

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.В.Кирик  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021р.

## Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код спеціальності)

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок усталених режимів електричної мережі енергосистеми 110 кВ»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-зп81  
(шифр групи)

Дунаєв Назар Олексійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник проекту: \_\_\_\_\_ к.т.н., доц., Баженов В.А.  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Консультант:

\_\_\_\_\_ (назва розділу ДП)

\_\_\_\_\_ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент: \_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

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

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2021 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»  
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

В.В.Кирик  
(підпис) (ініціали, прізвище)

«» \_\_\_\_\_ 2021р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на дипломний проект студенту**  
**Дунаєву Назару Олексійовичу**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок усталених режимів електричної мережі енергосистеми 110 кВ»  
керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, доцент, затверджені наказом по університету від «18» квітня 2021р. №1095-с.
2. Строк подання студентом проекту «17» червня 2021р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:  
4.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі за методом упорядкованого виключення гілок.

4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.

4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Ситуаційний план.

5.2. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.

5.3. Результат розрахунку робочих режимів мережі.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання «17» березня 2021 року.

#### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння варіантів	13.04.21 – 19.04.21	
2	Розрахунок режимів роботи мережі	20.04.21 – 10.05.21	
3	Підготовка креслень	25.05.21 – 7.06.21	

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Дунаєв Н.О.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_

(підпис)

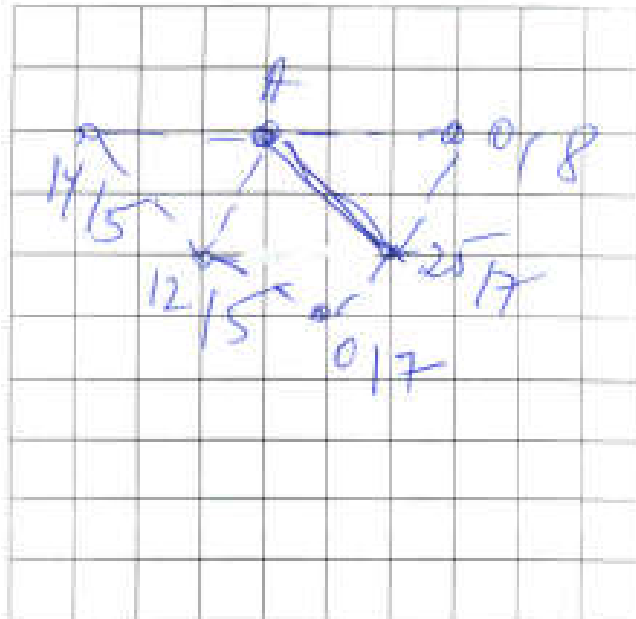
Баженов В.А.

НТУУ "КПІ"  
Кафедра ЕМС

Група ЕС-378/

Студент Думаєв

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:

\$ 28,74

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Базисний пункт у точці A.
- Відстань між пунктами  $L$  (км) та активні потужності пунктів (МВт) - ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{10} = \underline{0,84}$   $\cos \varphi_{20} = \underline{0,91}$   $T_{max} = \underline{5300}$  [година]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі \_\_\_\_\_
- Коefіцієнт можливості активного навантаження пунктів у режимі планової експлуатації  $\alpha^* = \underline{0,2}$  (%) р-п I - II.
- $M_{max} = \underline{\quad}$  [МВт·км],  $\alpha_n = \underline{\quad}$

Примітки:

1. На ситуаційному плані зроби позначення активні навантаження числами - навантаження на стороні С.Н.  
позначення - навантаження на стороні П.Н.
2. Для механіко-експлуатаційного порівняння варіантів виконати синтез в оптимальному режимі прикінцевих елементів мережі.

Встановити  
вказати

Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача

**Пояснювальна записка  
до дипломного проекту**

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації, розрахунок ustalених режимів електричної мережі енергосистеми 110 кВ»

Київ – 2021 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ЕС8104.141.003 ПЗ	Пояснювальна записка	73	
3	A1	ЕС8104.141.01.003ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ЕС8104.141.01.003 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
5	A1	ЕС8104.141.01.003 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ	1	

					ЕС8104.141.003 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		Дунаєв Н.О..			Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушіє</i>
<i>Перевірів</i>		Баженов В.А.					5	79
<i>Н. Контр.</i>		Моссаковський В.І.			НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-зп81			
<i>Затвердив</i>		Кирик В.В						

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 77 сторінках формату А4, до якої входить 35 таблиць, 18 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає в себе 3 аркуші формату А1.

Метою виконання даної роботи є оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та розрахунок режимів роботи мережі.

В даному проекті знайдено функцію дисконтованих витрат повітряної лінії електропередачі. Знайдено оптимальну конфігурацію розподільчої мережі 110 кВ. Виконано розрахунок опорних режимів роботи мережі.

ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic chap-style. The explanatory note is made on 77 pages of A4 format, which includes 35 tables, 18 figures and 4 sources of literature. The graphic part includes 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to optimize the development of electrical power with a voltage of 110 kV and to calculate network-operating modes.

In this project, the function of discounted air line power transmission is found. The optimal configuration of the 110 kV distribution network is found. The calculation of reference modes of the network is executed.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, OVERHEADTRANSMISSION LINE, POWER NETWORK, MODE OF NETWORK WORK.

					EC8104.141.003 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ .....	9
Вступ.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....	11
1.1 Загальні положення.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	13
Висновки до розділу .....	15
2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....	16
2.1 Загальні положення.....	16
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	17
Висновки до розділу .....	19
3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	20
3.1 Загальні положення.....	20
3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ.....	21
Висновки до розділу .....	29
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ.....	29
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів .....	29
4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі .....	30
4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ.....	33
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі .....	40
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей .....	43
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень .....	46
4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	61
4.8 Розрахунок післяаварійного режиму .....	69
Висновки до розділу .....	74
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	77
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	78

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж;

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Під час проектування електричних мереж та систем виконується техніко-економічне обґрунтування рішень, які визначають їхній розвиток і забезпечують постачання до споживачів електроенергії за мінімальних витрат та виконанні необхідних технічних обмежень щодо якості електроенергії та надійності електропостачання.

Проект для розвитку електричної мережі виконується, як самостійна робота або як складова частина розвитку загальної схеми енергосистеми. На різних етапах виконання проекту електричної мережі необхідно вирішувати різні завдання, серед яких можна виділити наступні: аналіз існуючої електричної мережі щодо завантаженості, можливості регулювання напруги, пошук «вузьких місць»; розрахунок активного навантаження споживачів і складання балансу потужності для підстанцій, обґрунтування необхідності будівництва нових підстанцій; розрахунок різних режимів роботи електричної мережі і обґрунтування схеми будівництва нової мережі; перевірка статичної та динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій; складання балансу реактивної потужності та знаходження умов регулювання рівня напруги, обґрунтування необхідності розміщення установок компенсації, їхньої потужності та типу; розрахунок струмів короткого замикання в проектованій електричній мережі та встановлення технічних вимог до комутаційних апаратів; зведення даних щодо планувального обсягу розвитку мережі, вартісні показники, черговість будівництва тощо.

В даному проекті розглядається питання оптимізації розвитку мережі з номінальною напругою 110 кВ.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Загальні положення

При виконанні оптимізації розвитку електричної системи для порівняння різних варіантів застосовують суму приведених витрат для усіх гілках даної системи:

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c, \quad (1)$$

де  $i$  – поточна гілка електричної мережі;

$M$  – множина усіх можливих гілок мережі.

До складу кожної електричної мережі входять силові трансформатори та лінії електропередачі. Вони мають дискретні параметри, а саме номінальну напругу, потужність силового трансформатора, кількість кіл та переріз проводів на ділянках ЛЕП. Це спричинює виникнення труднощів при оптимізації електричної мережі. Дані параметри електричної мережі можливо представити, як функцію від потоку потужності по ділянкам ЛЕП та силових трансформаторах. З огляду на це для зменшення розмірності задачі, що розв'язується, дані параметри видаляють із загального числа незалежних змінних. Для видалення можливе використання методу економічних інтервалів. При застосуванні даного методу приведені витрати кожної гілки мережі для будь-якого значення потужності, що протікає нею задовольняють умові:

$$Z_i(P_i) = \min \{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\}, \quad (2)$$

де  $V$  – кількість можливих варіантів виконання  $i$ -ї гілки мережі.

Витрати для ЛЕП знаходять за виразом

$$Z_v = Z_{v0} \cdot l, \quad (3)$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $Z_{V0}$  - приведені витрати на будівництво та експлуатацію одиниці довжини ЛЕП з перерізом  $S_{V0}$ ;

$l$  - довжина лінії електропередачі.

Приведені витрати  $Z_{V0}$  можливо розрахувати за виразом:

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau, \quad (4)$$

$K_{V0}$  - капітальні вкладення для будівництва одиниці довжини ЛЕП перерізом  $S_V$ ;

$P_a$  - щорічні витрати для обслуговування та ремонту ЛЕП;

$E$  - норма дисконту;

$P$  - значення потоку потужності даною ЛЕП;

$U_H$  - номінальна напруга мережі;

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

$r_{V0}$  - погонний активний опір перерізу ЛЕП;

$Z_e$  - питома вартість на відшкодування втрат електричної енергії, яку приймаємо рівною 195 коп/(кВт·год);

$\tau$  - час максимальних втрат.

Функцію приведених витрат ЛЕП можливо представити такому вигляді:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2, \quad (5)$$

де  $a_{V0}$  та  $b_{V0}$  коефіцієнти параболі, які визначаються за формулами:

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E}; \quad (6)$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E}. \quad (7)$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Функцію приведених витрат можливо записати для будь-якого числа перерізів, які допустимі для даного класу напруги. В результаті отримаємо сімейство парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, що огинає дані параболи знизу.

## 1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах побудуємо функцію оптимальних витрат. Будемо використовувати скорочену номенклатуру стандартних перерізів, а саме 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>. Погонні активні опори ліній для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Питомий опір проводів

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

Базові показники вартості ПЛ – 110 кВ для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> на сталевих опорах, дивлячись на курс валют (5 гривень за 1 долар США), становитимуть:

Станом на 2021 рік курс долара приймаємо 28,74 гривень за 1 долар США

$$k_{\$} = \frac{28,74}{5} = 5,748$$

Тоді показники вартості ПЛ– 110 кВ будуть:

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм <sup>2</sup>	Вартість, тис.грн./км
70	1581
120/19	1696
240/32	2012

Знаходимо час максимальних втрат:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T_{max} = 5300 \text{ год}$$

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5300 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3746,79$$

Знаходимо коефіцієнти параболи для обраних перерізів проводів:

Для проводу марки (АС-70/11)

$$a_{v0(70)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(70)}}{E} + K'_{v0(70)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1581}{0,1} + 1581 = 1771$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 3,339$$

Для проводу марки (АС-120/19):

$$a_{v0(120)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(120)}}{E} + K'_{v0(120)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1696}{0,1} + 1696 = 1900$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 1,93$$

Для проводу марки (АС-240/39):

$$a_{v0(240)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(240)}}{E} + K'_{v0(240)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2012}{0,1} + 2012 = 2253$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 0,934$$

Функція сумарних дисконтованих витрат для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup> буде мати вигляд:

$$3_{v0(70)} = a_{v0(70)} + b_{v0(70)} \cdot P^2 = 1770,72 + 3,34 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(120)} = a_{v0(120)} + b_{v0(120)} \cdot P^2 = 1899,52 + 1,93 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(240)} = a_{v0(240)} + b_{v0(240)} \cdot P^2 = 2253,44 + 0,93 \cdot P^2;$$

Тепер можемо побудувати сумарні дисконтовані витрати на спорудження ПЛ–110 кВ від потужності (рис. 1.1).

Як видно з рис. 1.1 функція оптимальних витрат є нижньою кривою лінією, що огинає сімейство парабол.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

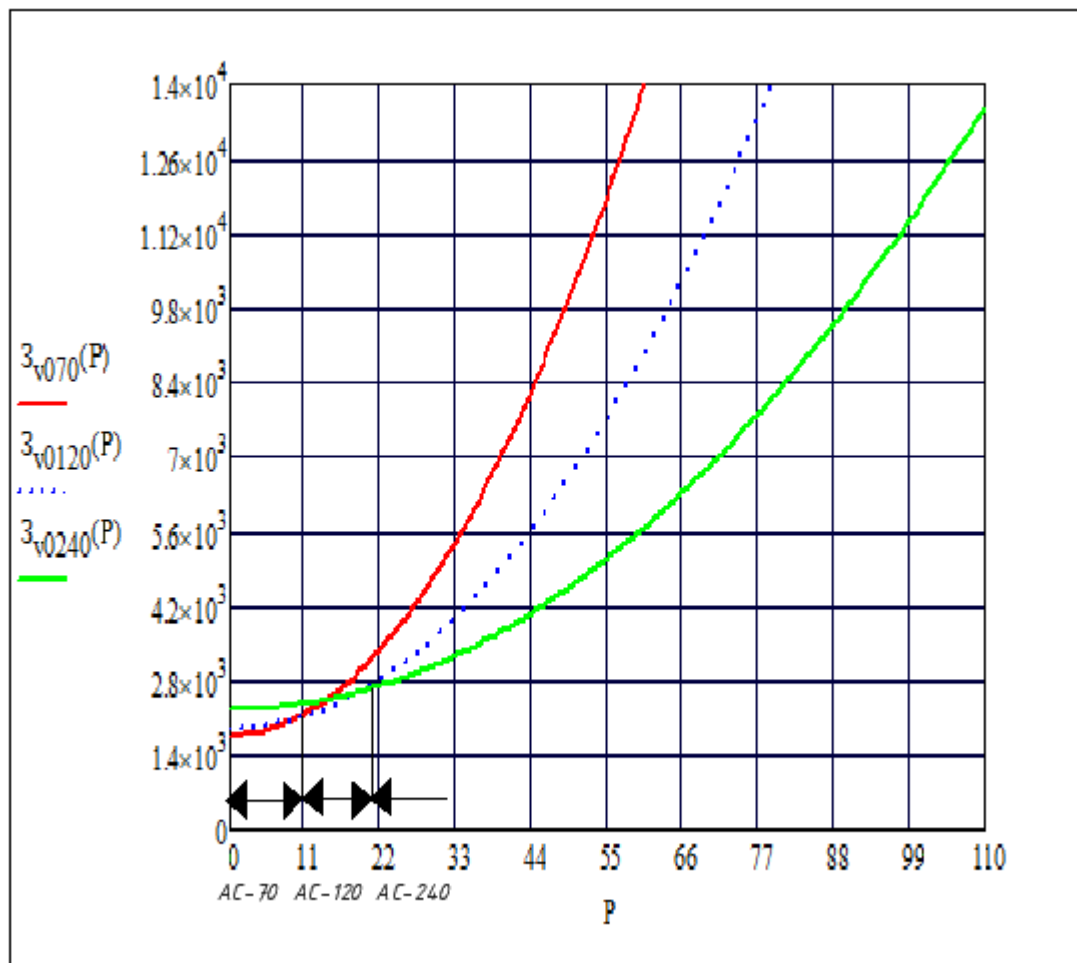


Рисунок 1.1 – Функція питомих приведених витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ

### Висновки до даного розділу:

У цьому розділі побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Функція приведена на рисунку 1.1. та залежить від коефіцієнтів параболі, котрі були розраховані вище. Були розглянуті перерізи 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.



## 2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1 Загальні положення

Використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат  $Z_i = f(P_i)$  складно в зв'язку з тим, що перші похідні на границі економічних інтервалів розірвані. Тому дану функцію заміняють на більш просту. З цією метою виконують апроксимацію.

Одним з методів апроксимації є метод найменших квадратів. Який згідно даних значень функції дозволяє знайти многочлен, який достатньо точно описує необхідну функцію. Даний многочлен має вигляд:

$$y(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + \dots + a_k \cdot x^k + \dots + a_M \cdot x^M. \quad (8)$$

Під час використання метода найменших квадратів виконується вибір многочлену під час застосування, якого наступна функція має мінімальне значення:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M). \quad (9)$$

Виконавши диференціювання останнього виразу по кожному коефіцієнту  $a_k$  та прирівнявши отримані похідні до нуля, отримуємо систему рівнянь, що описує коефіцієнти  $a_0, a_1, \dots, a_M$ . Похідні матимуть вигляд:

$$\frac{\partial f}{\partial a_k} = -2 \cdot \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] \cdot x_i^k = 0, \quad K=0,1,2,\dots,M. \quad (10)$$

Попередній вираз в свою чергу можна записати у вигляді:

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^K = a_0 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+j} \quad K=0,1,2,\dots,M. \quad (11)$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Використаємо позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^K = T_K; \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i^K = S_K. \quad (13)$$

Тоді знаходимо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

$$\sum_{j=0}^M a_j \cdot S_{K+j} = T_K \quad K=0,1,2,\dots,M. \quad (14)$$

У випадку, коли функція апроксимується прямою лінією система рівнянь матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0; \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1. \end{cases} \quad (15)$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; \quad S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; \quad S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; \quad T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; \quad T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i. \quad (16)$$

## 2.1 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Виконуємо апроксимацію функції дисконтованих витрат розраховану в попередньому розділі.

Під час апроксимації використовуємо координати точок, які належать знайденим функціям для різних перерізів проводів, а також точки в, яких дані функції перетинаються. Розраховані координати точок наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Координати точок

<i>P</i> , МВт	0	2,5	5	10	11,28	15	18.16	30	60	90
<i>Z</i> , тис.грн/км	1771	1792	1854	2105	2145	2334	2536	3094	5615	9817

					ЕС8104.141.003 ПЗ					Арк.
										17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Формуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10}$$

$$= 0 + 2,5 + 5 + 10 + 11,28 + 15 + 18,16 + 30 + 60 + 90 = 241,94$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2$$

$$= 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 10^2 + 11,28^2 + 15^2 + 18,16^2 + 30^2 + 60^2 + 90^2$$

$$= 13413;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10}$$

$$= 1771 + 1792 + 1854 + 2105 + 2145 + 2334 + 2536 + 3094 + 5615$$

$$+ 9817 = 33062;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i$$

$$= x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8$$

$$+ x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10}$$

$$= 1771 \cdot 0 + 1792 \cdot 2,5 + 1854 \cdot 5 + 2105 \cdot 10 + 2145 \cdot 11,28 + 2334 \cdot 15$$

$$+ 2536 \cdot 18,16 + 3094 \cdot 30 + 5615 \cdot 60 + 9817 \cdot 90 = 1453309;$$

Тоді отримуємо наступну систему рівнянь:

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

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad систему рівнянь, отримаємо наступні коефіцієнти:

$$a_0 = 1215,15$$

$$a_1 = 86,4305$$

Отже функція сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка проектується набуває вигляду:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_H = 1215,15 + 86,43054 \cdot P$$

Для існуючих ПЛ-110 кВ розрахунків не наводимо. В результаті отримали таку функцію:

$$Z_{існ} = 86,43054 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис. 2.1.

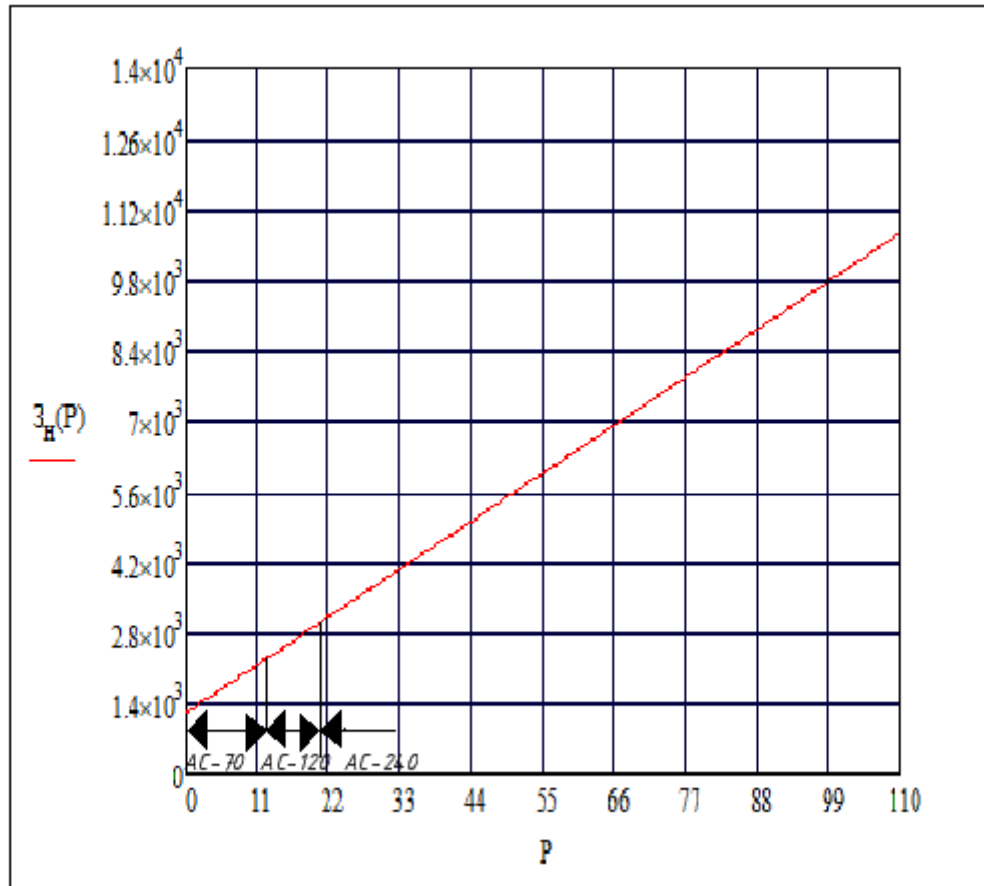


Рисунок 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

### Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу найменших квадратів зроблено апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для проводів перерізом 70, 120, 240 мм<sup>2</sup> для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах та приведена на рисунку 2.1. Апроксимацію виконано для проектованої та для існуючої ПЛ-110 кВ. Різниця між функціями в коефіцієнтах, оскільки для існуючої функції необхідно тільки один коефіцієнт.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 3.1 Загальні положення

Для знаходження оптимальної конфігурації електричної мережі скористуємося методом впорядкованого виключення гілок. Перевагами даного метода є можливість застосування кривої економічних інтервалів при знаходженні приведених витрат. Недоліком цього методу є велика кількість розрахунків на кожному кроці оптимізації. Також в результаті застосування даного методу не завжди можливо отримати найкращий варіант.

Для застосування методу впорядкованого виключення гілок спочатку формують схему мережі, яка містить всі можливі варіанти будівництва ЛЕП та знаходять для даної схеми приведені витрати. Потім виконують по чергові відключення всіх ліній електричної мережі та знаходять приведені витрати для нової конфігурації мережі. Відключення ліній не повинно приводити до порушення зв'язаності схеми мережі. Порівнюючи варіанти мережі створені в результаті відключення кожної гілки знаходять варіант, який приводить до найбільшого зменшення приведених витрат. Дану лінію видаляють із початкової схеми. Далі аналогічно знаходять нову лінію відключення, якої приводить до найбільшого зменшення приведених витрат і видаляють її з мережі і т. д. Оптимізацію завершують тоді, коли подальше видалення ЛЕП приводить до порушення зв'язаності схеми електричної мережі.

Для кожного нового варіанта мережі створеного в результаті відключення однієї із гілок виконується розрахунок поточкорозподілу за довжинами ділянок ліній електропередачі Після чого знаходимо приведені витрати на спорудження та технічну експлуатацію кожної ділянки електричної мережі. Знайдені приведені витрати підсумовуємо.

Виконаємо вибір конфігурації електричної мережі 110 кВ

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

Схема електричної мережі із показаними існуючими (суцільна лінія) та можливими (пунктир) варіантами будівництва ЛЕП 110 кВ зображена на рис. 3.1. Також на схемі зображено активне навантаження у вузлах мережі.

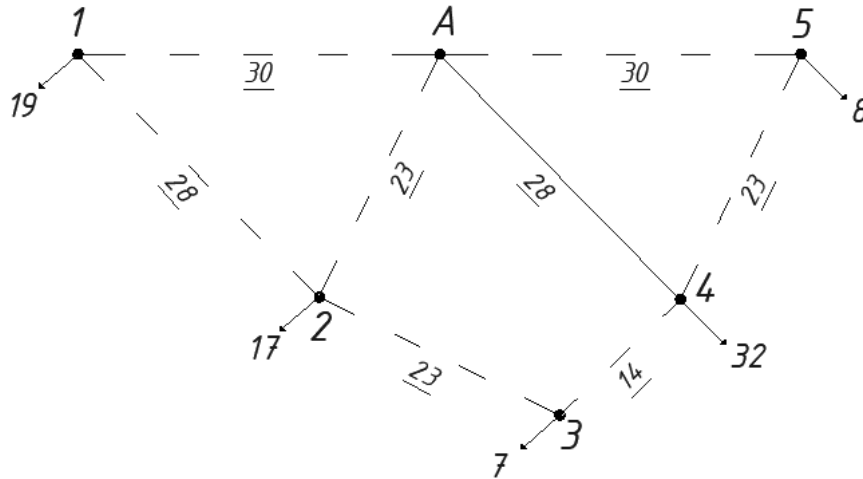


Рисунок 3.1 – Надлишкова схема РЕМ

Для того, щоб знайти приведені витрати на спорудження ділянок РЕМ будемо використовувати апроксимовану функцію дисконтованих витрат, яку розраховували в попередньому розділі:

$$Z_H = 1215,15 + 86,4305 \cdot P$$

$$Z_H = 1,215 + 0,086 \cdot P$$

Для існуючої ЛЕП 110 кВ скористаємося наступною функцією:

$$Z_{\text{існ}} = 0,082 \cdot P$$

Для початкової схеми РЕМ визначимо поточкорозподіл за довжинами ділянок.

В якості перемичок для першого контуру обираємо ділянку 1-2, для другого 3-4, для третього 4-5. та розраховуємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$P_{1a.\text{розр}} = P_1 = 19 \text{ МВт}$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{23.розр} = P_3 = 7 \text{ МВт}$$

$$P_{4а.розр} = P_4 = 32 \text{ МВт}$$

$$P_{2а.розр} = P_2 + P_{23.розр} = 17 + 7 = 24 \text{ МВт}$$

$$P_{5а.розр} = P_5 = 8 \text{ МВт}$$

На рис. 3.2 зображено потокорозподіл в розімкненій мережі.

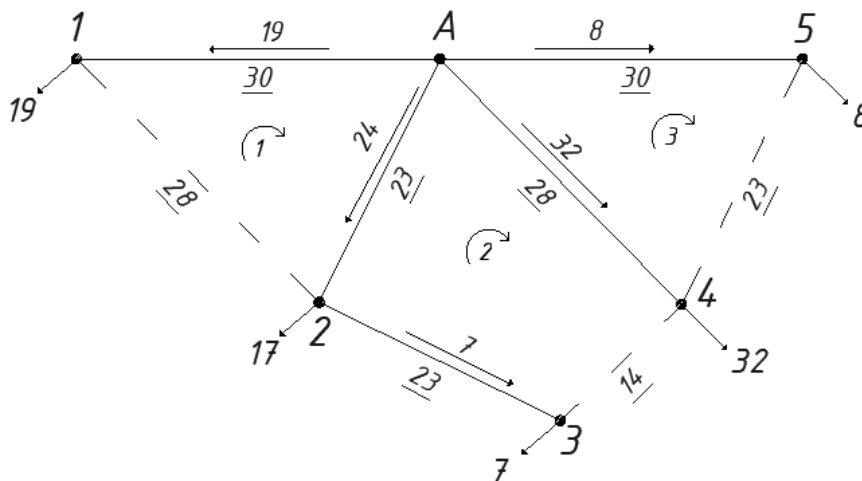


Рисунок 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$S_I \cdot (L_{1A} + L_{2A} + L_{12}) - S_{II} \cdot L_{2A} = -(P_{2а.розр} \cdot L_{2A} - P_{1а.розр} \cdot L_{1A})$$

$$S_{II} \cdot (L_{2A} + L_{4A} + L_{34} + L_{23}) - S_I \cdot L_{2A} - S_{III} \cdot L_{4A}$$

$$= -(P_{4а.розр} \cdot L_{4A} - P_{23.розр} \cdot L_{23} - P_{2а.розр} \cdot L_{2A})$$

$$S_{III} \cdot (L_{5A} + L_{4A} + L_{45}) - S_{II} \cdot L_{4A} = -(P_{5а.розр} \cdot L_{5A} - P_{4а.розр} \cdot L_{4A})$$

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad систему рівнянь, отримаємо такі зрівнювальні потужності:

$$S_I = 0,415$$

$$S_{II} = 0,680$$

$$S_{III} = 8,334$$

Знаходимо результуючий потік розподіл:

$$P_{a1} = -S_I + P_{1a, \text{розр}} = -0,415 + 19 = 18,584 \text{ МВт}$$

$$P_{21} = S_I = 0,416 \text{ МВт}$$

$$P_{43} = S_{II} = 0,681 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = -S_{II} + P_{23, \text{розр}} = -0,681 + 7 = 6,319 \text{ МВт}$$

$$P_{a2} = P_{2a, \text{розр}} + S_I - S_{II} = 24 + 0,415 - 0,680 = 23,735 \text{ МВт}$$

$$P_{54} = S_{III} = 8,334 \text{ МВт}$$

$$P_{a5} = S_{III} + P_{5a, \text{розр}} = 8,334 + 8 = 16,334 \text{ МВт}$$

$$P_{a4} = P_{4a, \text{розр}} + S_{II} - S_{III} = 32 + 0,680 - 8,334 = 24,347 \text{ МВт}$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$P_{a2} \cdot L_{2A} + P_{21} \cdot L_{12} - P_{a1} \cdot L_{1A} = 0$$

$$P_{a4} \cdot L_{4A} - P_{23} \cdot L_{23} + P_{43} \cdot L_{34} - P_{a2} \cdot L_{2A} = 0$$

$$P_{a5} \cdot L_{5A} + P_{54} \cdot L_{45} - P_{a4} \cdot L_{4A} = 0$$

Отже, розрахунок виконано правильно. Потік розподіл в замкненій мережі зображений на рис. 3.3.

Для кожної ділянки ЛЕП розраховуємо приведені витрати:

$$Z_{A4} = 86,43 \cdot P_{a4} = 86,43 \cdot 24,346 = 2104,299 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{A2} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{a2} = 1215,15 + 86,43 \cdot 23,734 = 3266,554 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{A1} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{a1} = 1215,15 + 86,43 \cdot 18,584 = 2821,414 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{A5} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{a5} = 1215,15 + 86,43 \cdot 16,334 = 2626,916 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{21} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{21} = 1215,15 + 86,43 \cdot 0,415 = 1215,066 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{23} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{23} = 1215,15 + 86,43 \cdot 6,319 = 1761,319 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{43} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{43} = 1215,15 + 86,43 \cdot 0,68 = 1273,994 \text{ млн. грн}$$

$$Z_{54} = 1215,15 + 86,43 \cdot P_{54} = 1215,15 + 86,43 \cdot 8,334 = 1935,472 \text{ млн. грн}$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



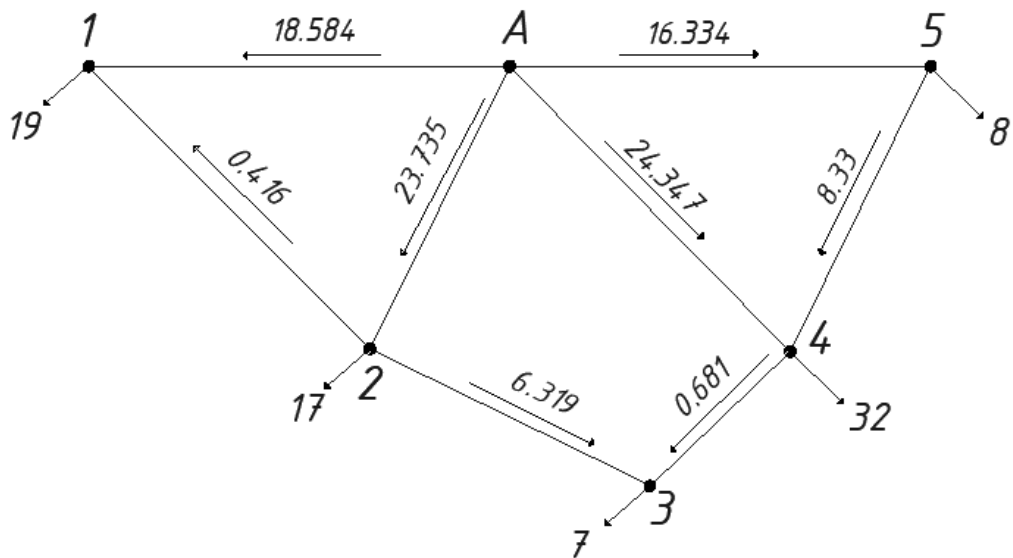


Рисунок 3.3 – Потокорозподіл в замкненій мережі

Сумарні витрати для надлишкової мережі складуть:

$$Z_0 = Z_{A1} + Z_{A2} + Z_{A4} + Z_{A5} + Z_{21} + Z_{23} + Z_{43} + Z_{54} = 17041,032 \text{ млн. грн}$$

Переходимо до виконання кроків оптимізації конфігурації мережі.

Перший крок.

Із надлишкової схеми мережі почергово видаляємо лінії. Для кожного варіанта конфігурації мережі після відключення однієї лінії розраховуємо приведені витрати.

Результат розрахунку приведених витрат наведений в табл. 3.1. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.4. Також на рис. 3.4 приведено потокорозподіл потужності по ділянках мережі.

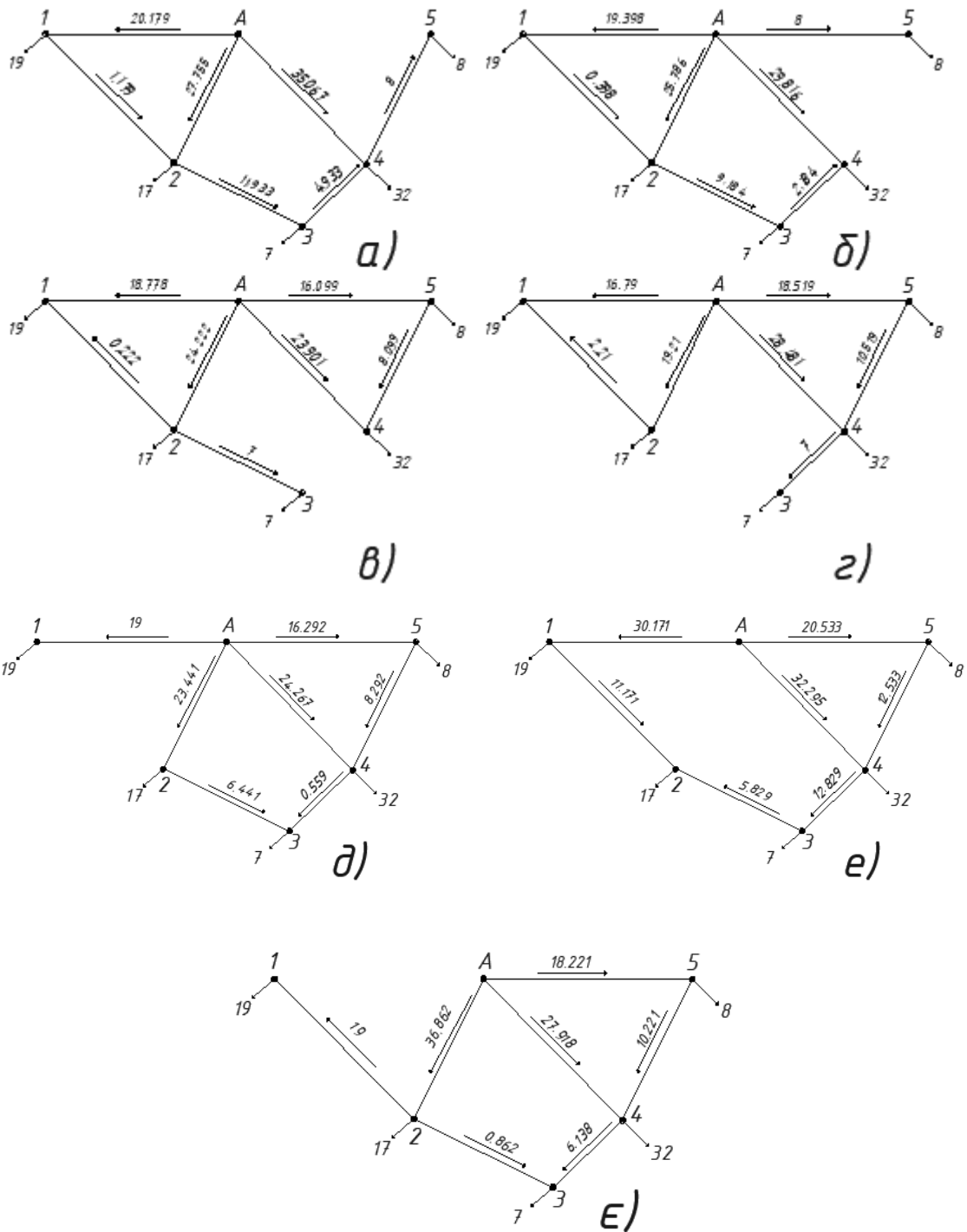


Рис. 3.4 – Варіанти конфігурації РЕМ на першому кроці після видалення ділянок: а – А-5; б – 4-5; в – 3-4; г – 2-3; д – 1-2; е – А-2; є – А-1;

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

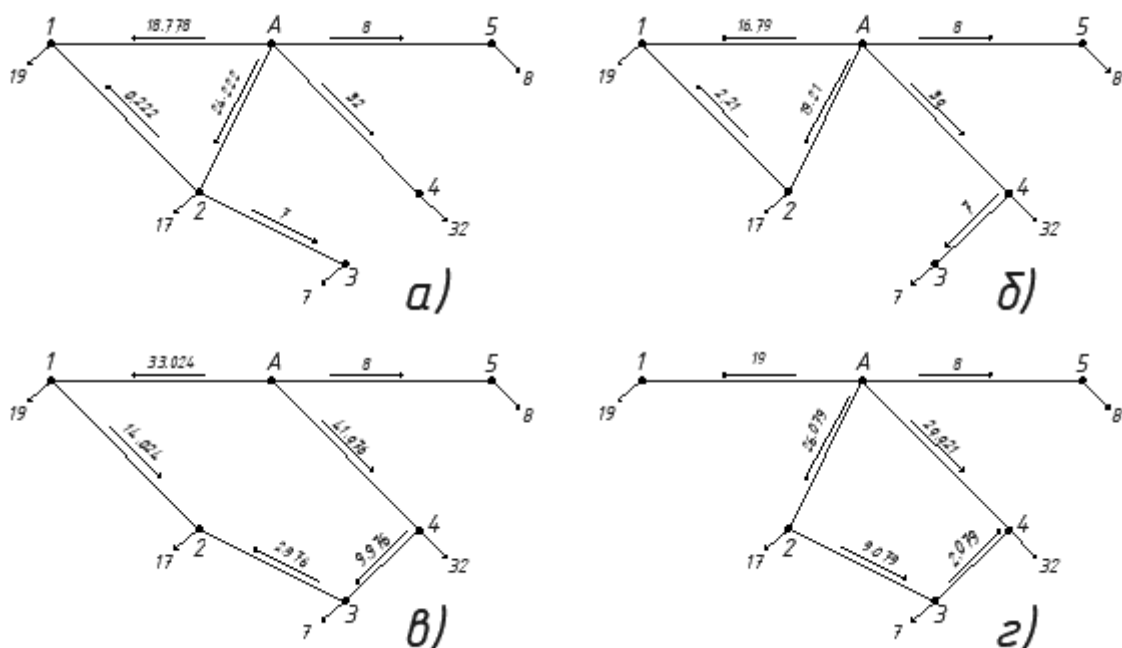
Таблиця 3.1 – Перший крок оптимізації

Видалена ділянка	$z(i)$ , млн. грн	$z_0 - z(i)$ , млн. грн
A-1	16,918	0,122
A-2	18,126	-1,084
A-5	16,715	0,325
1-2	15,786	1,254
2-3	16,169	0,871
3-4	15,788	1,252
4-5	15,481	1,559

Як бачимо, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 4-5 з схеми. На другому кроці початково приймаємо конфігурацію в якій відсутня ділянка 4-5.

Другий крок.

На другому кроці приймаємо  $z_0$  рівним  $z_{1-2} = 15,481$  Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.2. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.5.



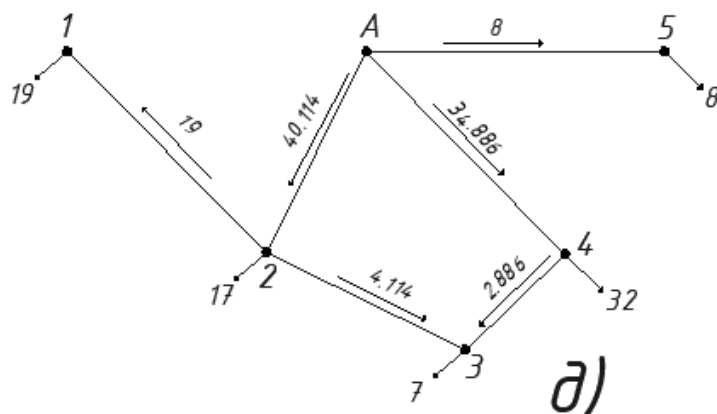


Рисунок 3.5 - Варіанти конфігурації РЕМ на другому кроці після видалення ділянок: а – 3-4; б – 2-3; в – А-2; г – 1-2; д – А-1;

Таблиця 3.2 – Другий крок оптимізації

Видалена ділянка	$Z(i)$ , млн. грн	$Z_0 - Z(i)$ , млн. грн
А-1	15,496	-0,015
А-2	15,334	0,147
А-5	15,432	0,049
1-2	15,179	0,301
3-4	14,858	0,623
2-3	15,202	0,279

Отже, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 3-4 з надлишкової схеми. На третьому кроці оптимізації початково приймаємо конфігурацію в якій відсутні ділянки 1-2 та 3-4.

#### Третій крок.

На другому кроці приймаємо  $Z_0$  рівним  $Z_{2-3} = 14,858$  Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.3. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.6.

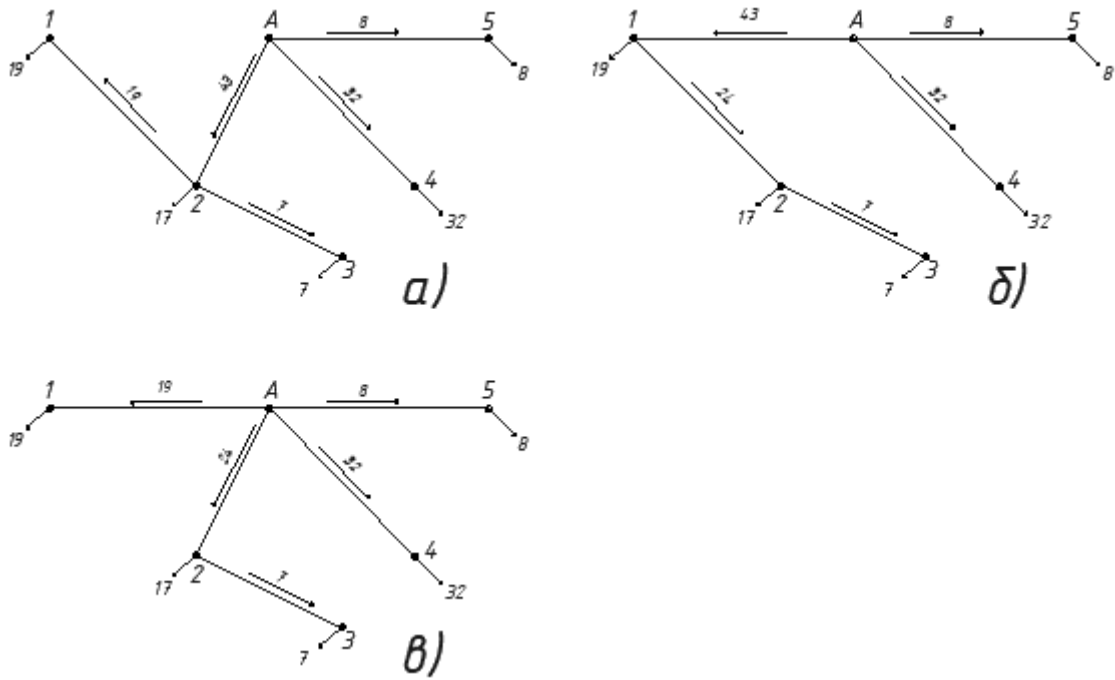


Рисунок 3.6 – Варіанти конфігурації РЕМ на третьому кроці після видалення ділянок: а – А-1; б – А-2; в – 1-2;

Таблиця 3.3 – Третій крок оптимізації

Видалена ділянка	$Z(i)$ , млн. грн	$Z_0 - Z(i)$ , млн. грн
А-1	14,032	0,826
А-2	14,713	0,144
1-2	12,639	2,219

Отже, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 1-2 надлишкової схеми. Оптимізацію закінчуємо, оскільки подальше видалення ліній призведе до порушення зв'язаності мережі. Оптимальна схема електричної мережі наведена на рис. 3.7.

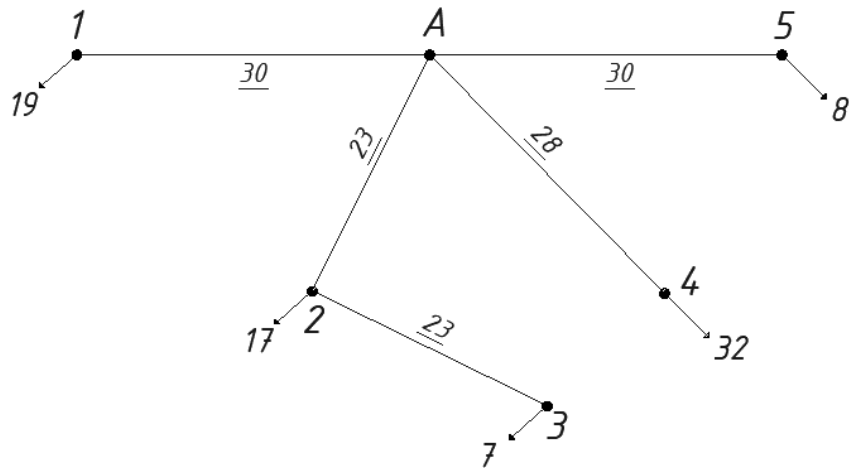


Рисунок 3.7 – Оптимальна конфігурація мережі

### Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу впорядкованого виключення гілок визначено оптимальну конфігурації районної електричної мережі 110 кВ. Було виконано три кроки оптимізації, де в кожному кроці було видалена ділянка, де були найменше значення приведених витрат. Конфігурація мережі, яка приведена на рисунку 3.7. є найоптимальнішою, оскільки в неї найменший показник приведених витрат.

## 4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ

### 4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

Під час вибору кількості силових трансформаторів на проєктованих ПС 110 кВ робимо припущення, що до шин НН та СН приєднанні споживачі першої та другої категорії. Отже, на кожній ПС обираємо до встановлення два трансформатори однакового типу та потужності.

Потужність силових трансформаторів потрібно обирати, виходячи, з допустимих перевантажень, які складають 40 % в післяаварійному режимі (згідно ПТЕ).

Наведемо приклад вибору трансформаторів для ПС №1.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №1:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\phi_{\text{HH}} = \arccos(\cos\phi_{\text{HH}}) = \arccos(0,81) = 35,904^\circ$$

$$\phi_{\text{CH}} = \arccos(\cos\phi_{\text{CH}}) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ$$

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \tan(\phi_{\text{HH}}) = -5 \cdot \tan(0,626) = -3,62 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \tan(\phi_{\text{CH}}) = -14 \cdot \tan(0,573) = -9,043 \text{ МВар}$$

Величина повного навантаження приєднаного до ПС №1 складе:

$$\begin{aligned} S_{\text{max1}} &= P_{\text{HH1}} + P_{\text{CH1}} + j(Q_{\text{HH1}} + Q_{\text{CH1}}) = 5 + 14 + j(-3,619 - 9,043) \\ &= 19 - 12,66i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розраховуємо значення потужності силових трансформаторів, які будуть встановлені на ПС №1:

$$S_{T1} = S_1 \cdot 0,7 = 22,833 \cdot 0,7 = 15,983 \text{ МВА}$$

До встановлення на ПС №1 приймаємо два силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Результат вибору трансформаторів на інших ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\text{max}}$ , МВА	$S_T$ , МВА	Тип трансформаторів
1	19–12,66i	15,983	2×ТДТН-16000/110
2	17–11,37i	14,317	2×ТДТН-16000/110
3	7–5,07i	6,049	2× ТДТН-10000/110
4	32–21,22i	19,197	2× ТДТН-25000/110
5	8–5,79i	6,914	2×ТДТН-10000/110

#### 4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі

Виконаємо розрахунок потокорозподілу потужності в режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Скористаємося методом контурних

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівнянь. Із вихідної мережі умовно видаляємо перемички 1-2, 3-4 та 4-5 і згідно першого закону Кірхгофа визначаємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$S_{pA1} = S_{max1} = 19 - 12,633i \text{ МВА}$$

$$S_{p23} = S_{max3} = 7 - 5,067i \text{ МВА}$$

$$S_{pA2} = S_{max2} + S_{p23} = 24 - 16,439i \text{ МВА}$$

$$S_{pA4} = S_{max4} = 32 - 21,216i \text{ МВА}$$

$$S_{pA5} = S_{max5} = 8 - 5,792i \text{ МВА}$$

Результат розрахунку поточкорозподілу потужності в умовно розімкненій мережі наведено на рис. 4.1.

Визначимо власні та взаємні довжини контурів:

$$L_1 = L_{1A} + L_{2A} + L_{12} = 30 + 23 + 28 = 81 \text{ км}$$

$$L_2 = L_{2A} + L_{4A} + L_{34} + L_{23} = 23 + 28 + 14 + 23 = 88 \text{ км}$$

$$L_3 = L_{5A} + L_{4A} + L_{45} = 30 + 28 + 23 = 81 \text{ км}$$

$$L_{12'} = L_{2A} = 23 \text{ км}$$

$$L_{23'} = L_{4A} = 28 \text{ км}$$

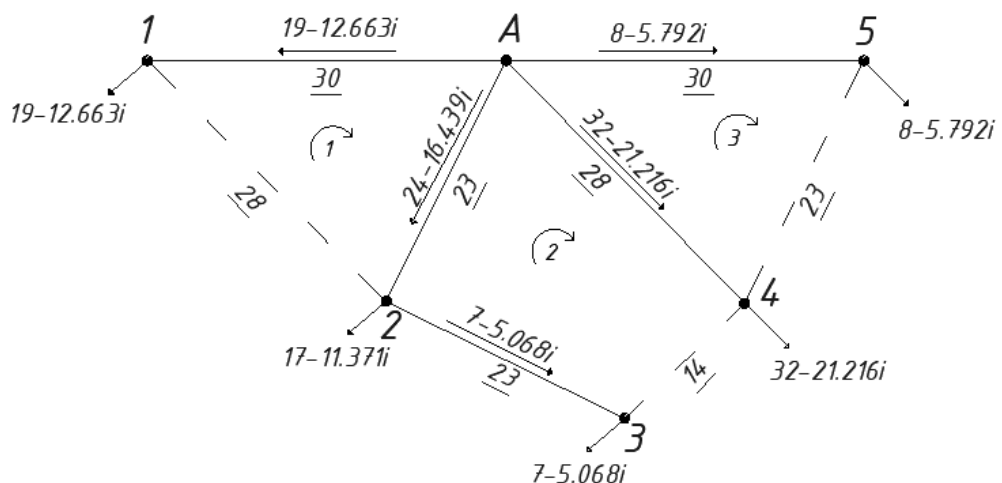


Рисунок 4.1 – Поточкорозподіл потужності в розімкненій мережі



Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми::

$$S_{pA2} \cdot L_{2A} - S_{pA1} \cdot L_{1A} = -S_I \cdot L_1 + S_{II} \cdot L_{12},$$

$$S_{pA4} \cdot L_{4A} - S_{pA2} \cdot L_{2A} - S_{p23} \cdot L_{23} = -S_{II} \cdot L_2 + S_I \cdot L_{12} + S_{III} \cdot L_{23},$$

$$S_{pA5} \cdot L_{5A} - S_{pA4} \cdot L_{4A} = -S_{III} \cdot L_3 + S_{II} \cdot L_{23},$$

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad, отримуємо корені даної системи рівнянь:

$$S_I = 0,415 - 0,205i$$

$$S_{II} = 0,680 - 0,646i$$

$$S_{III} = 8,334 - 5,412i$$

В замкненій мережі поточкорозподіл потужності за L-схемою складе:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= S_{pA1} - S_{k1} = (19 - 12,663i) - (0,416 - 0,206i) \\ &= 18,584 - 12,457i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{21} = S_{k1} = 0,416 - 0,206i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= S_{pA2} + S_{k1} - S_{k2} = (24 - 16,439i) + (0,416 - 0,206i) - \\ &- (0,681 - 0,646i) = 23,735 - 15,998i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{23} &= S_{p23} - S_{k2} = (7 - 5,068i) - \\ &- (0,681 - 0,646i) = 6,319 - 4,422i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A4} &= S_{pA4} + S_{k2} - S_{k3} = (32 - 21,216i) + (0,681 - 0,646i) - \\ &- (8,334 - 5,412i) = 24,347 - 16,45i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{43} = S_{k2} = 0,681 - 0,646i \text{ МВА};$$

$$S_{54} = S_{k3} = 8,334 - 5,412i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A5} &= S_{pA5} + S_{k3} = (8 - 5,792i) + (8,334 - 5,412i) \\ &= 16,334 - 11,204i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Результат розрахунку поточкорозподілу потужності в замкненій мережі наведено на рис. 4.2.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

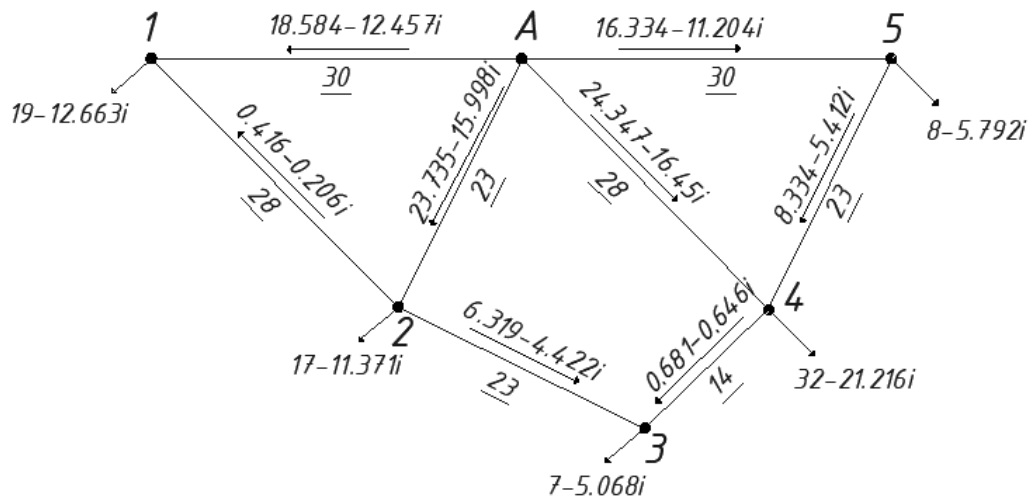


Рисунок 4.2 – Потокорозподіл потужності в замкненій мережі

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$S_{A2} \cdot L_{2A} - S_{A1} \cdot L_{1A} + S_{21} \cdot L_{12} = 0$$

$$S_{A4} \cdot L_{4A} - S_{A2} \cdot L_{2A} + S_{43} \cdot L_{34} - S_{23} \cdot L_{23} = 0$$

$$S_{A5} \cdot L_{5A} - S_{A4} \cdot L_{4A} + S_{54} \cdot L_{45} = 0$$

Отже, розрахунок потокорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно.

### 4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ

Для знаходження перерізу проводів ділянок розподільчої мережі 110 кВ використаємо апроксимовану функцію дисконтованих витрат розраховану в попередніх розділах. Графік даної функції наведено на рис. 4.3.

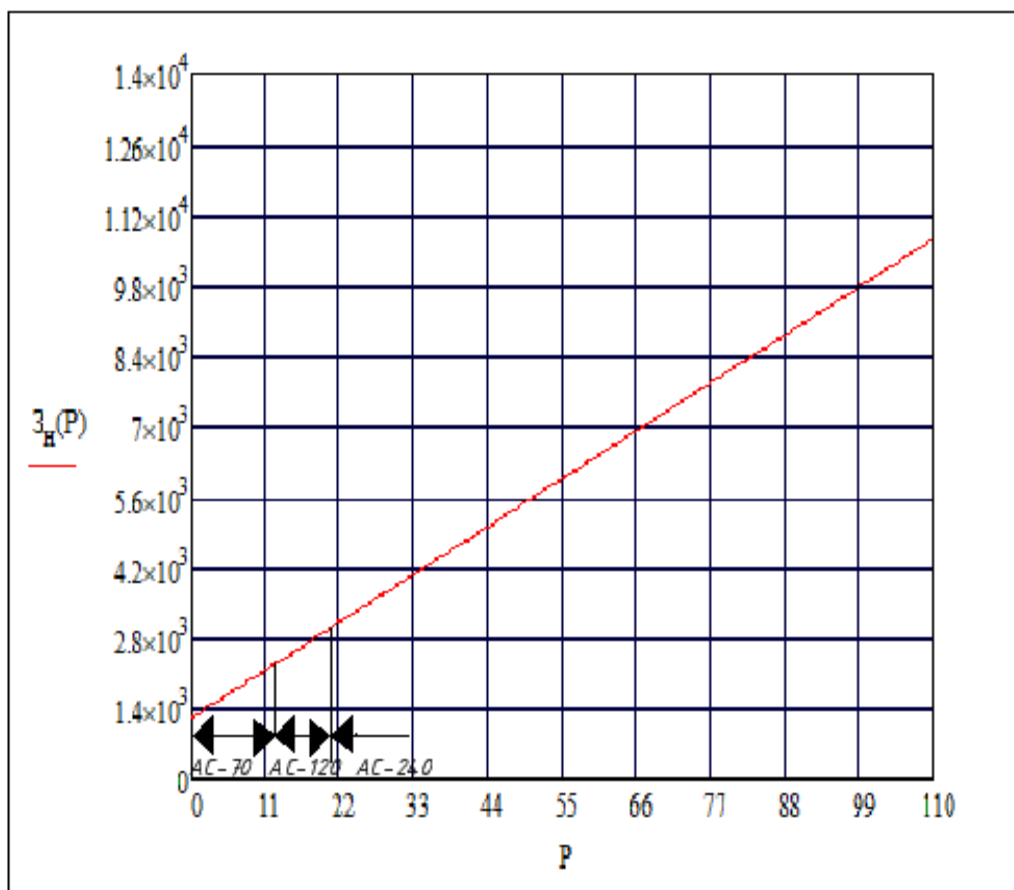


Рисунок 4.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Згідно знайденого поточкорозподілу за L-схемою мережі визначаємо переріз ділянок. Результати вибору проводів наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу
А-1	22,373	117,43	АС-240/32
А-2	28,623	75,116	2хАС-120/19
А-4	29,383	77,111	2хАС-120/19
А-5	19,808	103,963	АС-240/32
1-2	0,464	2,434	АС-70/11
2-3	7,712	40,48	АС-70/11
3-4	0,939	4,927	АС-70/11
4-5	9,937	52,157	АС-70/11

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

34

Виконаємо перевірку вибраних економічних перерізів на відповідність технічним обмеженням в експлуатаційних післяаварійних режимах роботи електричної мережі.

Перша група післяаварійних режимів.

Під час експлуатації мереж трапляються випадки аварійного або планового (для технічного обслуговування або ремонту) одного силового трансформатора на підстанції. В результаті даного відключення можливе не допустиме зменшення рівня напруги на шинах НН понижуючої підстанції.

Для кожної ПС 110 кВ розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора.

Визначаємо діапазон силових трансформаторів. На ПС №1 планується до встановлення два трансформатора типу ТДТН-25000/110. Розраховуємо значення фіктивної напруги КЗ обмоток:

$$U_{KB1} \% = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} \% + U_{K(B-H)} \% - U_{K(C-H)} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{KC1} \% = U_{K(B-C)} \% - U_{KB3(1)} \% = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\%;$$

$$U_{KH1} \% = (U_{K(B-H)} \% + U_{K(C-H)} \% - U_{K(B-C)} \%) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

Втрати напруги в обмотках силового трансформатора на ПС №1 складуть:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{19}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,663}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 10,211 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3,62}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,738 \text{ кВ}$$

Визначаємо регульовальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №1:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{min1} = \frac{U_{HDЖ} U_{ТВ1}}{U_{ТН1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 10,211 + 1,738 = 104,137 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{HDЖ} U_{ТВ1}}{U_{ТН1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 10,211 + 1,738 = 139,308 \text{ кВ}$$

Для інших силових трансформаторів розрахунки аналогічні. Результати приведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Регульовальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{НОМ}$ , кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	104,13	139,30
		СН	38,5		
		НН	11		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	103,09	138,26
3	ТДТН-10000/110	ВН	115	102,70	137,87
		СН	38,5		
		НН	11		
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	104,75	139,92
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	104,20	139,38
		СН	38,5		
		НН	11		

Визначимо орієнтовані значення рівня напруги у вузлах розрахункової мережі. Погонний реактивний опір для всіх ділянок мережі приймаємо таким, що рівний 0,4 Ом/км.

Під час розрахунку рівня напруги в пунктах мережі використовуємо дані про поточкорозподіл потужності за L-схемою в режимі максимальних навантажень.

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 1:

$$U_{1A} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{A-1} \cdot r'_{A-1} - Q_{A-1} \cdot x'_{A-1})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (18,584 \cdot 3,54 - (-12,457) \cdot 12)} = 113,113 \text{ кВ}$$

Аналогічно виконуються розрахунки рівня напруги в інших пунктах районної електричної мережі. Результати розрахунку наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Перша група післяаварійних режимів

№ пункту	Регулювальний діапазон		Рівень напруги, кВ
	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ	
1	104,13	139,30	113,113
2	103,09	138,26	113,774
3	102,70	137,87	112,874
4	104,75	139,92	113,465
5	104,20	139,38	113,316

Отже, величина рівня напруги в пунктах мережі знайдена за L-схемою знаходиться в допустимих межах.

Друга група післяаварійних режимів.

Перевірку виконання технічних обмежень здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму, а саме відключення найбільш завантаженої ділянки А-1. Виконаємо розрахунок поточкорозподілу потужності за L-схемою мережі.

Визначаємо струмові навантаження повітряних ліній. Наприклад, для ПЛ А-2 струмове навантаження складе:

$$I_{A-2} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{36,862^2 + (-24,797)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 116,589 \text{ А;}$$

Аналогічно виконуються розрахунки струмових навантажень для всіх ПЛ.  
Результати розрахунку наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка перерізу проводів за струмовим навантаженням

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	$I_i, \text{ A}$
A-2	2хАС-120/19	2х390	116,589
A-4	2хАС-120/19	2х390	88,393
A-5	АС-240/32	610	115,883
1-2	АС-70/11	265	119,843
2-3	АС-70/11	265	6,042
3-4	АС-70/11	265	39,351
4-5	АС-70/11	265	64,077

Згідно даної таблиці, перевищення тривало-допустимого струму для усіх ПЛ в післяаварійному режимі не спостерігається.

Перевіримо допустимість відхилення рівня напруги на вводі силових трансформаторів. Аналогічно до попередніх розрахунків визначимо регульовальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №1:

$$U_{\text{КВ1}} \% = 0,5 \cdot (U_{\text{К(В-С)}} \% + U_{\text{К(В-Н)}} \% - U_{\text{К(С-Н)}} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{\text{КС1}} \% = U_{\text{К(В-С)}} \% - U_{\text{КВЗ(1)}} \% = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\%;$$

$$U_{\text{КН1}} \% = (U_{\text{К(В-Н)}} \% + U_{\text{К(С-Н)}} \% - U_{\text{К(В-С)}} \%) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{P_{\text{max1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗ1}} \cdot U_{\text{ТВ1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н1}}^2} - \frac{Q_{\text{max1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{КВ1}} \%}{100 \cdot S_{\text{Н1}}} =$$

$$= \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,663}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 5,105 \text{ кВ};$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{НН1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗ1}} \cdot U_{\text{ТВ1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н1}}^2} - \frac{Q_{\text{НН1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{КН1}} \%}{100 \cdot S_{\text{Н1}}} =$$

$$= \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,663}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,682 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 5,105 + 1,682 = 98,975 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 5,105 + 1,682 = 134,146 \text{ кВ}$$

Регулювальні діапазони силових трансформаторів для решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для другої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у таблиці.4.6.

Таблиця 4.6 – Регулювальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$U_{\text{min}}$ , кВ	$U_{\text{max}}$ , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	98,975	134,14
		СН	38,5		
		НН	11		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	98,453	133,62
3	ТДТН-10000/110	ВН	115	99,268	134,43
		СН	38,5		
		НН	11		
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	103,31	134,42
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	100,28	135,45
		СН	38,5		
		НН	11		



Визначимо рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій:

$$U_{2A} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{A-2} \cdot r'_{A-2} - Q_{A-2} \cdot x'_{A-2})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (36,862 \cdot 2,806 - (-24,797) \cdot 4,6)} = 113,093 \text{ кВ}$$

Для електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ визначаємо значення найбільшої міжфазної робочої напруги, тривало допустимої за умовами роботи ізоляції електроустаткування  $U_{\max\text{роб}}=126$  кВ.

№ пун- кту	Діапазон регулю- вання		$U_{\max\text{роб}}$ , кВ	Розрахований рівень на- пруги
1	98,975	134,14	126	109,806
2	98,453	133,62		113,093
3	99,268	134,43		112,957
4	103,31	134,42		113,24
5	100,28	135,45		113,123

Таким чином, усі рекомендовані перерізи проводів ПЛ електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних обмежень першої і другої групи після-аварійних режимів роботи. Обрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку.

#### 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Виконаємо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередачі та силових трансформаторів.

Під час будівництва повітряних ліній планується використання проводів перерізом 70 та 240 мм<sup>2</sup>. Знаходимо погонний реактивний опір даних проводів:

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

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Розраховуємо погонну ємнісну реактивну провідність:

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

$$b_{(120)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$b_{(240)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}.$$

Для повітряної лінії 0-1 активний та реактивний опір складе:

$$r_{лА-1} = \frac{r_{0240} \cdot L_{А-1}}{k_{А-1} \cdot n_{А-1}} = \frac{0,118 \cdot 30}{1 \cdot 1} = 3,54 \text{ Ом};$$

$$x_{лА-1} = \frac{x_{0240} \cdot L_{А-1}}{k_{А-1} \cdot n_{А-1}} = \frac{0,403 \cdot 30}{1 \cdot 1} = 12,08 \text{ Ом};$$

Знаходимо комплексний опір лінії 0-1:

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{лА-1} + i x_{лА-1} = 3,54 + 12,075i \text{ Ом};$$

Ємнісна провідність повітряної лінії 0-1 складе:

$$b_{л0-1} = k_{А-1} \cdot n_{А-1} \cdot b_{0240} \cdot L_{А-1} = 1 \cdot 1 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 85,311 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

Активну провідність всіх повітряних ліній мережі 110 кВ приймаємо такими, що дорівнюють нулю.

Знаходимо комплексну провідність лінії 0-1:

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + i b_{л0-1} = 85,311i \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок параметрів схем заміщення для всіх повітряних ліній виконується аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення повітряних ліній

Ділянка	Перетин, мм <sup>2</sup>	Довжина, км	Z <sub>ПЛ</sub> , Ом	Y <sub>ПЛ</sub> , Ом
1	2	3	4	5
A-1	240	30	3,54+12,075i	85,311i · 10 <sup>-6</sup>
A-2	120	23	2,806+4,883i	123,726i · 10 <sup>-6</sup>
A-4	120	28	3,416+5,945i	150,623i · 10 <sup>-6</sup>
1-2	70	28	11,816+12,397i	72,115i · 10 <sup>-6</sup>
2-3	70	23	9,706+10,183i	59,237i · 10 <sup>-6</sup>
3-4	70	14	3,416+5,945i	36,057i · 10 <sup>-6</sup>
4-5	70	23	9,706+10,183i	59,237i · 10 <sup>-6</sup>
A-5	240	30	3,54+12,075i	85,311i · 10 <sup>-6</sup>

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів наведемо для ПС №1.

На ПС №1 планується встановлення двох трансформаторів типу, а на ПС №1 – ТДТН-16000/110. Знаходимо активний опір обмоток даних трансформаторів:

$$r_{в1} = r_{с1} = r_{н1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{об1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{н1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{4 \cdot (16000)^2} = 0,741 \text{ Ом.}$$

А реактивний опір обмоток блоку трансформаторів на ПС №1 складе:

$$x_{тв1} = \frac{10 \cdot U_{кв1} \% \cdot U_{об1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,43 \text{ Ом;}$$

$$x_{тс1} = \frac{10 \cdot U_{кц1} \% \cdot U_{об1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot (0) \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{тн1} = \frac{10 \cdot U_{кн1} \% \cdot U_{об1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активну і реактивну провідність блоків трансформаторів на ПС №1

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^3}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{См};$$

Знайдемо комплексну провідність блоків трансформаторів:

$$b_{T1} = -\frac{2 \cdot I_{xx1} \% \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{2 \cdot 1,16 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} \\ = -24,2 \cdot 10^{-6} \text{См};$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів  $Y_{6T}$ , См, встановлених на підстанції пункту 1

$$Y_{6T1} = g_{6T1} + jb_{6T1} = (3,48 - 24,2i) \cdot 10^{-6} \text{См};$$

Розрахунки для всіх блоків силових трансформаторів виконуються аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом				Провідність, См
		$r_T$	$x_B$	$x_C$	$x_H$	
1	ТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	$(3,48-24,2i) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	$(3,48-24,2i) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-10000/110	2,513	71,084	0	41,328	$(2,57-16,64i) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-25000/110	0,741	28,434	0	17,854	$(4,69-26,47i) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-10000/110	2,513	71,084	0	41,328	$(2,57-16,64i) \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Розрахунок приведених навантажень наведемо для ПС №1.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів, які встановлені на ПС №1:

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на ПС №1 складе:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{max1}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{22,833}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,714;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{14^2 + (-9,043)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,521;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{5^2 + (-3,62)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,193.$$

Втрати потужності в блоку силових трансформаторів встановлених на ПС №1 складуть:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) \cdot$$

$$= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,714^2 + 0,521^2 + 0,193^2) = 81,761 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} \% + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1} \%) \cdot 10^{-2}$$

$$= -2 \cdot 16000$$

$$\cdot (0,714^2 \cdot 10,75 + 0,521^2 \cdot (-0,25) + 0,193^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2}$$

$$= -1825,841 \text{ ВАр}.$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №1 складе:

$$\dot{S}_{пр1} = \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3}$$

$$= 19 - 12,663i + (0,082 - 1,826i) \cdot 10^{-3}$$

$$= 19,082 - 14,489i \text{ МВА};$$

Розрахунок приведених навантажень інших підстанцій виконується аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{зад}$ , МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$ , МВА	$\dot{S}_{пр}$ , МВА
1	19-12,663i	0,082-1,826i	19,082-14,489i
2	17-11,371i	0,065-1,48i	17,065-12,851i
3	7-5,068i	0,028-0,635i	7,028-5,703i
4	32-21,216i	0,182-4,365i	32,182-25,581i
5	8-5,792i	0,037-0,829i	8,037-6,621i

Знайдемо еквівалентні провідності пунктів мережі. Приклад розрахунку наведемо для пункту 1:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{лА-1}} + \underline{Y}_{2-1}) + \underline{Y}_{\text{бт1}} \\ &= 0,5 \cdot (85,3108i + 72,1146i) \cdot 10^{-6} + (4,688 - 24,1966i) \cdot 10^{-6} \\ &= (3,478 + 54,516i) \cdot 10^{-6} \text{ См;} \end{aligned}$$

Результат розрахунку для решти пунктів мережі наведено в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей

№ пункту	$\underline{Y}_i$ , См
1	$(3,478 + 54,516i) \cdot 10^{-6}$
2	$(3,478 + 103,342i) \cdot 10^{-6}$
3	$(2,571 + 31,012i) \cdot 10^{-6}$
4	$(4,688 + 96,494i) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,571 + 55,639i) \cdot 10^{-6}$
А	$222,486i \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема мережі наведена на рис. 4.4.

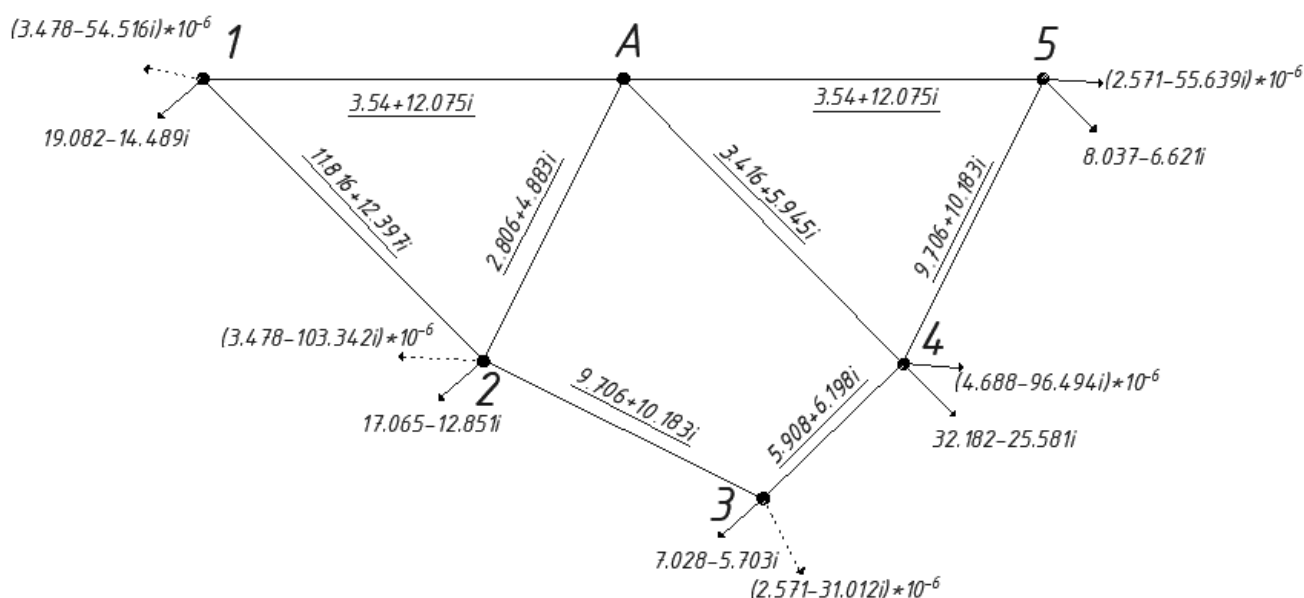
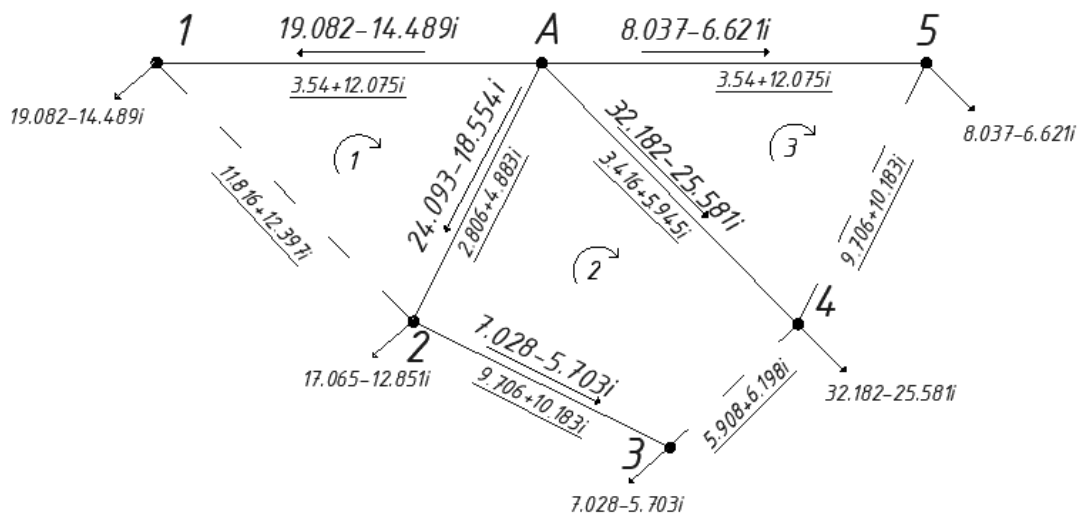


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема мережі

#### 4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень



Визначимо основний поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі на Рисунок 4.5.

Рисунок 4.5 – Умовно розімкнута схема мережі

$$S_{pA1} = S_{np1} = 19,082 - 14,489i \text{ MVA}$$

$$S_{p23} = S_{np3} = 7,028 - 5,702i \text{ MVA}$$

$$S_{pA2} = S_{np2} + S_{p23} = 24,093 - 18,554i \text{ MVA}$$

$$S_{pA4} = S_{np4} = 32,182 - 25,581i \text{ MVA}$$

$$S_{pA5} = S_{np5} = 8,037 - 6,621i \text{ MVA}$$

$$Z_1 = Z_{La2} + Z_{La1} + Z_{L21} = 18,162 + 29,355i \text{ км}$$

$$Z_2 = Z_{La2} + Z_{La4} + Z_{L43} + Z_{L23} = 21,836 + 27,21i \text{ км}$$

$$Z_3 = Z_{La5} + Z_{La4} + Z_{L54} = 16,662 + 28,203i \text{ км}$$

$$Z_{12'} = Z_{La2} = 2,806 + 4,883i \text{ км}$$

$$Z_{23'} = Z_{La4} = 3,416 + 5,945i \text{ км}$$

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$S_{pA2} \cdot Z_{La2} - S_{pA1} \cdot Z_{La1} = -S_I \cdot Z_1 + S_{II} \cdot Z_{12'}$$

$$S_{pA4} \cdot Z_{La4} - S_{pA2} \cdot Z_{La2} - S_{p23} \cdot Z_{L23} = -S_{II} \cdot Z_2 + S_I \cdot Z_{12'} + S_{III} \cdot Z_{23'}$$

$$S_{pA5} \cdot Z_{La5} - S_{pA4} \cdot Z_{La4} = -S_{III} \cdot Z_3 + S_{II} \cdot Z_{23'}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Розв'язуючи систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = 4,319 - 0,589i$$

$$S_{II} = 1,405 - 1,534i$$

$$S_{III} = 3,480 - 3,884i$$

В замкненій мережі поточкорозподіл потужності за Z-схемою складе:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= S_{pA1} - S_{k1} = (19,082 - 14,489i) - (4,319 - 0,589i) \\ &= 14,763 - 13,9i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{21} = S_{k1} = 4,319 - 0,589i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= S_{pA2} + S_{k1} - S_{k2} = (24,093 - 18,554i) + (4,319 - 0,589i) - \\ &- (1,406 - 1,535i) = 27,006 - 17,608i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{23} &= S_{p23} - S_{k2} = (7 - 5,068i) - \\ &- (1,406 - 1,535i) = 5,622 - 4,168i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A4} &= S_{pA4} + S_{k2} - S_{k3} = (32,182 - 25,581i) + (1,406 - 1,535i) - \\ &- (3,48 - 3,884i) = 30,107 - 23,232i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{43} = S_{k2} = 1,406 - 1,535i \text{ МВА};$$

$$S_{54} = S_{k3} = 3,48 - 3,884i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A5} &= S_{pA5} + S_{k3} = (8,037 - 6,621i) + (3,48 - 3,884i) \\ &= 11,517 - 10,505i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

$$S_{A2} \cdot Z_{La2} - S_{A1} \cdot Z_{La1} + S_{21} \cdot Z_{L21} = 0$$

$$S_{A4} \cdot Z_{La4} - S_{A2} \cdot Z_{La2} + S_{43} \cdot Z_{L43} - S_{23} \cdot Z_{L23} = 0$$

$$S_{A5} \cdot Z_{La5} - S_{A4} \cdot Z_{La4} + S_{54} \cdot Z_{L54} = 0$$

Таким чином, основний поточкорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень електричної мережі знайдений вірно.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Потокорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень представлений на рисунку 4.6.

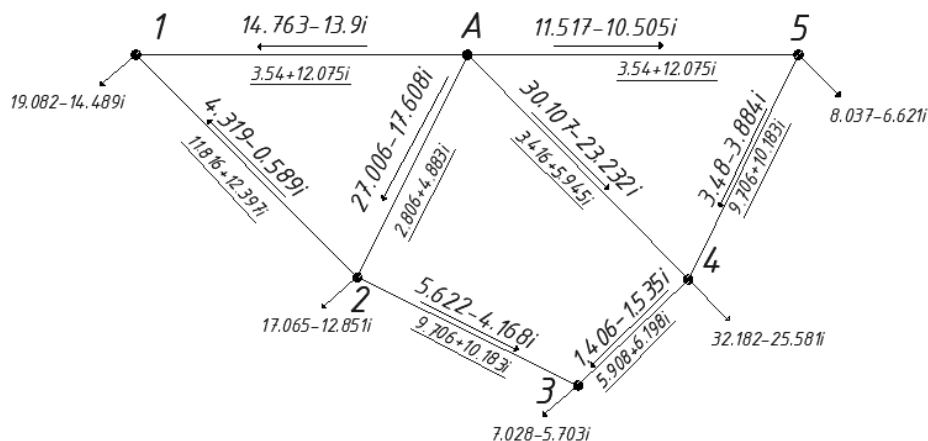


Рисунок 4.6 – Основний потокорозподіл схеми

Виконаємо **першу ітерацію** розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях.

Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ. } U_A = 115 \text{ кВ}$$

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta S_{iz}$ , МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах.

Для ділянки 0-1 будемо мати:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{\text{осн}0-1}^2 + Q_{\text{осн}0-1}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(0)})^2)} \cdot (r_{\text{л}0-1} - jx_{\text{л}0-1}) = \\ &= \frac{14,763^2 - -13,9^2}{0,5 \cdot (115^2 - 110^2)} \cdot (3,54 - 12,075i) = 0,115 - 0,392i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл.4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати потужності в опорах

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	1-2	2-3	3-4	4-5
$\Delta \dot{S}_z^{(1)}$	0,115- 0,392i	0,23- 0,401i	0,39- 0,679i	0,068- 0,232i	0,019- 0,019i	0,039- 0,041i	0,002- 0,002i	0,022- 0,023i

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів,  $\Delta S_{ys}$  МВА, за начальним наближенням рівнів напруги в пунктах. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (3,478 + 54,516i) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,042 + 0,66i \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл.4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати потужності у провідностях пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_y^{(1)}$	0,042+0,66i	0,042+1,25i	0,031+0,375i	0,057+1,168i	0,0311+0,6732i

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-1}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} \\ &= 0,5 \cdot (0,115 - 0,392i + 0,019 - 0,019i) + 0,042 + 0,66i \\ &= 0,109 + 0,454i \text{ МВА;} \end{aligned}$$

Додаткові навантаження решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл.4.12.

Таблиця 4.12 – Додаткові навантаження пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_п^{(1)}$	0,109 +0,454i	0,18 6+1,02i	0,0 5+0,35i	0,264 +0,816i	0,076+0,546i

3) Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно до розрахунку основного поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі.

$$\Delta S_{дA1.1} = \Delta S_{дод1.1} = 0,109 + 0,454i$$

$$\Delta S_{д23.1} = \Delta S_{дод3.1} = 0,052 + 0,354i$$

$$\Delta S_{дA2.1} = \Delta S_{дод2.1} + \Delta S_{д23.1} = 0,238 + 1,373i$$

$$\Delta S_{дA4.1} = \Delta S_{дод4.1} = 0,264 + 0,816i$$

$$\Delta S_{дA5.1} = \Delta S_{дод5.1} = 0,076 + 0,546i$$

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\begin{aligned} \Delta S_{дA2.1} \cdot Z_{La2} - \Delta S_{дA1.1} \cdot Z_{La1} &= -S_I \cdot Z_1 + S_{II} \cdot Z_{12}, \\ \Delta S_{дA4.1} \cdot Z_{La4} - \Delta S_{дA2.1} \cdot Z_{La2} - \Delta S_{д23.1} \cdot Z_{L23} &= -S_{II} \cdot Z_2 + S_I \cdot Z_{12} + S_{III} \cdot Z_{23}, \\ \Delta S_{дA5.1} \cdot Z_{La5} - \Delta S_{дA4.1} \cdot Z_{La4} &= -S_{III} \cdot Z_3 + S_{II} \cdot Z_{23}, \end{aligned}$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = -0,034 - 0,022i$$

$$S_{II} = 0,020 + 0,197i$$

$$S_{III} = 0,08 + 0,002i$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми знаходимо таким чином:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= \dot{\Delta S}_{д0-1} - S_{k1} = (0,109 + 0,454i) - (-0,035 - 0,023i) \\ &= 0,144 + 0,477i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{12} = -S_{k1} = 0,035 + 0,023i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= \dot{S}_{д0-2} + S_{k1} - S_{k2} = (0,238 + 1,373i) + (-0,035 - 0,023i) - \\ &- (0,021 + 0,197i) = 0,182 + 1,153i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{23} &= \dot{S}_{д2-3} - S_{k2} = (0,031 + 0,156i) - \\ &- (0,021 + 0,197i) = 0,031 + 0,156i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A4} &= S_{pA4} + S_{k2} - S_{k3} = (0,264 + 0,816i) + (0,021 + 0,197i) - \\ &- (0,08 + 0,002i) = 0,205 + 0,911i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{43} = S_{k2} = 0,021 + 0,197i \text{ МВА};$$

$$S_{54} = S_{k3} = 0,08 + 0,002i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} S_{A5} &= S_{pA5} + S_{k3} = (0,076 + 0,546i) + (0,08 + 0,002i) \\ &= 0,156 + 0,548i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

$$S_{A2,д.1} \cdot Z_{La2} - S_{A1,д.1} \cdot Z_{La1} - S_{12,д.1} \cdot Z_{L21} = 0$$

$$S_{A4,д.1} \cdot Z_{La4} - S_{A2,д.1} \cdot Z_{La2} + S_{43,д.1} \cdot Z_{L43} - S_{23,д.1} \cdot Z_{L23} = 0$$

$$S_{A5,д.1} \cdot Z_{La5} - S_{A4,д.1} \cdot Z_{La4} + S_{54,д.1} \cdot Z_{L54} = 0$$

Таким чином, основний потік розподіл потужностей у режимі максимальних навантажень електричної мережі знайдений вірно.

4) Накладаємо потік розподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний потік розподіл і одержуємо результуючий потік розподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде:

$$\dot{S}_{рез1}^{(1)} = \dot{S}_{пр1} + \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} = 19,082 - 14,489i + 0,109 + 0,454i$$

$$= 19,191 - 14,035i \text{ МВА.}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Наступні розрахунки в табл. 4.13.:

Таблиця 4.13 – Результуючі навантаження пунктів

пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_{резі}^{(1)}$	19,1 9-14,035i	17,25 1-11,831i	7,08- 5,349i	32,44 6-24,766i	8,113 -6,075i

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\dot{S}_{рез0-1}^{(1)} = \dot{S}_{осн0-1} + \Delta \dot{S}_{д0-1}^{(1)} = 14,763 - 13,9i + 0,144 + 0,477i$$

$$= 14,906 - 13,423i \text{ МВА.}$$

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно. Наступні розрахунки в табл. 4.14.:

Таблиця 4.14 – Результуючий потік потужності на ділянках

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	2-1	2-3	4-3	5-4
$\Delta \dot{S}_{\text{резі-j}}^{(1)}$	4,906-13,423i	27,18-8-16,455i	0,312-22,221i	1,674-9,957i	4,284-0,612i	,654-4,012i	,427-1,338i	,561-3,882i

5)Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-1}} \cdot r'_{0-1} - Q_{\text{рез0-1}} \cdot x'_{0-1})} \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (14,906 \cdot 3,54 - (-13,423) \cdot 12,075)} \\
 &= 113,116 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

Результуючі напруги за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно. Наступні розрахунки в табл. 4.15.:

Таблиця 4.15 – Результуючі напруги в пунктах

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	2-1	2-3	4-3	5-4
$\dot{U}_{\text{резі-j}}^{(1)}$	113,116	113,63	112,932	113,586	113,116	112,784	112,784	112,932

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рисунку.

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_{1a}^{(1)} = \frac{|U_{1a}^{(1)} - U_{1a}^{(0)}|}{U_{1a}^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,116 - 112,528|}{112,528} \cdot 100\% = 0,523 \%;$$

Результуючі модулі напруги за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно. Наступні розрахунки в табл. 4.16.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						52

Таблиця 4.16 – Результуючі зміни модулів напруги

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	2-1	2-3	4-3	5-4
$\Delta U_{\text{резі-j}}^{(1)}$	0,523	0,979	0,359	0,941	2,833	2,531	2,531	2,666

Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 84,482 - 59,966i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84,482 - 59,966i - (26 - j5,178) \\ &= 1,482 - 3,856i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

**Друга ітерація** розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.17 – Розрахунок 2-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(2)}$	0-1	0.111-0,38i	2-3	0,037-0,038i
	0-2	0,219-0,382i	4-3	0,002-0,002i
	0-4	0,378-0,658i	5-4	0,021-0,022i
	0-5	0,065-0,22i	-	-
	2-1	0,017-0,018i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(2)}$	1	0,045+0,698i	5	0,0332+0,7178i
	2	0,045+1,334i	-	-
	3	0,033+0,394i	-	-
	4	0,06+1,231i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(2)}$	1	0,109+0,499i	4	0.26+0.889i

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

		i		
	2	0,182+1,115i	5	0,076+0,597i
		i		
	3	0,05+0,37i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{дs}^{(2)}$	0-1	0,147+0,523i	1	0,038+0,024i
		i	-	2
	0-2	0,175+1,256i	2	0,031+0,165i
		i	-	3
	0-4	0,197+1,097i	4	0,021+0,209i
i		-	3	
0-5	0,16+0,598i	5	0,084+0,001i	
			-	4
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	1	19,191-13,99i	4	32,442-24,692i
	2	17,246-11,736i	5	8,113-6,024i
	3	7,08-5,328i	-	-
Результуючий потокорозподіл, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	0-1	14,909-13,377i	2	4,281-0,613i
			-	1
	0-2	27,181-16,352i	2	5,653-4,003i
			-	3
	0-4	30,305-22,135i	4	1,427-1,325i
		-	3	
0-5	11,678-9,907i	5	3,564-3,883i	
			-	4
$U_s^{(2)}$		1	113,121	4
				112,937

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

54

	2	113,634	5	113,592
	2-3	112,79	4 - 3	112,79
	2-1	113,121	5 - 4	112,937
$\Delta U_s^{(2)}$	1	0,004	4	0,004
	2	0,004	5	0,005
	2-3	0,005	4 - 3	0,005
	2-1	0,004	5 - 4	0,004

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(2)} + 0,5 \\ &\quad \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}}^2 = \\ &= 84,459 - 59,649i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84,459 - 59,649i - (83 - 56,11i) \\ &= 1,459 - 3,539i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Відносна зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 7,69\%$$

**Третя ітерація** розраховуються аналогічно першій та другій.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 4.18 – Розрахунок 3-ї ітерації

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(3)}$	0-1	0,111-0,38i	2-3
0-2		0,219-0,381i	4-3	0,002-0,002i
0-4		0,377-0,656i	5-4	0,021-0,022i
0-5		0,064-0,219i	-	-
2-1		0,017-0,018i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(3)}$	1	0,045+0,698i	5	0,0332+0,7179i
	2	0,045+1,334i	-	-
	3	0,033+0,395i	-	-
	4	0,06+1,231i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(3)}$	1	0,109+0,499i	4	0,26+0,889i
	2	0,182+1,115i	5	0,076+0,597i
	3	0,05+0,37i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{д s}^{(3)}$	0-1	0,147+0,523i	1	0,038+0,024i
			2	
	0-2	0,174+1,257i	2	0,031+0,165i
			3	
	0-4	0,197+1,099i	4	0,021+0,209i
3				
0-5	0,16+0,599i	5	0,084+0,001i	
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(3)}$	1	19,191-13,99i	4	32,442-24,691i

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

56

	2	17,246- 11,735i	5	8,113-6,024i
	3	7,08-5,328i	-	-
Результуючий поточкорозподіл, $\dot{S}_{\text{рез } s}^{(3)}$	0-1	14,909- 13,377i	2 - 1	4,281-0,613i
	0-2	27,18- 16,351i	2 - 3	5,653-4,003i
	0-4	30,304- 22,133i	4 - 3	1,427-1,325i
	0-5	11,677- 9,907i	5 - 4	3,564-3,883i
$U_s^{(3)}$	1	113,121	4	112,937
	2	113,634	5	113,592
	2-3	112,79	4 - 3	112,79
	2-1	113,121	5 - 4	112,937
$\Delta U_s^{(3)}$	1	0	4	0
	2	0	5	0
	2-3	0	4 - 3	0
	2-1	0	5 - 4	0

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі третьої ітерації розрахунку

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(3)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 84,457 - 59,643i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84,457 - 59,643i - (83 - 56,11i) \\ &= 1,457 - 3,533i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 0,169\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2 %, то, відповідно до даного критерію, розрахунок режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях можна вважати завершеним. Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок мережі.

Для ділянки 0-5 струмове навантаження складе:

$$\begin{aligned} I_{p,a,0-5} &= \frac{\sqrt{P_{\text{рез0-5}}^2 + Q_{\text{рез0-5}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{c0-5} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{11,677^2 + (-9,907)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5(113,592)}} \cdot 10^3 \\ &= 77,834 \text{ А} \end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно, Результати в таблиці 4.19.

Таблиця 4.19 – Розрахунок струмових навантажень

Ділянка	0-1	0-2	0-4	0-5	2-1	2-3	4-3	5-4
Струмове навантаження	102,231	80,579	95,92	77,834	22,074	35,458	9,97	26,945
Тривалодопустимий струм	610	2*390	2*390	610	265	265	265	265

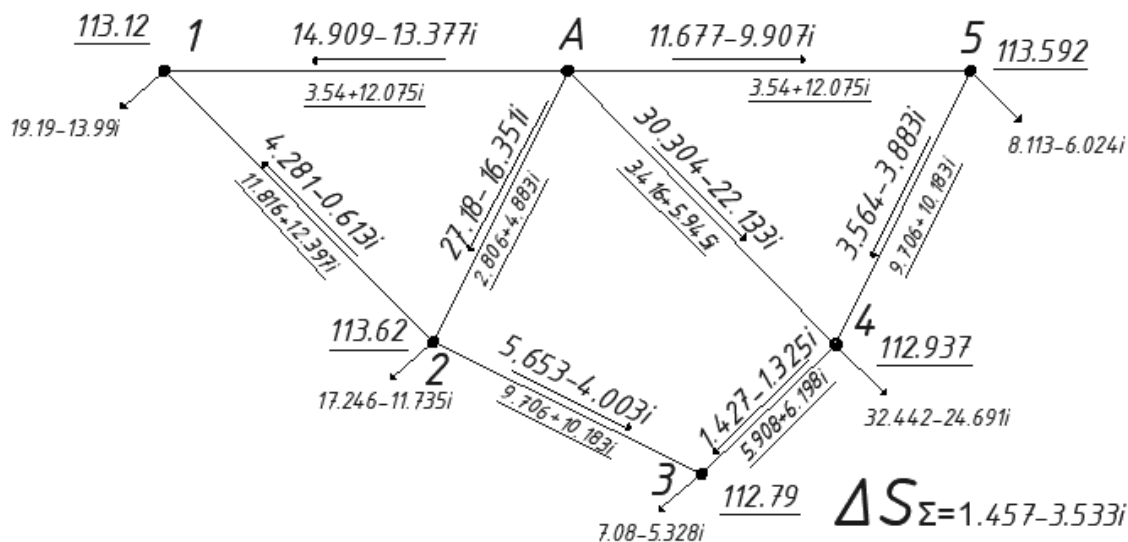


Рисунок 4.7 – Режим максимальних навантажень

Виконаємо вибір відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів для режиму максимальних навантажень.

Наведемо приклад розрахунку для ПС №1. На ПС №1 плануються встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН-16000/110.

Визначимо величину втрат напруги в обмотка блоку трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{\text{ТВ1}} &= \\
 &= \frac{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}} + \Delta P_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} + g_{\text{бТ1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{бВ1}}}{U_1} \\
 &- \frac{(Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}} + \Delta Q_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} + b_{\text{бТ1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{бВ1}}}{U_1} = \\
 &= \frac{(14 + 5 + (81,761) \cdot 10^{-3} + (3,478 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,121^2) \cdot 1,292}{113,121} \\
 &- \frac{(-9,043 + (-3,62) + (-1825,841) \cdot 10^{-3} + (-24,197 \cdot 10^{-6}) \cdot 113,121^2) \cdot 44,428}{113,121} \\
 &= 0,723 \text{ кВ}; \\
 \Delta U_{\text{ТС1}} &= \frac{P_{\text{CH1}} \cdot r_{\text{бВ1}} - Q_{\text{CH1}} \cdot x_{\text{бС1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{14 \cdot 1,292 - (-9,043) \cdot (44,428)}{113,121 - 0,723} \\
 &= 3,735 \text{ кВ}; \\
 \Delta U_{\text{ТН1}} &= \frac{P_{\text{HH1}} \cdot r_{\text{бВ1}} - Q_{\text{HH1}} \cdot x_{\text{бН1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{5 \cdot 1,292 - (-3,62) \cdot 44,428}{113,121 - 0,723} = 1,488 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для трансформаторів на ПС №1 знайдемо значення  $U_{\text{пс}}$  і  $U_{\text{пн}}$ :

$$U_{\text{пн1}} = U_1 - \Delta U_{\text{тв1}} - \Delta U_{\text{тн1}} = 113,121 - 0,723 - 3,735 = 108,662 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{пс1}} = U_1 - \Delta U_{\text{тв1}} - \Delta U_{\text{тс1}} = 113,121 - 0,723 - 1,488 = 110,91 \text{ кВ}$$

Для силових трансформаторів на ПС №1 бажане відносне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1 = \frac{108,662 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,01$$

Ступінь регулювання РПН для трансформаторів ПС №1 складе:

$$N_{\text{в1}} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{0,01}{0,018} = 0,582$$

Заокруглюємо:

$$N_{\text{в1}}^{\text{ст}} = 1$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{в1}}^{\text{ст}} = N_{\text{в1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в0}} = 1 \cdot 0,0178 = 0,018$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах низької напруги ПС №1:

$$U_{\text{нд1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}^{\text{ст}})} = \frac{110,91 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,018)} = 10,421 \text{ кВ}$$

Для силових трансформаторів на ПС №1 бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ складе:

$$\omega_{\text{сж1}} = \frac{U_{\text{сдж}} \cdot U_{\text{вн1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}^{\text{ст}})}{U_{\text{пс1}} \cdot U_{\text{сн1}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,018)}{108,662 \cdot 38,5} - 1 = 0,077$$

Ступінь регулювання ПБЗ для трансформаторів ПС №5 складе:

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0,077}{0,025} = 3,086$$

$$N_{c1}^{CT} = 4$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{c1}^{CT} = N_{c1}^{CT} \cdot \omega_{с0} = 4 \cdot 0,025 = 0,1$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах середньої напруги ПС №5:

$$U_{сд1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{сн1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{CT})}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{CT})} = \frac{108,662 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,1)}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 39,316 \text{ кВ}$$

Для всіх понижуючих підстанцій 110 кВ вибір відгалужень РПН і ПБЗ виконується аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	113,12	1	4	10,42	39,32
2	113,63	1	3	10,49	38,85
3	112,79	-1	1	10,62	39,26
4	112,937	1	4	10,38	38,917
5	113,592	-1	-1	10,657	37,576

#### 4.7. Розрахунок режиму мінімальних навантажень

В режимі мінімальних навантажень:

Величина споживання зменшується в коефіцієнт зниження навантаження разів

Потужність генерації у пунктах, що моделюють електростанції, які працюють за заданим графіком навантаження, залишаються незмінними.

Напруга БП знижується до 110 (зазвичай) кВ

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймається рішення про вимкнення окремих груп паралельно працюючих трансформаторів.

Згідно коефіцієнта зменшення активного навантаження знаходимо значення навантажень в пунктах розподільчої мережі. Наведемо приклад розрахунку для ПС №1:

$$P_{\text{CH1.min}} = \alpha \cdot P_{\text{CH1}} = 0,62 \cdot 14 = 8,68 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{HH1.min}} = \alpha \cdot P_{\text{HH1}} = 0,62 \cdot 5 = 3,1 \text{ МВт}$$

Реактивне навантаження в режимі мінімальних навантажень для ПС №1 складе:

$$Q_{\text{HH1.min}} = -P_{\text{HH1.min}} \cdot \tan(\phi_{\text{HH}}) = -3,1 \cdot \tan(0,626) = -2,244 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{CH1.min}} = -P_{\text{CH1.min}} \cdot \tan(\phi_{\text{CH}}) = -8,68 \cdot \tan(0,573) = -5,607 \text{ МВар}$$

Величина повного навантаження в режимі мінімальних навантажень для ПС №1 складе:

$$\begin{aligned} S_{\text{min1}} &= P_{\text{HH1.min}} + P_{\text{CH1.min}} + j(Q_{\text{HH1.min}} + Q_{\text{CH1.min}}) \\ &= 3,1 + 8,68 + i(-2,244 - 5,606) = 11,78 - 7,85i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Так само перераховуємо навантаження інших ПС 110 кВ. Результати розрахунків наведені в табл. 4.21.

Таблиця 4.21 - Навантаження ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_i^{\text{min}}$ , МВА
1	11,78-7,85i
2	10,54-7,05i
3	4,34-3,14i
4	19,84-13,15i
5	4,96-3,59i

Визначимо кількість силових трансформаторів, які повинні бути включені в режимі мінімальних навантажень на кожній ПС 110 кВ.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наведемо приклад розрахунку для ПС №1. Розрахуємо суму квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів:

$$\begin{aligned} \sum S_1 &= (|S_{min1}|)^2 + (|P_{сн1.min} + jQ_{сн1.min}|)^2 + (|P_{нн1.min} + jQ_{нн1.min}|)^2 \\ &= 321,833 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Знаходимо значення критичної потужності силових трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$S_{кр1} = \frac{4\Delta P_{x1} \cdot 10^{-3} \cdot S_{НОМ1}^2}{\Delta P_{к1} \cdot 10^{-3}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot 16^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА}$$

Таким чином на ПС №1 при мінімальних навантаженнях повинен бути включений два силових трансформатора (235,52 МВА < 321,833 МВА).

Для всіх понижуючих підстанцій вибір кількості включених трансформаторів виконується аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 4.22.

Таблиця 4.22 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma( S_i ^2)$ , МВА	$S_{кри}$ , МВА	Кількість трансформаторів
1	321,833	235,52	2
2	253,892	235,52	2
3	57,417	89,474	1
4	935,855	553,571	2
5	74,993	89,474	1

В зв'язку із змінною навантаження та кількості включених трансформаторів в пунктах мережі перераховуємо приведенні навантаження і еквівалентні провідності. Результати розрахунку наведені в табл. 4.23.



Таблиця 4.23 – Приведенні навантаження та еквівалентні провідності в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_{пр}$ , МВА	$Y_i$ , См
1	2	3
1	11,811-8,553i	$(3,478+54,516i) \cdot 10^{-6}$
2	10,565-7,619i	$(3,478+103,342i) \cdot 10^{-6}$
3	4,362-3,63i	$(1,285+39,33i) \cdot 10^{-6}$
4	19,91-14,832i	$(4,688+96,494i) \cdot 10^{-6}$
5	4,988-4,228i	$(1,285+63,956i) \cdot 10^{-6}$
0	-	$222,486i \cdot 10^{-6}$

Основний поточкорозподіл знаходиться так само, як і в режимі максимальних навантажень. Ітерації знаходяться так само. Приведу дані розрахунків другої та першої ітерації у табл. 4.24, та табл. 4.25:

Таблиця 4.24 – Розрахунок 1-ї ітерації

Параметр	Значення			
	0-1	0,043-0,146i	2-3	0,015-0,016i
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(1)}$	0-2	0,086-0,149i	4-3	0,001-0,001i
	0-4	0,145-0,252i	5-4	0,007-0,008i
	0-5	0,026-0,088i	-	-
	2-1	0,007-0,007i	-	-
	1	0,042+0,66i	5	0,0156+0,7739i
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(1)}$	2	0,042+1,25i	-	-
	3	0,016+0,476i	-	-
	4	0,057+1,168i	-	-
	1	0,067+0,583i	4	0,133+1,037i
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(1)}$	2	0,096+1,164i	5	0,032+0,726i
	3	0,02+0,47i	-	-

Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{дs}^{(1)}$	0-1	0,109+0,599i	1-2	0,042+0,016i
	0-2	0,058+1,373i	2-3	0,004+0,225i
	0-4	0,068+1,285i	4-3	0,02+0,243i
	0-5	0,118+0,721i	5-4	0,085-0,005i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(1)}$	1	11,878-7,97i	4	20,043-13,795i
	2	10,661-6,455i	5	5,021-3,502i
	3	4,385-3,163i	-	-
Результуючий потокорозподіл, $\dot{S}_{рез s}^{(1)}$	0-1	9,285-7,674i	2-1	2,593-0,296i
	0-2	16,738-9,065i	2-3	3,484-2,315i
	0-4	18,724-12,461i	4-3	0,901-0,848i
	0-5	7,241-5,684i	5-4	2,22-2,182i
$U_s^{(1)}$	1	113,903	4	113,793
	2	114,204	5	114,177
	2-3	113,7	4-3	113,7
	2-1	113,903	5-4	113,793
$\Delta U_s^{(1)}$	1	1,222	4	1,125
	2	1,49	5	1,466
	2-3	3,364	4-3	3,364
	2-1	3,548	5-4	3,448

Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{бп}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta\dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z0-5}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z0-4}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{бп} \cdot U_{бп} = \\ &= 52,138 - 32,259i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{зад1} + \dot{S}_{зад2} + \dot{S}_{зад3} + \dot{S}_{зад4} + \dot{S}_{зад5} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{бп}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 852,138 - 32,259i - (83 - 56,11i) \\ &= -30,862 + 23,851i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Друга ітерація розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.25 – Розрахунок 2-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta\dot{S}_{zi-j}^{(2)}$	0-1	0,04-0,135i	2-3	0,013-0,014i
	0-2	0,078-0,136i	4-3	0,001-0,001i
	0-4	0,133-0,232i	5-4	0,007-0,008i
	0-5	0,023-0,078i	-	-
	2-1	0,006-0,007i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta\dot{S}_{ys}^{(2)}$	1	0,045+0,707i	5	0,0168+0,8338i
	2	0,045+1,348i	-	-
	3	0,017+0,508i	-	-
	4	0,061+1,249i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_{ps}^{(2)}$	1	0,068+0,637i	4	0,131+1,129i
	2	0,094+1,27i	5	0,032+0,791i
	3	0,02+0,5i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{ds}^{(2)}$	0-1	0,113+0,653i	1	0,045+0,017i
			2	
	0-2	0,051+1,494i	2	0,002+0,241i
			3	
0-4	0,061+1,396i	4	0,021+0,261i	
		3		
0-5	0,123+0,785i	5	00,091-0,006i	
		4		
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	1	11,879-	4	20,041-

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

66

		7,916i		13,703i
	2	10,659- 6,349i	5	5,02-3,438i
	3	4,385- 3,129i	-	-
Результуючий потокорозподіл, $\dot{S}_{\text{рез } s}^{(2)}$	0-1	9,29-7,62i	2 - 1	2,589-0,297i
	0-2	16,731- 8,944i	2 - 3	3,483-2,298i
	0-4	18,717- 12,35i	4 - 3	0,902-0,831i
	0-5	7,246- 5,621i	5 - 4	2,226-2,183i
$U_s^{(2)}$	1	113,909	4	113,799
	2	114,209	5	114,184
	2-3	113,707	4 - 3	113,707
	2-1	113,909	5 - 4	113,799
$\Delta U_s^{(2)}$	1	0,005	4	0,005
	2	0,005	5	0,006
	2-3	0,006	4 - 3	0,006
	2-1	0,005	5 - 4	0,005

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

67

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(2)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} \\ &= 52,122 - 31,883i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 52,122 - 31,883i - (83 - 56,11i) \\ &= -30,878 + 24,227i \text{ МВА}, \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 0,96\%$$

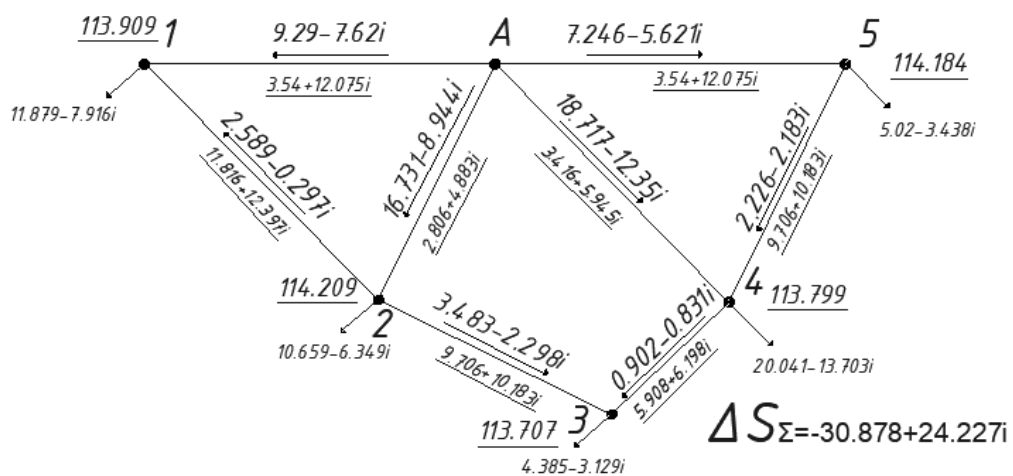


Рисунок 4.8 – Режим мінімальних навантажень

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.26.

Таблиця 4.26 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	113,909	2	3	10,411	38,693
2	114,209	2	3	10,44	38,932
3	113,707	1	2	10,46	39,165
4	113,799	2	4	10,396	39,388
5	114,184	1	-1	10,58	37,681

#### 4.7. Розрахунок післяаварійного режиму

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи розподільчої мережі, який виникає після відключення лінії, якою транспортується найбільша потужність.

Видаляємо ділянку 0-1:

$$Y_1 = 3,478 \cdot 10^{-6} + 11,861i \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$Y_A = 179,83i \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Решта параметрів схеми заміщення мережі мають такі самі значення, як і для режиму максимальних навантажень

Основний поточкорозподіл розраховується так само, як і у після аварійному режимі в L-схемі. Ітерації знаходяться так само як і в режимі максимальних навантажень, . Приведу дані розрахунків другої та першої ітерації у табл. 4.27, 4.28.

Таблиця 4.27 – Розрахунок 1-ї ітерації

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta S_{zi-j}^{(1)}$	-	-	2-3
0-2		0,53-0,923i	4-3	0,015-0,015i
0-4		0,447-0,779i	5-4	0,028-0,029i
0-5		0,068-0,232i	-	-
2-1		0,561-0,588i	-	-
Втрати потужності в	1	0,042+0,144i	5	0,0326+0,7045i

провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(1)}$	2	0,044+1,309i	-	-
	3	0,031+0,375i	-	-
	4	0,059+1,222i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(1)}$	1	0,322-0,151i	4	0,304+0,81i
	2	0,595+0,548i	5	0,081+0,574i
	3	0,04+0,36i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{д s}^{(1)}$	-	-	2-1	0,322-0,151i
	0-2	0,807+0,638i	3-2	0,11-0,241i
	0-4	0,34+0,957i	4-3	0,153+0,121i
	0-5	0,198+0,549i	5-4	0,118-0,025i
Результуюче навантажен- ня пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(1)}$	1	19,404-14,639i	4	32,486-24,771i
	2	17,659-12,303i	5	8,118-6,047i
	3	7,072-5,341i	-	-
Результуючий потокороз- поділ, $\dot{S}_{рез s}^{(1)}$	-	-	2-1	19,404-14,639i
	0-2	39,748-28,962i	2-3	2,684-2,019i
	0-4	32,679-23,791i	4-3	4,387-3,322i
	0-5	12,312-10,349i	5-4	4,195-4,302i
$U_s^{(1)}$	1	-	4	112,778
	2	112,779	5	113,525
	2-3	112,365	4-3	112,365
	2-1	109,076	5-4	112,778
$\Delta U_s^{(1)}$	1	-	4	0,222
	2	0,223	5	0,886
	2-3	2,15	4-3	2,15
	2-1	0,84	5-4	2,525

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 85,262 - 61,69i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 85,262 - 61,69i - (83 - 56,11i) \\ &= 2,262 - 5,579i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

**Друга ітерація** розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.28 – Розрахунок 2-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(2)}$	-	-	2-3	0,009-0,009i
	0-2	0,534-0,929i	4-3	0,014-0,015i
	0-4	0,439-0,764i	5-4	0,028-0,029i
	0-5	0,071-0,242i	-	-
	2-1	0,006-0,007i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(2)}$	1	0,045+0,152i	5	0,0331+0,717i
	2	0,044+1,314i	-	-
	3	0,032+0,392i	-	-
	4	0,06+1,227i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(2)}$	1	0,338-0,156i	4	0,3+0,824i
	2	0,609+0,538i	5	0,082+0,581i
	3	0,04+0,38i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{д s}^{(2)}$	-	-	2	0,338-0,156i
	-	-	1	-

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

71



	0-2	0,83+0,634i	3 - 2	0,116-0,253i
	0-4	0,342+0,975i	4 - 3	0,16+0,127i
	0-5	0,201+0,557i	5 - 4	0,118-0,024i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{\text{рез } s}^{(2)}$	1	19,42- 14,645i	4	32,482- 24,758i
	2	17,673- 12,313i	5	8,12-6,04i
	3	7,072- 5,323i	-	-
Результуючий поточкорозподіл, $\dot{S}_{\text{рез } s}^{(2)}$	-	-	2 - 1	19,42-14,645i
	0-2	39,771- 28,965i	2 - 3	2,678-2,007i
	0-4	32,681- 23,773i	4 - 3	4,394-3,316i
	0-5	12,315- 10,34i	5 - 4	4,195-4,301i
$U_s^{(2)}$	-	-	4	112,779
	2	112,778	5	113,526
	2-3	112,366	4 - 3	112,366
	2-1	109,073	5 -	112,779

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8104.141.003 ПЗ

Арк.

72

			4	
$\Delta U_s^{(2)}$	-	-	4	0,001
	2	0,001	5	0,001
	2-3	0,001	4	0,001
			-	3
	2-1	0,003	5	0,005
			-	4

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(2)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 85,288 - 61,668i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 56,11i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 52,122 - 31,883i - (83 - 56,11i) \\ &= 2,288 - 5,557i \text{ МВА}, \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 0,57\%$$

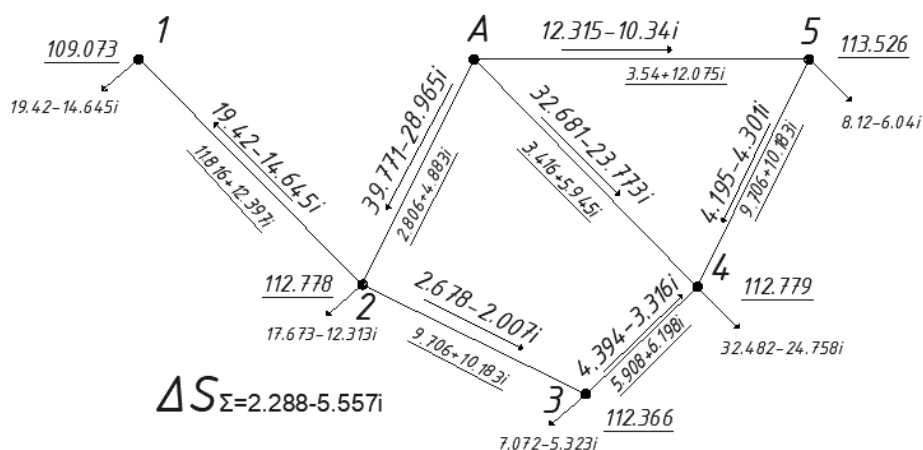


Рисунок 4.9 – Післяаварійний режим

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.28.

Таблиця 4.29 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	109,073	-2	3	10,595	38,977
2	112,778	2	3	10,403	38,536
3	112,366	-1	1	10,575	39,116
4	112,779	1	4	10,367	38,857
5	114,184	-1	-1	10,65	37,554

### Висновки до розділу

В даному розділі проекту виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на понижуючих підстанція. Встановлено 10 трьохобмоткових трансформатора, по 2 на кожен пункт. Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ.

Виконано розрахунок режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. В після аварійному режимі отримав  $\Delta \dot{S}_\Sigma^{(2)} = 2,288 - 5,557i$  МВА значення втрат потужності. Для режиму мінімальних навантажень  $\Delta \dot{S}_\Sigma^{(2)} = -30,878 + 24,227i$  МВА. Для режиму максимальних навантажень  $\Delta \dot{S}_\Sigma^{(3)} = 1,457 - 3,533i$  МВА. Розрахунки підтверджують, що після аварійний режим найтяжчий для енергосистеми, тому я маю більші втрати потужності, аніж у інших режимах. Точками поточкорозподілу являються пункти 2 та 4. Аналізуючи напруги в різних режимах, найбільша просадка напруги в пункті 1. Це можна пояснити тим, що в післяаварійному режимі біла відключена ділянка А-1.

В режимі мінімальних навантажень були відключені трансформатори в пунктах 3 та 5. Відключення трансформаторів в режимі не викликало зниження напруги, тому що із-за навантаження це було можна зробити.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ. Для зазначених режимів найбільшим положенням регулювальних відгалужень є 4. А найменшим -2.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

В першому розділі цієї роботи побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>. За допомогою методу найменших квадратів в другому розділі зроблено апроксимацію функції оптимальних питомих приведених витрат.

В третьому розділі за допомогою методу впорядкованого виключення гілок визначено оптимальну конфігурації районної електричної мережі 110 кВ.

В четвертому розділі виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на понижуючих підстанція. Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ.

Виконано розрахунок режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

2. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.

3. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.

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

					ЕС8104.141.003 ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Matches

Web sources 182

1	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf</a>	3.46%
2	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolyniuk_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolyniuk_bakalavr.pdf</a>	2.74%
3	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf</a>	2.67%
4	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf</a>	2.33%
5	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grebenichenko_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grebenichenko_bakalavr.pdf</a>	1.73%
6	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28432/1/Sokol_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28432/1/Sokol_bakalavr.pdf</a>	1.46%
7	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28447/1/Shmalenjuk_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28447/1/Shmalenjuk_bakalavr.pdf</a>	1.46%
8	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28055/1/Anchevskiy_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28055/1/Anchevskiy_bakalavr.pdf</a>	1.43%
9	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28422/1/Samsonov_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28422/1/Samsonov_bakalavr.pdf</a>	1.33%
10	<a href="https://ela.kpi.ua">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28478/1/Zhyrnyi_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28478/1/Zhyrnyi_bakalavr.pdf</a>	1.33%