторів.

$$\beta_{вн2} = \frac{\sqrt{(P_{вн2})^2 \cdot (Q_{вн2})^2 \cdot 10^3}}{n \cdot S_{н2}} = \frac{22.91 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.458;$$

$$\beta_{сн2} = \frac{\sqrt{(P_{сн2})^2 \cdot (Q_{сн2})^2 \cdot 10^3}}{n \cdot S_{н2}} = \frac{\sqrt{(14)^2 \cdot (-5.81)^2 \cdot 10^3}}{2 \cdot 25000} = 0.333;$$

$$\beta_{нн2} = \frac{\sqrt{(P_{нн2})^2 \cdot (Q_{нн2})^2 \cdot 10^3}}{n \cdot S_{н2}} = \frac{\sqrt{(5)^2 \cdot (-3.75)^2 \cdot 10^3}}{2 \cdot 25000} = 0.125.$$

Розраховані активні втрати блоку трансформаторів складуть:

$$\Delta P_{т2} = \frac{n \Delta P_{кз2}}{2} \cdot (\beta_{вн2}^2 + \beta_{сн2}^2 + \beta_{нн2}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0.458^2 + 0.333^2 + 0.125^2) = 47.124 \text{ кВт}$$

Знайдемо реактивні втрати в блоці трансформаторів:

$$\Delta Q_{т2} = -n \cdot S_{н2} \cdot (\beta_{вн2}^2 \cdot U_{кв2} + \beta_{сн2}^2 \cdot U_{кс2} + \beta_{нн2}^2 \cdot U_{кн2}) = -2 \cdot 25000 \cdot (0.458^2 \cdot 10.75 + 0.333^2 \cdot 0 + 0.125^2 \cdot 6.75) = -1180.76 \text{ кВар}$$

Отже приведені навантаження на другій ПС буде складати:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{пр2} &= \dot{S}_{зад2} + (\Delta P_{т2} + j \Delta Q_{т2}) \cdot 10^{-3} = 19 - j12.79 + (47.12 - j1180.76) \cdot 10^{-3} = \\ &= 19.047 - j13.974 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Розрахунок для решти понижуючих підстанцій виконується в такий самий спосіб. Результати наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Приведені потужності та втрати потужності ПС

Пункт	Задана потужність	Втрати потужності		Приведена потужність
		$\Delta P_{т2}$ , кВт	$\Delta Q_{т2}$ , кВт	
1	14-j9.563	43.097	-1041.977	14.043-j10.605
2	19-j12.793	47.124	-1180.761	19.047-j13.974
3	18-j12.355	70.772	-1750.794	18.071-j14.106
4	23-j15.169	75.043	-1651.028	23.075-j16.82
5	18-j12.355	70.772	-1750.794	18.071-j14.106

Розрахуємо еквівалентну провідність для другого пункту:

$$\underline{Y}_2 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{r0-2} + \underline{Y}_{r0-2} + \underline{Y}_{r2-3}) + \underline{Y}_{6m2} = 0.5 \cdot (j7.96 \cdot 10^{-5} + j3.61 \cdot 10^{-5} + j7.21 \cdot 10^{-5}) + (4.69 \cdot 10^{-6} - j2.65 \cdot 10^{-5}) = 4.69 \cdot 10^{-6} + j67.43 \cdot 10^{-6}$$

Аналогічно розраховуємо провідності інших пунктів. Результати наведемо в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Розраховані еквівалентні провідності мережі

ПС №	Еквівалентна провідність
0	j196.215
1	3.478+j75.844
2	4.688+j67.433
3	3.478+j22.074
4	4.688+j68.632
5	3.478+j55.455

Розрахункова схема РЕМ 110кВ представлена на рисунку 4.5

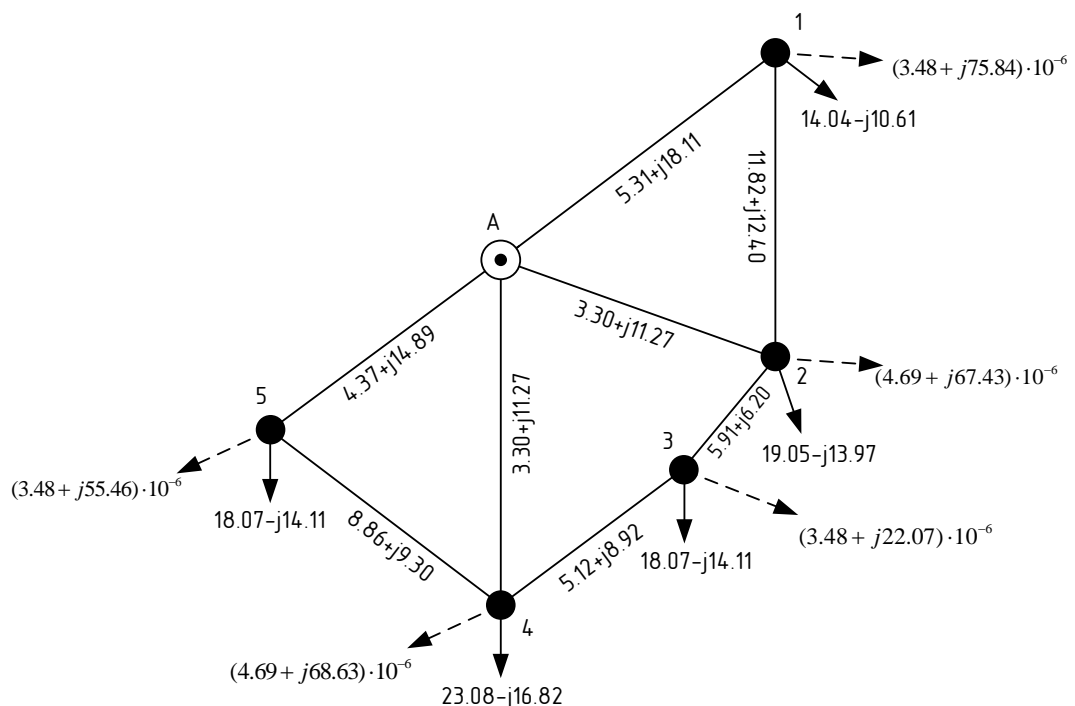


Рисунок 4.5 – Розрахункова схема електричної мережі 110 кВ

#### 4.6. Електричний розрахунок режиму максимальних навантажень

Знайдемо режимні параметри мережі за максимальних навантажень. Для виконання розрахунку скористаємося методом контурних рівнянь. З метою отримання розімкненої схеми, умовно видаляємо ділянки 4-5, 3-4, 1-2. Отримаємо схему зображену на рисунку 4.6.

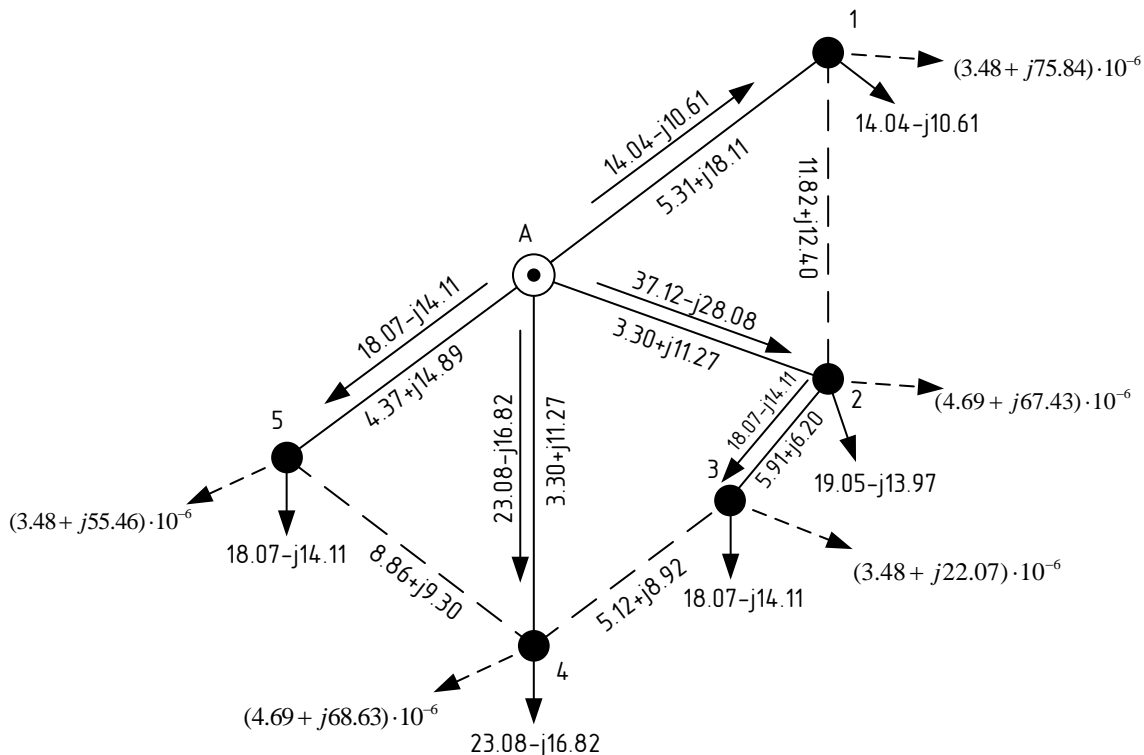


Рисунок 4.6 – Схема з вихідними даними для розрахунку режиму максимальних навантажень

Так само як і в минулих розділах, знаходимо основний поточкорозподіл. Таким чином поточкорозподіл буде дорівнювати:

$$\dot{S}_{осн01} = 16.11 + j11.4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{осн02} = 28.03 - j20.72 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{осн04} = 28.04 - j22.26 \text{ МВА};$$



$$\dot{S}_{оч05} = 20.13 - j15.24 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч12} = 2.06 - j0.79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч23} = 11.05 - j7.54 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч43} = 7.02 - j6.57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч54} = 2.06 - j1.13 \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{оч01} \cdot Z_{01} + \dot{S}_{оч12} \cdot Z_{12} - \dot{S}_{оч02} \cdot Z_{02} = (5.31 + j18.11) \cdot (16.11 - j11.4) + \\ + (11.82 + j12.4) \cdot (2.06 - j0.79) - (3.3 + j11.27) \cdot (28.03 - j20.72) = 0$$

$$\dot{S}_{оч02} \cdot Z_{02} + \dot{S}_{оч23} \cdot Z_{23} - \dot{S}_{оч43} \cdot Z_{34} - \dot{S}_{оч04} \cdot Z_{04} = (3.3 + j11.27) \cdot (28.03 - j20.72) + \\ + (5.91 + j6.2) \cdot (11.05 - j7.54) - (5.12 + j8.92) \cdot (7.02 - j6.57) - (3.3 + j11.27) \cdot (28.04 - j22.26) = 0$$

$$\dot{S}_{оч04} \cdot Z_{04} - \dot{S}_{оч54} \cdot Z_{45} - \dot{S}_{оч05} \cdot Z_{05} = (3.30 + j11.27) \cdot (28.04 - j22.26) - \\ - (8.86 + j9.30) \cdot (2.06 - j1.13) - (4.37 + j14.89) \cdot (20.13 - j15.24) = 0$$

Нанесемо розрахований основний поточкорозподіл на схему на рисунок 4.7.

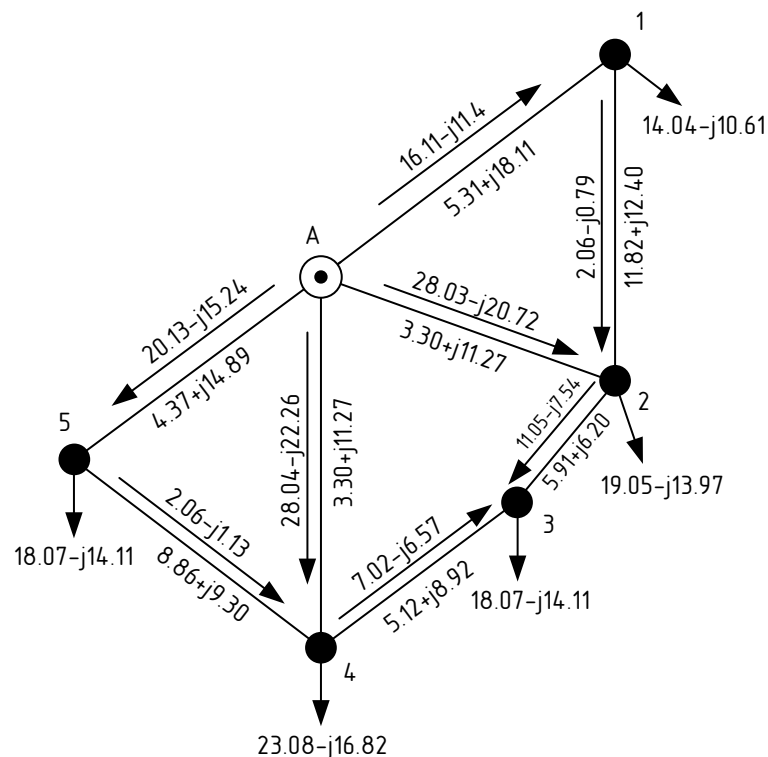


Рисунок 4.7 – Основний поточкорозподіл електричної мережі для максимального навантаження

Далі зробимо ітераційний розрахунок. Для першої ітерації задамося початковою напругою пунктів:

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

Розрахуємо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta S_{z_{ij}}$ . Для прикладу надамо розрахунок ділянки 0-2:

$$\Delta \dot{S}_{z_{02}} = \frac{P_{\text{осн}02}^2 + Q_{\text{осн}02}^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_2^2)} \cdot \bar{Z}_{02} = \frac{28.03^2 - 20.72^2}{0.5 \cdot (121^2 + 110^2)} \cdot 3.30 - j11.27 = 0.3 - j1.02 \text{ МВА.}$$

Аналогічно розраховуємо інші ділянки електричної мережі. Результати розрахунку наведені в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати потужності в опорах ділянок на першій ітерації

Лінія	Втрати потужності, МВА
0-1	0.155-j0.527
0-2	0.3-j1.024
0-4	0.317-j1.08
0-5	0.208-j0.71
1-2	0.005-j0.005
2-3	0.087-j0.092
3-4	0.039-j0.068
4-5	0.004-j0.004

Розрахуємо втрати потужності у провідностях пунктів,  $\Delta S_y$ , МВА. Розрахунок виконаємо для пункту 2:

$$\Delta \dot{S}_{y_2} = \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 = (4.688 \cdot 10^{-6} + j6.743 \cdot 10^{-5}) \cdot (110)^2 = 0.06 + j0.82 \text{ МВА;}$$

Так само рахуємо інші пункти. Результати заносимо до таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 – Втрати потужності в провідностях пунктів на першій ітерації

Пункт	Втрати потужності, МВА
1	0.042+j0.918
2	0.057+j0.816
3	0.042+j0.267

Продовження таблиці 4.12

4	0.057+j0.83
5	0.042+j0.671

Сформуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{n1} = 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z01} + \Delta \dot{S}_{z12}) + \Delta \dot{S}_{y1} = 0.5 \cdot (0.17 - j0.58 + 0.005 - j0.005) + 0.042 + j0.918 = 0.13 + j0.624 \text{ MVA};$$

$$\Delta \dot{S}_{n2} = 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z02} + \Delta \dot{S}_{z12} + \Delta \dot{S}_{z23}) + \Delta \dot{S}_{y2} = 0.5 \cdot (0.33 - j1.132 + 0.005 - j0.005 + 0.087 - j0.092) + 0.057 + j0.816 = 0.269 + j0.202 \text{ MVA};$$

$$\Delta \dot{S}_{n3} = 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z23} + \Delta \dot{S}_{z34}) + \Delta \dot{S}_{y3} = 0.5 \cdot (0.087 - j0.092 + 0.039 - j0.068) + 0.042 + j0.267 = 0.105 + j0.187 \text{ MVA};$$

$$\Delta \dot{S}_{n4} = 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z04} + \Delta \dot{S}_{z34} + \Delta \dot{S}_{z45}) + \Delta \dot{S}_{y4} = 0.5 \cdot \left( 0.35 - j1.194 + 0.039 - j0.068 + \right. \\ \left. + 0.004 - j0.004 \right) + 0.057 + j0.83 = 0.253 + j0.197 \text{ MVA};$$

$$\Delta \dot{S}_{n5} = 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z05} + \Delta \dot{S}_{z45}) + \Delta \dot{S}_{y5} = 0.5 \cdot (0.23 - j0.784 + 0.004 - j0.004) + 0.042 + j0.671 = 0.159 + j0.277 \text{ MVA}.$$

Знайдемо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах по Z-схемі. Розрахунок виконується аналогічно до попередніх.

Результати розрахунку наведені на рисунку 4.8.

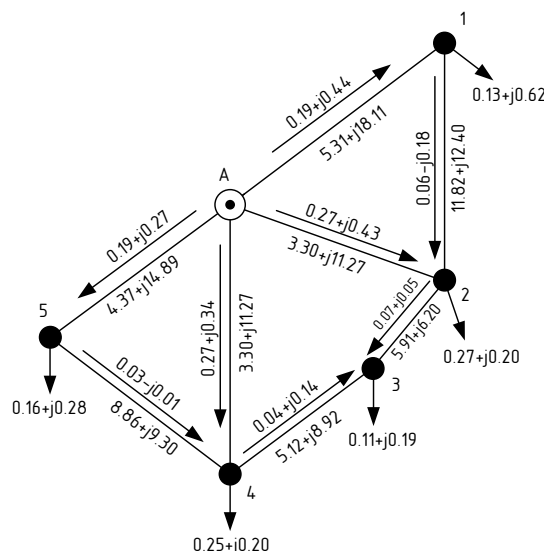


Рисунок 4.8 – Потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності по Z-схемі

Розрахуємо результуючий поточкорозподіл. Для цього накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл потужностей.

$$\begin{aligned}\dot{S}_{pez1} &= \dot{S}_{np1} + \Delta\dot{S}_{n1} = (14.043 - j10.605) + (0.13 + j0.624) = 14.173 - j9.982 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{pez2} &= \dot{S}_{np2} + \Delta\dot{S}_{n2} = (19.047 - j13.974) + (0.269 + j0.202) = 19.316 - j13.772 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{pez3} &= \dot{S}_{np3} + \Delta\dot{S}_{n3} = (18.071 - j14.106) + (0.105 + j0.187) = 18.176 - j13.919 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{pez4} &= \dot{S}_{np4} + \Delta\dot{S}_{n4} = (23.075 + j16.82) + (0.253 + j0.197) = 23.328 + j16.622 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{pez5} &= \dot{S}_{np5} + \Delta\dot{S}_{n5} = (18.071 - j14.106) + (0.159 + j0.277) = 18.23 - j13.829 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Розрахуємо результуючий поточкорозподіл по ділянкам. Для прикладу виконаємо розрахунок для лінії 0-1:

$$\dot{S}_{pez01} = \dot{S}_{осн01} + \Delta\dot{S}_{до-1} = (16.106 - j11.396) + (0.193 + j0.443) = 16.29 - j10.954 \text{ МВА}.$$

Так само розраховуємо інші ділянки. Результати запишемо до таблиці 4.13

Таблиця 4.13 – Результуючий поточкорозподіл ділянок мережі на першій ітерації

Ділянка мережі	Результуючий поточкорозподіл
0-1	16.29-j10.95
0-2	28.29-j20.23
0-4	28.29-j21.87
0-5	20.3-j14.93
1-2	2.13-j0.97
2-3	11.11-j7.48
4-3	7.07-j6.44
5-4	2.09-j1.13

Порахуємо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації. Для прикладу наведемо розрахунок для пункту №1:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{pez01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{110^2 - 2 \cdot (16.299 \cdot 5.31 - (-10.954) \cdot 18.113)} = 118.63 \text{ кВ}$$

Пораховані рівні напруги в пунктах схеми наведені в таблиці 4.14

Таблиця 4.14 – Рівні напруги на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги
1	118.63
2	118.31
3	118.16
4	118.4
5	117.36

Перевірка завершення ітераційного процесу за зміною модулів напруги в пунктах:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1|}{U_1} \cdot 100\% = \frac{|118.63 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7.842\%$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2|}{U_2} \cdot 100\% = \frac{|118.31 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7.558\%$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3|}{U_3} \cdot 100\% = \frac{|117.36 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6.693\%$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4|}{U_4} \cdot 100\% = \frac{|118.16 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7.416\%$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5|}{U_5} \cdot 100\% = \frac{|118.4 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7.639\%$$

Розрахунок продовжується, так як зміна модулів напруги вища за 2%.

Знайдемо потужність БП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез01}} + \dot{S}_{\text{рез02}} + \dot{S}_{\text{рез05}} + \dot{S}_{\text{рез04}} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z01} + \Delta \dot{S}_{z02} + \Delta \dot{S}_{z04} + \Delta \dot{S}_{z05}) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}}^2 = \\ &= (16.299 - j10.954) + (28.302 - j20.285) + (28.306 + j21.921) + (20.316 - j14.964) + \\ &+ 0.5 \cdot ((0.171 - j0.583) + (0.332 - j1.132) + (0.35 - j1.194) + (0.23 - j0.784)) + \\ &+ j1.962 \cdot 10^{-4} \cdot 110 = 93.662 + j66.747 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Загальна потужність навантажень електричної мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{max1}} + \dot{S}_{\text{max2}} + \dot{S}_{\text{max3}} + \dot{S}_{\text{max4}} + \dot{S}_{\text{max5}} + \dot{S}_{\text{max6}} = (14 - j9.563) + (19 - j12.793) + \\ &+ (18 - j12.355) + (23 - j15.169) + (18 - j12.355) = 92 - j62.236 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП7101.14.1.001.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{он}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (93.764 + j67.597) - (92 - j62.236) = 1.662 - j4.511 \text{ МВА}$$

На рисунку 4.9 зображено результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації в режимі максимальних навантажень.

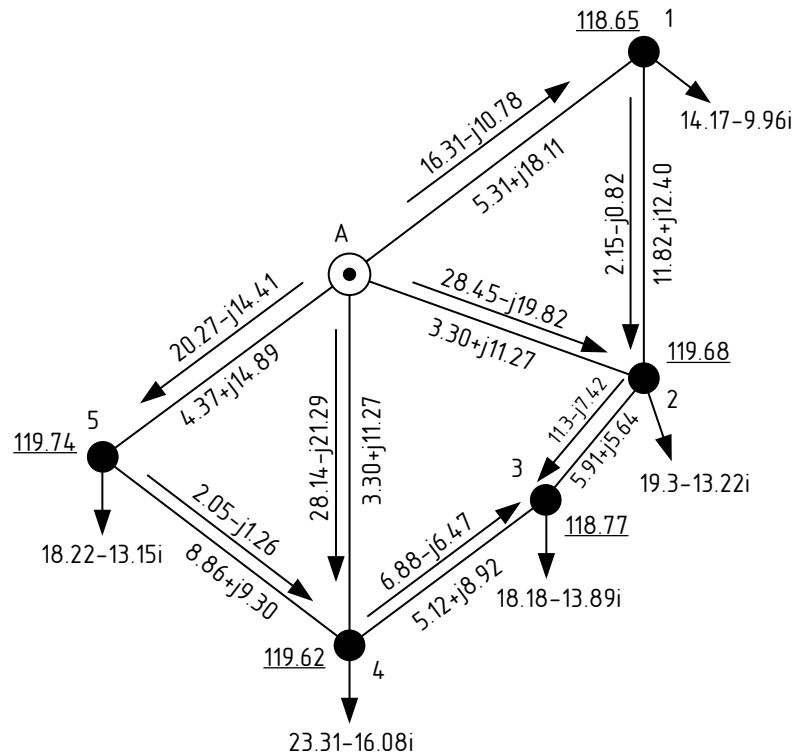


Рисунок 4.9 – Поточкорозподіл потужностей в режимі максимальних навантажень на першій ітерації

Наступні ітерації виконуються аналогічно. Результати наступних ітерацій наведемо в таблиці 4.15

Таблиця 4.15 – Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

Ітерації		2
U, кВ	пункт	Напруга
	1	118.65
	2	118.33
	3	117.38
	4	118.18
	5	118.42

Продовження таблиці 4.15

$\Delta U_{(i)}, \text{кВ}$	пункт	%
	1	0.019
	2	0.017
	3	0.018
	4	0.015
	5	0.015
$S_{BP}, \text{МВА}$	93.616-j65.955	
$S, \text{МВА}$	92-j62.236	
$\Delta S, \%$	1.06	

Розрахунок завершується на другій ітерації, так як зміна сумарних втрат не перевищує 2 відсотки.

Нанесемо на рисунок 4.10 остаточний поточкорозподіл потужностей в режимі максимальних навантажень.

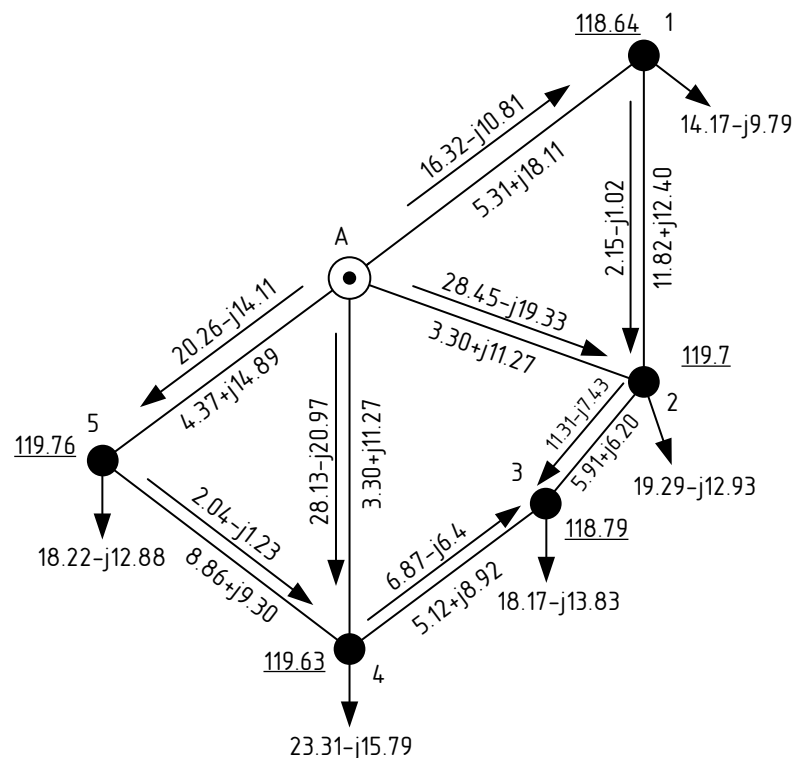


Рисунок 4.10 – Остаточний поточкорозподіл в режимі максимальних навантажень

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

Зробимо перевірку значень струмових навантажень за технічними обмеженнями вибраних ПЛ. Для прикладу розрахуємо ділянку 0-1:

$$I_{\max 01} = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез01}}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез01}}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(U_0^2 + (U_1^{(3)})^2)}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{16.3^2 + 11.002^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(121^2 + 118.65^2)}} \cdot 10^3 = 94.11 \text{ А}$$

Решта ділянок обраховується так само. Результати наведені в таблиці 4.16

Таблиця 4.16 – Струмові навантаження ділянок

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	1-2	2-3	3-4	4-5
Струмове навантаження	94.11	167.17	172.043	121.121	11.429	65.58	46.735	11.551
Тривало допустимий струм	610	610	610	610	265	610	390	265

Струмове навантаження не перевищує допустимі значення, тож перерізи обрано вірно.

Виконаємо вибір положення регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ.

Наведемо приклад розрахунку для трансформаторів які встановлені на ПС 1:

Знайдемо втрати напруги в обмотках блоку трансформаторів:

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{(P_{\text{вн1}} + \Delta P_{\text{тз1}} \cdot 10^{-3} + g_{\text{бм1}} \cdot U_{\text{м1}}^2) \cdot r_{\text{бм1}}}{U_{\text{м1}}} - \frac{(Q_{\text{вн1}} + \Delta Q_{\text{тз1}} \cdot 10^{-3} + b_{\text{бм1}} \cdot U_{\text{м1}}^2) \cdot x_{\text{бм1}}}{U_{\text{м1}}} =$$

$$= \frac{(14 + 43.1 \cdot 10^{-3} + 3.478 \cdot 10^{-6} \cdot 118.649) \cdot 1.292}{118.649} - \frac{(-9.563 - 1.04 \cdot 10^{-3} - 2.42 \cdot 10^{-5} \cdot 118.649) \cdot 44.43}{118.649} =$$

$$= 4.252 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ТС1}} = \frac{P_{\text{сн1}} \cdot r_{\text{бм1}} - Q_{\text{сн1}} \cdot x_{\text{бс1}}}{U_{\text{м1}} - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{9 \cdot 1.292 - (-5.813) \cdot 0}{118.649 - 4.252} = 0.102 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{вн1}} \cdot r_{\text{бм1}} - Q_{\text{вн1}} \cdot x_{\text{бн1}}}{U_{\text{м1}} - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{5 \cdot 1.292 - (-3.75) \cdot 25.83}{118.649 - 4.252} = 0.903 \text{ кВ};$$

Розраховуємо  $U_{\text{ПС}}$  і  $U_{\text{ПН}}$  для ПС №1:

$$U_{\text{ПН1}} = U_{\text{м1}} - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 118.649 - 4.252 - 0.102 = 113.494 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ПС1}} = U_{\text{м1}} - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТС1}} = 118.649 - 4.252 - 0.903 = 114.295 \text{ кВ};$$



Знайдемо бажану кількість витків РПН для трансформаторів що встановлені на ПС №1:

$$\omega_{\text{вж}1} = \frac{U_{\text{нн}1} \cdot U_{\text{мн}1}}{U_{\text{тв}1} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1 = \frac{113.494 - 11}{115 - 10.5} = 0.034$$

Вирахуємо ступінь регулювання РПН для трансформаторів на ПС 1:

$$N_{\text{в}1} = \frac{\omega_{\text{вж}1}}{\omega_{\text{в}0}} = \frac{0.034}{0.0178} = 1.904 \rightarrow N_{\text{в}1}^{\text{см}} = 2$$

Порахуємо стандартну кількість регулювальних витків РПН для трансформаторів на ПС 1:

$$\omega_{\text{вж}1}^{\text{см}} = N_{\text{в}1}^{\text{см}} \cdot \omega_{\text{в}0} = 2 \cdot 0.0178 = 0.036$$

Отже фактична напруга на шинах НН для ПС 1 складає:

$$U_{\text{нн}1} = \frac{U_{\text{нн}1} \cdot U_{\text{мн}1}}{U_{\text{тв}1} \cdot (1 + \omega_{\text{вж}1}^{\text{см}})} = \frac{113.494 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0.036)} = 10.48 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо відносну кількість витків ПБЗ для трансформаторів на ПС 1:

$$\omega_{\text{сж}1} = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 + \omega_{\text{вж}1}^{\text{см}})}{U_{\text{ПС}1} \cdot 38.5} = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 + 0.034)}{U_{\text{ПС}1} \cdot 38.5} = 0.04$$

Ступінь регулювання буде мати вигляд:

$$N_{\text{с}4}^{\text{см}} = \frac{\omega_{\text{сж}1}}{\omega_{\text{с}0}} = \frac{0.04}{0.025} = 1.611 \rightarrow N_{\text{с}4}^{\text{см}} = 2$$

Розрахуємо стандартну кількість витків ПБЗ для трансформаторів на ПС 1:

$$\omega_{\text{с}1}^{\text{см}} = N_{\text{с}4}^{\text{см}} \cdot \omega_{\text{с}0} = 2 \cdot 0.025 = 0.05$$

Отже фактичний рівень напруги на шинах СН становить:

$$U_{\text{сн}1} = \frac{U_{\text{ПС}1} \cdot U_{\text{ТС}1} \cdot (1 + \omega_{\text{с}1}^{\text{см}})}{U_{\text{ТВ}1} \cdot (1 + \omega_{\text{с}1}^{\text{см}})} = \frac{114.295 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.05)}{115 \cdot (1 + 0.05)} = 38.80 \text{ кВ.}$$

Так само розраховуються і інші підстанції. Результати розрахунку занесемо до таблиці 4.17.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	Лист
						57
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.17 – Результати розрахунку РПН і ПБЗ у максимальному режимі

Підстанція	U	Nв	Uнд	Nс	Uсд
1	118.64	2	10.482	2	38.794
2	119.7	3	10.494	2	38.739
3	118.79	1	10.518	1	38.121
4	119.63	3	10.445	2	38.467
5	119.76	2	10.431	1	37.801

#### 4.7. Електричний розрахунок післяаварійного режиму мережі

Розрахунок післяаварійного режиму виконується з відключенням найбільш завантаженої лінії електричної мережі. В нашому випадку такою лінією є ділянка 0-4.

Після вилучення однієї ланки ділянки 0-4, конфігурація мережі змінюється, тому перераховуємо провідності пунктів БП та 4.

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{02} + \underline{Y}_{05} + \underline{Y}_{04} + \underline{Y}_{01}) = 0.5 \cdot (j7.962 \cdot 10^{-5} + j1.052 \cdot 10^{-4} + j1.28 \cdot 10^{-4}) = j288.64 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{45} + \underline{Y}_{04} + \underline{Y}_{34}) \cdot \underline{Y}_{T4} = 0.5 \cdot (j5.409i \cdot 10^{-5} + j5.648i \cdot 10^{-5}) = (4.688 + j68.632) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Решта провідностей лишилися незмінними.

Розрахунок післяаварійного режиму здійснюється ітераційними методами. Виконаємо наш розрахунок за допомогою методу контурних рівнянь. Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму виконується так само як і режиму максимальних навантажень. Відповідно, результати розрахунку зведемо до таблиці 4.18.

Таблиця 4.18 – Електричний розрахунок післяаварійного режиму

Ітерації		1	2
U, кВ	пункт	Напруга	Напруга
	1	119.12	119.14
	2	119.42	119.43
	3	118.27	118.29

Продовження таблиці 4.18

U, кВ	4	119.9	119.91
	5	119.53	119.55
$\Delta U_{(i)}$	пункт	%	%
	1	8.293	0.017
	2	8.56	0.014
	3	4.368	0.016
	4	8.997	0.007
	5	8.663	0.014
$S_{BP}$ , МВА	93.401-j63.159		94.681-j69.312
S, МВА	92-j62.236		92-j62.236
$\Delta S$ , %	-		0.915

Ітераційний розрахунок завершився на другій ітерації, оскільки зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги становить менше ніж 2%.

Нанесемо остаточний поточкорозподіл потужностей післяаварійного режиму на рисунок 4.11.

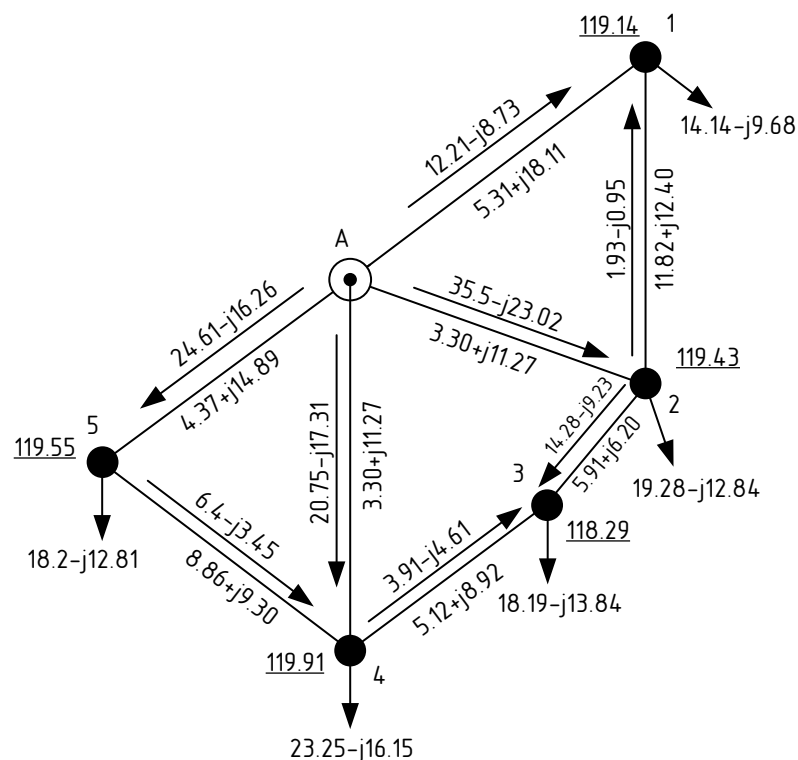


Рисунок 4.11 – Поточкорозподіл потужностей у післяаварійному режимі

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7101.14.1.001.ПЗ

Лист

59

Перевіримо перерізи проводів на перегрівання. Результати перевірки в таблиці 4.19:

Таблиця 4.19 – Результати перевірки проводів на перегрівання

Ділянка	Переріз	Струмове навантаження	Допустимий струм
0-1	АС - 240/32	72.15	610
0-2	АС - 240/32	101.587	610
0-5	АС - 240/32	70.8	610
1-2	АС - 70/11	34.69	265
2-3	АС - 240/32	157.43	610
3-4	АС - 120/19	43.12	390
4-5	АС - 70/11	100.64	265
0-4	АС - 240/32	129.53	610

Вибір відгалужень РПН і ПБЗ виконується так само як і в режимі максимальних навантажень. Результати надамо в таблиці 4.20

Таблиця 4.20 – Вибір РПН і ПБЗ у п/а режимі

Підстанція №	$U_{(i)}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}$	$U_{\text{нд}}$	$N_{\text{с}}$	$U_{\text{сд}}$
1	119.14	2	10.53	2	38.97
2	119.43	3	10.47	2	38.65
3	118.29	1	10.47	1	37.94
4	119.91	3	10.47	2	38.561
5	119.55	2	10.41	1	37.73

#### 4.8. Електричний розрахунок режиму мінімальних навантажень

За допомогою коефіцієнта зниження активного навантаження, знаходимо значення навантаження, яке приєднане до понижуючий підстанцій 110 кВ.

Розрахуємо активне навантаження СН і НН для ПС №1:

$$P_{\text{сн1}}^{\text{min}} = 0.63 \cdot P_{\text{сн1}} = 0.63 \cdot 9 = 5.67 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нн1}}^{\text{min}} = 0.63 \cdot P_{\text{нн2}} = 0.63 \cdot 5 = 3.15 \text{ МВт}.$$

Рахуємо реактивне навантаження для підстанції, розміщеної в першому пункті:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \tan(\varphi_{сн}) = -5.67 \cdot \operatorname{tg}(32.86^\circ) = -3.66 \text{ МВАр}$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \tan(\varphi_{нн}) = -3.15 \cdot \operatorname{tg}(36.87^\circ) = -2.362 \text{ МВАр}$$

Виходить що повне навантаження яке приєднане до підстанції №1, у максимальному режимі роботи електричної мережі становить:

$$\dot{S}_{\min 1} = P_{сн1} + P_{нн1} + j \cdot (Q_{сн1} + Q_{нн1}) = 5.67 + 3.15 + j \cdot (-3.66 - 2.362) = 8.82 - j6.02 \text{ МВА}$$

Так само розраховуємо навантаження інших підстанцій. Результати заносимо до таблиці 4.21.

Таблиця 4.21 – Навантаження підстанцій в режимі мінімальних навантажень

Пункт	Повне навантаження $\dot{S}_{\max}$	Модуль навантаження $ S_{\max} $
1	8.82-j6.02	10.68
2	11.97-j8.06	14.43
3	11.34-j7.78	13.75
4	14.49-j9.56	17.36
5	11.34-j7.78	13.75

Виконаємо перевірку на можливість відключення одного з блоку трансформаторів на ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень. Для прикладу наведемо розрахунок для підстанції №1:

$$\Sigma(|S_1|^2) = (|S_{вн1}^{\min}|)^2 + (|S_{сн1}^{\min}|)^2 + (|S_{нн1}^{\min}|)^2 = (10.681)^2 + (2.008)^2 + (0.788)^2 = 118.74 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо критичну потужність трансформаторів на ПС №1:

$$S_{кр1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx1} \cdot S_{н1}^2}{\Delta P_{к1}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot (16)^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235.52 \text{ МВА.}$$

Отже робимо висновки що на ПС №1 є можливість відключити 1 трансформатор.

Аналогічно розраховуємо перевірку для решти ПС 110 кВ електричної мережі.

Результати перевірки даного процесу занесемо до таблиці 4.22.

Таблиця 4.22 – Кількість включених трансформаторів на кожній ПС

Підстанція №	$\Sigma( S_{(i)} ^2)$ , МВА	$S_{кр(i)}$	Кількість трансформаторів
1	118.743	235.52	1
2	218.611	553.571	1
3	196.42	235.52	1
4	321.408	553.571	1
5	196.42	235.52	1

Судячи з таблиці 4.22, на кожній підстанції має бути увімкнен один силовий трансформатор. Для подальшого розрахунку нам треба перерахувати приведені навантаження, еквівалентні провідності в пунктах мережи.

Перерахунок виконується так само, як і в попередніх розрахунках. Результати заносимо до таблиці 4.23

Таблиця 4.23 – Перерахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей в режимі мінімальних навантажень.

Пункт №	Еквівалентна провідність, $Y_{(i)}$ , См	Приведене навантаження, $S_{np(i)}$ , МВА
0	j196.215	-
1	1.739+j87.942	8.854-j6.852
2	2.344+j80.665	12.007-j8.997
3	1.739+j34.172	11.396-j9.174
4	2.344+j81.864	14.55-j10.867
5	1.739+j67.553	11.396-j9.174

Розраховуємо режимні параметри електричної мережі у режимі мінімальних навантажень. Розрахунок виконується так сам як і в попередніх режимах, а саме ітераційним методом. Скористаємося методом контурних рівнянь.

Результати даних розрахунків наведемо в таблиці 4.24.

Таблиця 4.24 – Результати ітераційного розрахунку при мінімальних навантаженнях

Ітерації		1	2
U, кВ	пункт	Напруга	Напруга
	1	119.9	119.92
	2	120.13	120.14
	3	119.6	119.62
	4	120.13	120.14
	5	120.26	120.27
$\Delta U_{(i)}$ , кВ	пункт	%	%
	1	8.999	0.02
	2	9.205	0.015
	3	8.723	0.017
	4	9.206	0.014
	5	9.324	0.014
$S_{вр}$ , МВА	58.599-j35.168		58.595-j33.965
S, МВА	57.96-j39.209		57.96-j39.209
$\Delta S$ , %	-		1.76

Так як зміна модулів напруги та сумарних змін втрат потужності не перевищує 2 %, то завершуємо ітераційних розрахунок на 2 ітерації.

Результуючий потекорозподіл нанесемо на рисунок 4.12.

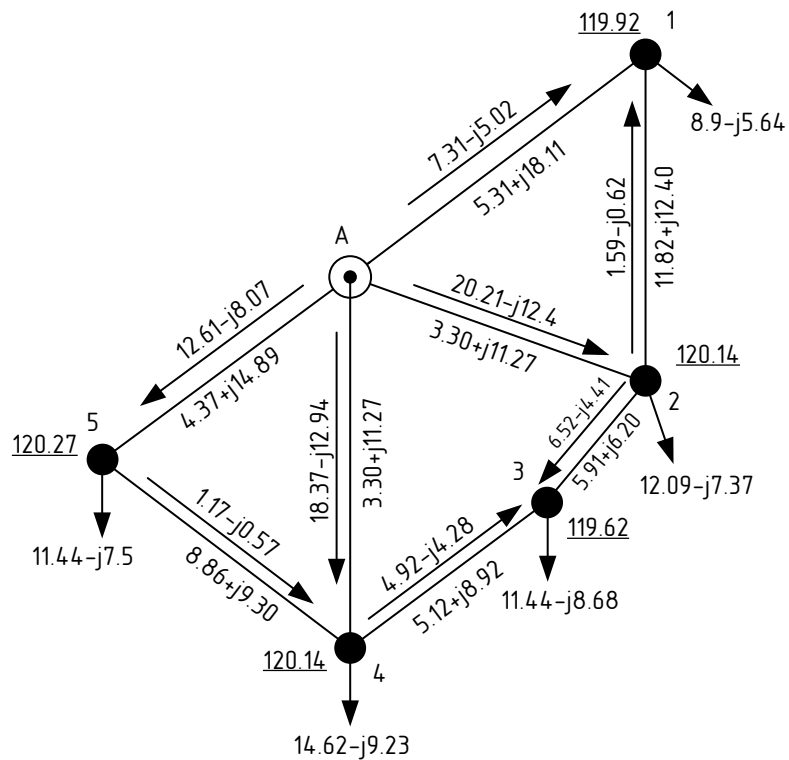


Рисунок 4.12 – Результуюча схема електричної мережі у режимі мінімальних навантажень

Вибір відгалужень РПН і ПБЗ здійснюється так само як і в попередніх режимах. Результати вибору наведені в таблиці 4.25

Таблиця 4.25 – РПН і ПБЗ для режиму мінімальних навантажень

Підстанція №	$U_{(i)}$ , кВ	$N_B$	$U_{нд}$	$N_c$	$U_{сд}$
1	119.92	3	10.59	2	39.076
2	120.14	4	10.49	2	38.655
3	119.62	3	10.46	2	38.669
4	120.14	4	10.462	2	38.497
5	120.27	3	10.52	2	38.895



## Висновки до четвертого розділу

В четвертому розділі дипломного проєкту було виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на ПС. Також спираючись на апроксимовану функцію дисконтованих витрат та оптимальний переріз вибрали перерізи проводів та кількість ланцюгів для повітряних ліній при номінальній нарузі 110 кВ

За допомогою методу контурних рівнянь виконано розрахунок ustalених режимів таких як: режим максимальних навантажень, режим мінімальних навантажень та післяаварійний режим. У всіх розрахунках значення напруги та струму не виходять за допустимі межі.

Також для кожного із розрахованих режимів вибрані відгалуження РПН та ПБЗ.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		65

## ВИСНОВКИ

При виконанні даного дипломного проекту було спроектовано і розраховано районну електричну мережу 110 кВ.

В першому розділі проекту побудовано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, які розташовуються на залізобетонних опорах. Були використані стандартні перерізи для номінальної напруги 110 кВ, а саме 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>.

В другому розділі дипломного проекту було зроблено апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат, за допомогою методу найменших квадратів. Апроксимацію було виконано для існуючої та спроектованої лінії.

В третьому розділі дипломного проекту були визначена оптимальна конфігурація схеми електричної мережі, за допомогою методу впорядкованого виключення гілок.

В останньому розділі було виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на ПС. Також спираючись на апроксимовану функцію дисконтованих витрат та оптимальний переріз вибрали перерізи проводів та кількість ланцюгів для повітряних ліній при номінальній нарузі 110 кВ

За допомогою методу контурних рівнянь виконано розрахунок ustalених режимів таких як: режим максимальних навантажень, режим мінімальних навантажень та післяаварійний режим. У всіх розрахунках значення напруги та струму не виходять за допустимі межі.

Також для кожного із розрахованих режимів вибрані відгалуження РПН та ПБЗ.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		66

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.

2. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: «КПІ», 2009. – 119 с.

3. Диченко П.М. Справочник проектировщика электрических сетей и подстанций. Киев :1963. – 708 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

5. Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 164 с.

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		67

**ДОДАТОК А.**  
**Результати перевірки на плагіат**

					<i>ДП7101.14.1.001.ПЗ</i>	Лист
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		68

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:  
1008218090

Дата перевірки:  
07.06.2021 19:56:07 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
07.06.2021 19:56:38 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Аладько

Кількість сторінок: 61 Кількість слів: 10208 Кількість символів: 63247 Розмір файлу: 2.02 MB ID файлу: 1008292612

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 14.6% Схожість

Найбільша схожість: 3.63% з Інтернет-джерелом ([https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grebenichenko\\_bakal...](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grebenichenko_bakal...))

13.2% Джерела з Інтернету

314

Сторінка 63

9.02% Джерела з Бібліотеки

414

Сторінка 74

## 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

245

Підозріле форматування

26  
сторінок