

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Кирик В.В.
(підпис)

“__” _____ 201_ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Оптимізація розвитку електричної мережі та побудова функцій
оптимальних витрат для ліній електропередавання»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-зс51

Гребеніченко Максим Валентинович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту _____ к.т.н., доцент, Баженов В.А.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант: _____
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Кирик В.В.

(підпис)

(ініціали, прізвище)

«__» _____ 201_ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Гребеніченку Максиму Валентиновичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Оптимізація розвитку електричної мережі та побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередавання»

керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, к.т.н., доцент.

затверджені наказом по університету від «15» квітня 2019 р. №1116-с .

2. Строк подання студентом проекту «05» червня 2019 р. .

3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Побудувати функцію оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на сталевих опорах. 2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат. 2. Виконати оптимізацію електричної мережі методом упорядкованого виключення гілок. 4. Виконати розрахунок усталених режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Функція оптимальних витрат.

5.2. Метод упорядкованого виключення гілок.

5.3. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання « 25 » січня 2019.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	25.01.19-11.02.19	
2	побудова функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах	12.02.19-1.03.19	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ	2.03.19-19.03.19	
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів	20.03.19-6.04.19	
5	Розрахунок опорних режимів роботи мережі	7.04.19-24.04.19	
6	Оформлення пояснювальної записки	25.04.19-12.05.19	
7	Оформлення технічних креслень	13.05.19-31.05.19	

Студент

(підпис)

Гребеніченко М.В.

Керівник проекту

(підпис)

Баженов В.А.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Оптимізація розвитку електричної мережі та побудова функцій
оптимальних витрат для ліній електропередавання

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Гребеніченко М.В.			Оптимізація розвитку електричної мережі та побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередавання			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Баженов В.А							5	74
								КПІ ім. Ігоря Сікорського		
Н. Контр.		Казанський С.В						Каф. ЕМС гр. ЕС-зс51		
Затв.		Кирик В.В.								

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки і графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 74 аркушах формату А4, до якої входять 32 таблиці, 18 рисунків та 4 джерела використаної літератури. Графічна частина складається з 3 аркушів формату А1.

Метою виконання дипломного проекту є оптимізація розвитку електричної мережі та побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередавання.

В даному дипломному проекті виконано оптимізацію схеми розвитку електричної мережі. Побудовано функцію оптимальних витрат для лінії електропередавання 110 кВ. Розраховано усталені режими роботи електричної мережі.

ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ, ПОТУЖНІСТЬ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, НАПРУГА, СТРУМ.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 74 sheets of A4 format, which includes 32 tables, 18 figures and 4 sources of used literature. The graphic part consists of 3 sheets of A1 format.

The purpose of the diploma project is to optimize the development of an electric network and build optimal cost functions for electricity line.

In this diploma project, the optimization of the scheme for the development of the electric network was carried out. The optimal cost function for the 110 kV transmission line is constructed. The established operating modes of the electric network are calculated.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, POWER, ELECTRICITY LINE,
LOSS OF POWER, ELECTRIC NETWORK, VOLTAGE, CURRENT.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	11
1.1 Побудова функції дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ.....	11
1.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат.....	15
Висновки до розділу.....	18
2 ОПТИМАЛЬНА СХЕМА РЕМ.....	19
2.1 Метод впорядкованого виключення гілок.....	19
2.2 Оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ.....	19
Висновки до розділу.....	28
3 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	29
3.1 Вибір силових трансформаторів.....	29
3.2 Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі.....	30
3.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ.....	34
3.4 Розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення.....	40
3.5 Приведенні навантаження та еквівалентні провідності.....	43
3.6 Режим максимальних навантажень.....	46
3.7 Режим мінімальних навантажень.....	61
3.8 Післяаварійний режим.....	67
Висновки до розділу.....	71
ВИСНОВКИ.....	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	73
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	74

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

ВН – висока напруга;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Оптимізація розвитку електричної мережі полягає виборі схеми мережі та номінальної напруги, а також у визначенні послідовності будівництва складових об'єктів. При цьому необхідно враховувати всі технічні вимоги до мережі, щодо забезпечення необхідної надійності електропостачання та якості електроенергії на приймачах споживачів. Також необхідно враховувати технічні обмеження по пропускній здатності існуючих підстанцій та ліній електропередавання. За критерій оптимальності в більшості випадків приймають суму приведених затрат для усіх елементів мережі.

Основними вихідними даними для виконання оптимізації є значення навантажень електричної мережі та розрахункова схема мережі, до якої входять вже існуючі, а також можливі до будівництва підстанції та лінії електропередавання. Для всіх елементів мережі повинні бути відомими вартісні та технічні показники.

Для вирішення задачі оптимізації мереж енергосистеми вихідну задачу ділять на підзадачі. Розв'язок яких виконують незалежно одна від одної, але з наступним погодженням отриманих результатів.

Для знаходження оптимальної схеми електричної мережі застосовують різні математичні методи. В даній роботі розглянуто задачу оптимізації розрахункової мережі за методом впорядкованого виключення гілок.

В даній роботі вирішено завдання оптимізації розвитку електричної мережі, також побудовано функцію оптимальних витрат для повітряної лінії електропередачі номінальною напругою 110 кВ на сталевих опорах.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Побудова функції дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ

Під час будівництва будь-якого нового електроенергетичного об'єкта потрібно виконувати капіталовкладення. Ефективність даних капіталовкладень має вирішальне значення. Саме тому для будівництва потрібно вибирати варіант, який має мінімальні фінансові витрати. Для цього потрібно виконувати техніко-економічне порівняння різних варіантів спорудження нового об'єкта електроенергетичної системи.

Однією із задач, яку вирішують під час техніко-економічного зіставлення є вибір економічно обгрунтованого перерізу провідників на ділянках електричної мережі. На даний час вибір перерізу провідників виконують згідно критерію мінімуму функції дисконтованих витрат.

Для вирішення задачі вибору перерізу проводів на ділянках електричної мережі побудуємо графік функції дисконтованих витрати, використовуючи наступний вираз:

$$Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2.$$

Коефіцієнти параболи a_{v0} і b_{v0} розрахуємо за наступними виразами:

$$a_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E_n};$$

$$b_{v0} = \frac{r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_n},$$

де K_{v0} - капіталовкладення необхідні для будівництва одного кілометра повітряної лінії даного конструктивного виконання;

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

P_a - витрати на ремонт і обслуговування повітряної лінії (для ПЛ-110 кВ рівні 1,2 від капіталовкладень);

E_n - норма дисконту;

U_{cp} - середнє значення експлуатаційної напруги;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності даної мережі;

r_{v0} - погонний активний опір провідника перерізом S_v ;

$З_e$ - ціна електроенергії (згідно даних сайту ДП «Енергоринок» приймаємо рівною 207 коп/(кВт·год), як середню ціну продажу ТЕС та ТЕЦ);

τ - час максимальних втрат.

В результаті побудови графіка функції дисконтованих витрат для кожного перерізу провідників, отримаємо сімейство парабол. А функція оптимальних витрат в свою чергу буде представляти собою нижню криву, що огинає дані парабол. Так як аргументом функції дисконтованих витрат є потужність, яка проходить лінією, то переріз провідників можна виключити із незалежних змінних під час оптимізації.

Виконаємо побудову графіка функції дисконтованих витрати для ПЛ-110 кВ будівництво, якої планується на сталевих опорах. Під час будівництва будемо використовувати три основні перерізи для номінальної напруги 110 кВ (70 мм², 120 мм² та 240 мм²). Технічні дані даних перерізів наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм ²	Алюмінієва частина провідника			Опір пос- тійному струму, Ом/км	Діаметр, мм
	Переріз, мм ²	Число дро- тів	Діаметр, дротів, мм		
70/11	68,0	6	3,8	0,422	11,4
120/19	118,0	26	2,4	0,244	15,2
240/32	244,0	24	3,6	0,118	31,6

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Знаходимо значення базових показників вартості спорудження ПЛ-110 кВ на сталевих опорах. Так як в довідкових матеріалах ціни вказані з урахуванням курсу 5 грн за 1 долар США, перераховуємо ціни, виходячи з курсу 27,5 грн за 1 долар США:

$$K_{V0(70)} = 315 \cdot \frac{27,5}{5} = 1732,5 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(120)} = 345 \cdot \frac{27,5}{5} = 1897,5 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(240)} = 400 \cdot \frac{27,5}{5} = 2200 \text{ тис.грн/км}.$$

Згідно емпіричним виразом розраховуємо час максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862,25 \text{ год/рік}.$$

Коефіцієнти парабол для різних перерізів проводів матимуть наступні значення:

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E_H} = 1732,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1732,5}{0,1} = 1940,4;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0,422 \cdot 2,07 \cdot 3862,25}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,44;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E_H} = 1897,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1897,5}{0,1} = 2125,2;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0,244 \cdot 2,07 \cdot 3862,25}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,99;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E_H} = 2200 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2200}{0,1} = 2464;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0,118 \cdot 2,07 \cdot 3862,25}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,96.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		13

В результаті, отримаємо такі функції дисконтованих витрат:

$$Z_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1940,4 + 3,44 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 2125,2 + 1,99 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2464 + 0,96 \cdot P^2.$$

На рис. 1.1 зображені графіки функцій дисконтованих витрат для перерізів провідників 70 мм², 120 мм² та 240 мм².

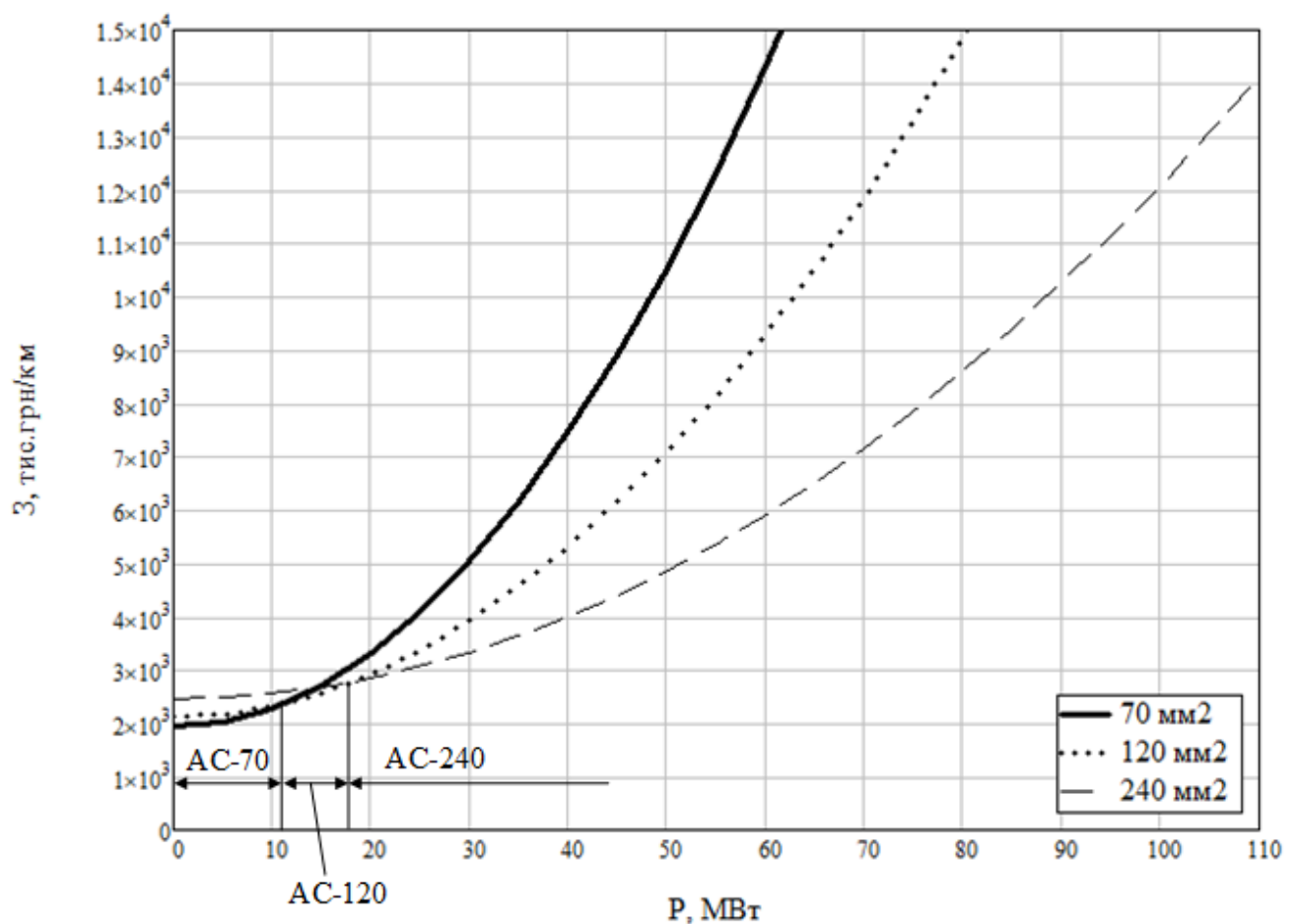


Рис. 1.1 – Графік функції питомих приведених витрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах

1.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат

Виконаємо апроксимацію функції оптимальних затрат знайдену в попередньому підрозділі. Для апроксимації використаємо метод найменших квадратів.

Згідно даного методу, якщо функція апроксимується прямою лінією вигляду $y = a_0 + a_1 \cdot x$, то система рівнянь для знаходження коефіцієнтів має наступний вигляд:

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

де

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

Якщо функція апроксимується прямою лінією вигляду $y = a_1 \cdot x$, то коефіцієнт a_1 знаходять згідно рівняння:

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

Звідки:

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

Для апроксимації функції оптимальних витрат розраховуємо координати точок, що належать даній функції, а також точки в, яких перетинаються функції різних перерізів. Розраховані координати точок зведені в табл. 1.2.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		15

Таблиця 1.2 – Координати точок

x_i	0	2,5	5	10	11,28	15	18,16	30	60	90
y_i	1940	1962	2026	2285	2379	2573	2781	3066	4870	7180

Для знаходження коефіцієнтів лінійної функції знаходимо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2,5 + 5 + 10 + 11,28 + 15 + 18,16 + 30 + 60 + 90 = 241,94;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 10^2 + 11,28^2 + 15^2 + 18,16^2 + 30^2 + 60^2 + 90^2 = 13413,17;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1940 + 1962 + 2026 + 2285 + 2379 + 2573 + 2781 + 3066 + 4870 + 7180 = 31062,71;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 1940 + 2,5 \cdot 1962 + 5 \cdot 2026 + 10 \cdot 2285 + 11,28 \cdot 2379 + 15 \cdot 2573 + 18,16 \cdot 2781 + 30 \cdot 3066 + 60 \cdot 4870 + 90 \cdot 7180 = 1184244,13.$$

Отже, маємо:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 241,94 \cdot a_1 = 31062,71; \\ 241,94 \cdot a_0 + 13413,17 \cdot a_1 = 1184244,13. \end{cases}$$

Тоді коефіцієнти прямої лінії будуть мати наступні значення:

$$a_0 = 1721,43;$$

$$a_1 = 57,24.$$

Отже, апроксимована функція оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ, яка споруджується на сталевих опорах буде мати вигляд:

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$Z_n = 1721,43 + 57,24 \cdot P.$$

Для існуючої повітряної лінії в результаті апроксимації, отримали таку функцію оптимальних витрат:

$$Z_{\text{існ}} = 76,78 \cdot P.$$

На рис. 1.2 зображений графік апроксимованої функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ, що виконана на сталевих опорах.

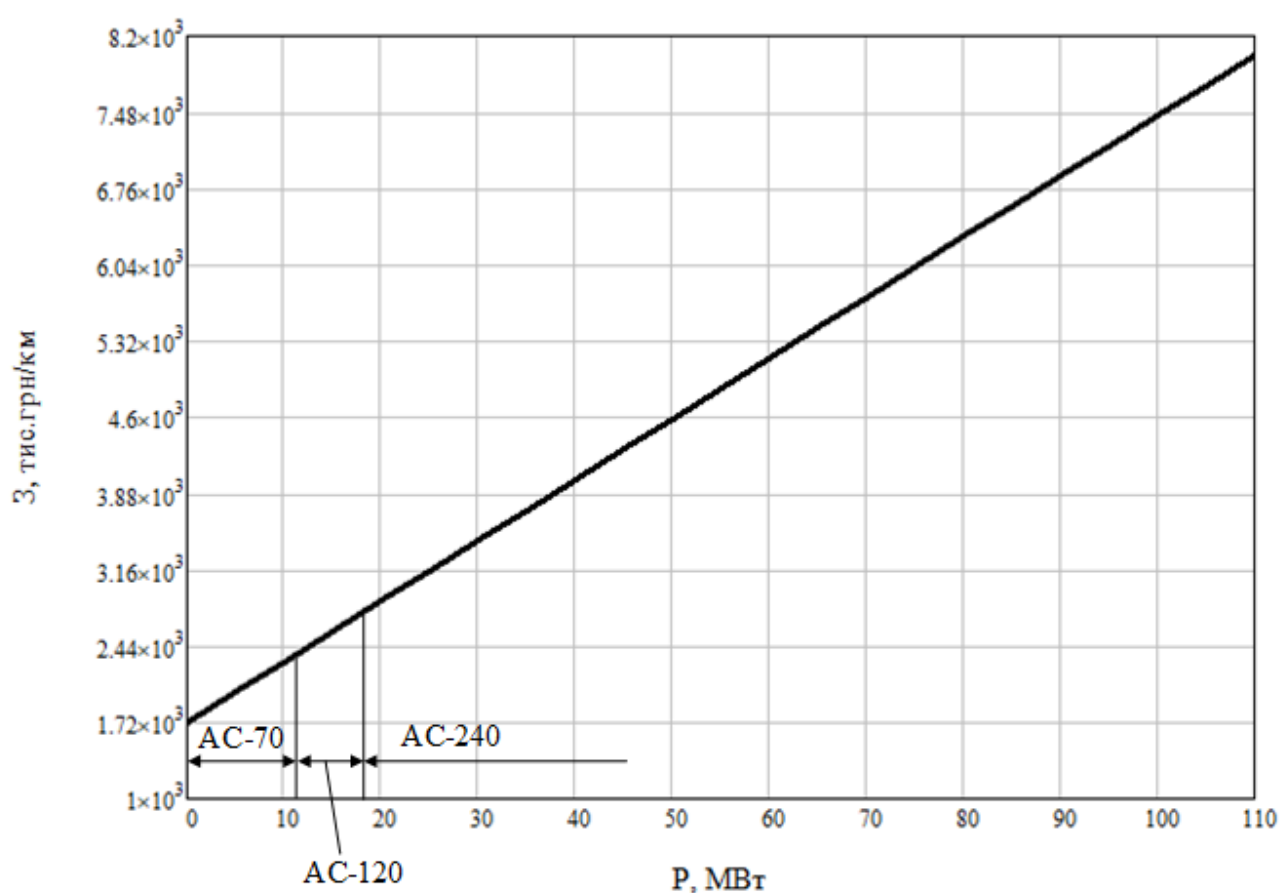


Рис. 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах

Висновки до розділу

В даному розділі для повітряної лінії 110 кВ, що виконана на сталевих опорах побудовано графік функції оптимальних витрат для перерізів провідників 70 мм^2 , 120 мм^2 та 240 мм^2 . Також виконано лінійну апроксимацію функції оптимальних витрат згідно методу найменших квадратів. Апроксимацію зроблено для проєктованих та існуючих ліній електропередачі.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ОПТИМАЛЬНА СХЕМА РЕМ

2.1 Метод впорядкованого виключення гілок

Одним із методів оптимізації схеми електричної мережі є метод впорядкованого виключення гілок. Під час оптимізації мережі за допомогою даного методу спочатку визначають приведені витрати для будівництва надлишкової схеми мережі. Потім по черговому виключаючи, всі гілки замкненої мережі знаходять лінію відключення, якої приводить до максимального зменшення приведених витрат. Видаливши дану лінію із мережі, знову по чергово відключають ділянки, що лишилися і знаходять ділянку відключення, якої приводить до найбільшого зменшення приведених витрат. Процес видалення гілок з мережі виконують до тих пір поки не буде порушено зв'язаність електричної мережі або будуть збільшенні приведені витрати.

Для розрахунку приведених витрат спочатку будь-яким методом знаходять потекорозподіл в електричній мережі. Потім за допомогою функції оптимальних витрат знаходять приведені витрати на спорудження кожної ділянки мережі та сумують їх.

2.2 Оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ

На рис. 2.1 зображена схема замкненої електричної мережі для, якої необхідно визначити оптимальну конфігурацію. Повітряні лінії, що проектується показані пунктиром, а існуючі - суцільною лінією.

Щоб визначити приведені втрати для будівництва кожної ділянки мережі, використаємо, розраховані в попередньому розділі функції дисконтованих витрат:

$$Z_n = 1,72 + 0,057 \cdot P;$$

$$Z_{ich} = 0,077 \cdot P.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		19

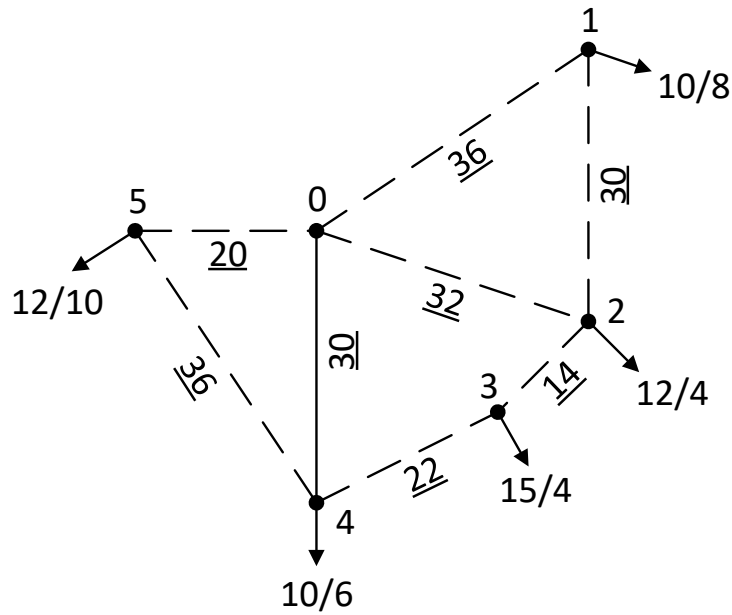


Рис. 2.1 – Надлишкова схема розподільчої мережі

Визначаємо поточкорозподіл в початковій L-схемі електричної мережі. Скористуємося методом контурних рівнянь. Умовно видаляємо перемички 1-2, 3-4 та 4-5 і знаходимо поточкорозподіл розімкненої розподільчої мережі:

$$P_{01}^{\text{p03}} = P_1 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_{23}^{\text{p03}} = P_3 = 19 \text{ МВт};$$

$$P_{02}^{\text{p03}} = P_{23}^{\text{p03}} + P_2 = 19 + 16 = 35 \text{ МВт};$$

$$P_{04}^{\text{p03}} = P_4 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_{05}^{\text{p03}} = P_5 = 22 \text{ МВт}.$$

Поточкорозподіл в розімкненій РЕМ зображений на рис. 2.2.

Система контурних рівнянь для вихідної мережі матиме вигляд:

$$\begin{cases} P_I \cdot (l_{01} + l_{12} + l_{02}) - P_{II} \cdot l_{02} = -(P_{01}^{\text{p03}} \cdot l_{01} - P_{02}^{\text{p03}} \cdot l_{02}); \\ P_{II} \cdot (l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{04}) - P_I \cdot l_{02} - P_{III} \cdot l_{04} = -(P_{02}^{\text{p03}} \cdot l_{02} + P_{23}^{\text{p03}} \cdot l_{23} - P_{04}^{\text{p03}} \cdot l_{04}); \\ P_{III} \cdot (l_{04} + l_{45} + l_{05}) - P_{II} \cdot l_{04} = -(P_{04}^{\text{p03}} \cdot l_{04} - P_{05}^{\text{p03}} \cdot l_{05}). \end{cases}$$

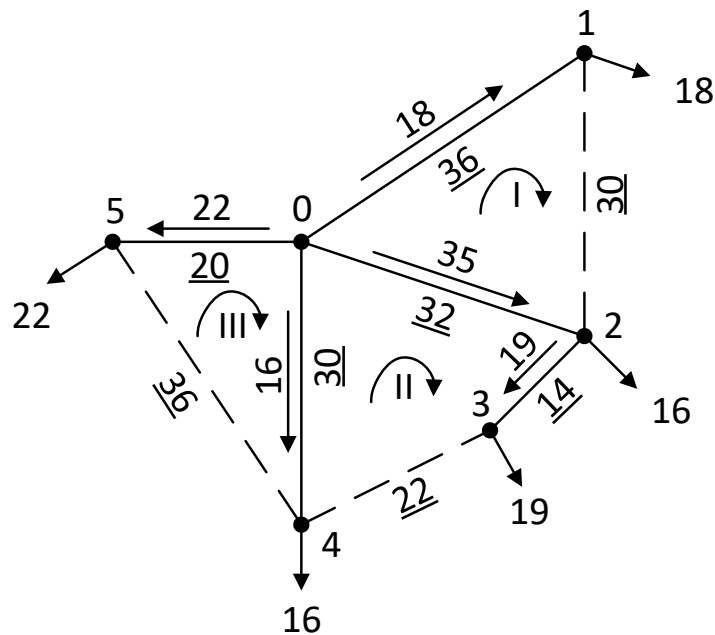


Рис. 2.2 – Потокорозподіл розімкненої схеми РЕМ

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

$$P_I = 1,57 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = -9,94 \text{ МВт};$$

$$P_{III} = -3,93 \text{ МВт}.$$

Розраховуємо потокорозподіл в замкненій схемі РЕМ:

$$P_{01} = P_{01}^{\text{роз}} + P_I = 18 + 1,57 = 19,57 \text{ МВт};$$

$$P_{02} = P_{02}^{\text{роз}} + P_{II} - P_I = 35 - 9,94 - 1,57 = 23,49 \text{ МВт};$$

$$P_{04} = P_{04}^{\text{роз}} + P_{III} - P_{II} = 16 - 3,93 + 9,94 = 22 \text{ МВт};$$

$$P_{05} = P_{05}^{\text{роз}} - P_{III} = 22 + 3,93 = 25,93 \text{ МВт};$$

$$P_{12} = P_I = 1,57 \text{ МВт};$$

$$P_{23} = P_{23}^{\text{роз}} + P_{II} = 19 - 9,94 = 9,06 \text{ МВт};$$

$$P_{43} = -P_{II} = 9,94 \text{ МВт};$$

$$P_{54} = -P_{III} = 3,93 \text{ МВт}.$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$P_{01} \cdot l_{01} + P_{12} \cdot l_{12} - P_{02} \cdot l_{02} = 19,57 \cdot 36 + 1,57 \cdot 30 - 23,49 \cdot 32 = 0;$$

$$P_{02} \cdot l_{02} + P_{23} \cdot l_{23} - P_{43} \cdot l_{34} - P_{04} \cdot l_{04} = 23,49 \cdot 32 + 9,06 \cdot 14 - 9,94 \cdot 22 - 22 \cdot 30 = 0;$$

$$P_{04} \cdot l_{04} - P_{54} \cdot l_{45} - P_{05} \cdot l_{05} = 22 \cdot 30 - 3,93 \cdot 36 - 25,93 \cdot 20 = 0.$$

Потокорозподіл в замкненій РЕМ зображений на рис. 2.3.

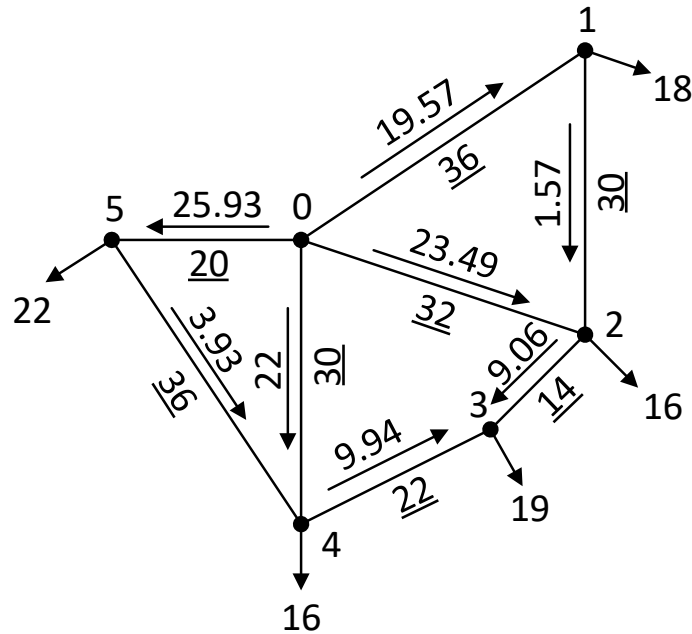


Рис. 2.3 – Потокорозподіл замкненої схеми РЕМ

Знаходимо значення приведених витрат для кожної ділянки РЕМ:

$$Z_{04} = 0,077 \cdot P_{04} = 0,077 \cdot 22 = 1,69 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{01} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{01} = 1,72 + 0,057 \cdot 19,57 = 2,84 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{02} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{02} = 1,72 + 0,057 \cdot 23,49 = 3,07 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{05} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{05} = 1,72 + 0,057 \cdot 25,93 = 3,21 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{12} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{12} = 1,72 + 0,057 \cdot 1,57 = 1,81 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{23} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{23} = 1,72 + 0,057 \cdot 9,06 = 2,24 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{34} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{34} = 1,72 + 0,057 \cdot 9,94 = 2,29 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{45} = 1,72 + 0,057 \cdot P_{45} = 1,72 + 0,057 \cdot 3,94 = 1,95 \text{ млн.грн.}$$

Підсумовуючи, приведені витрати на будівництво ділянок РЕМ знаходимо загальні витрати:

$$Z_0 = Z_{01} + Z_{02} + Z_{04} + Z_{05} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} = 2,84 + 3,07 + 1,69 + 3,21 + 1,81 + 2,24 + 2,29 + 1,95 = 19,09 \text{ млн.грн.}$$

Послідовно робимо кроки оптимізації.

Перший крок. Виконуємо почергове відключення гілок в надлишковій схемі РЕМ та знаходимо приведені витрати. Результати розрахунку поточкорозподілу для варіантів схеми розподільчої мережі наведені на рис. 2.4 та рис. 2.5.

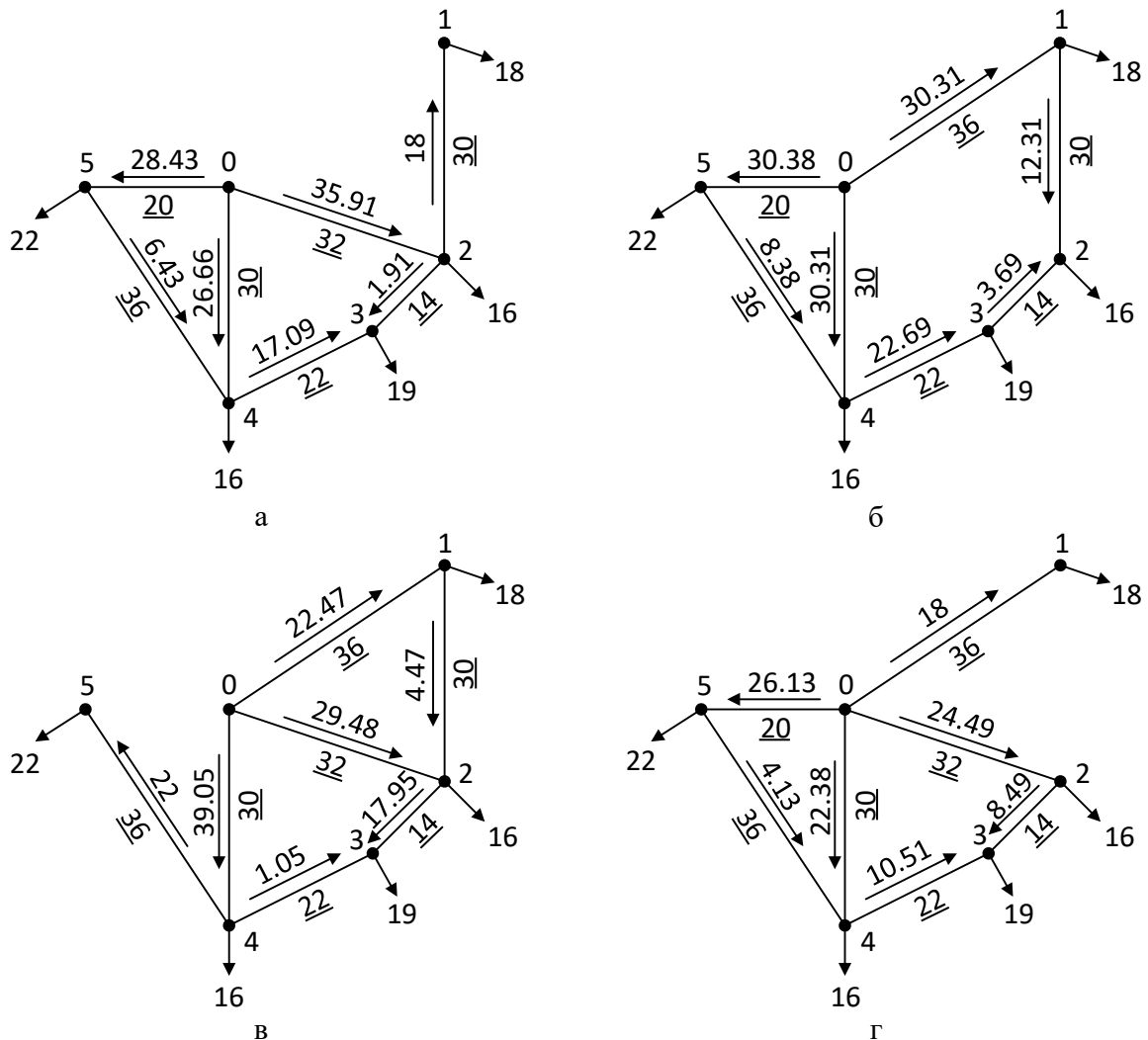


Рис. 2.4 – Варіанти схеми РЕМ після відключення ПЛ:

а – 0-1; б – 0-2; в – 0-5; г – 1-2

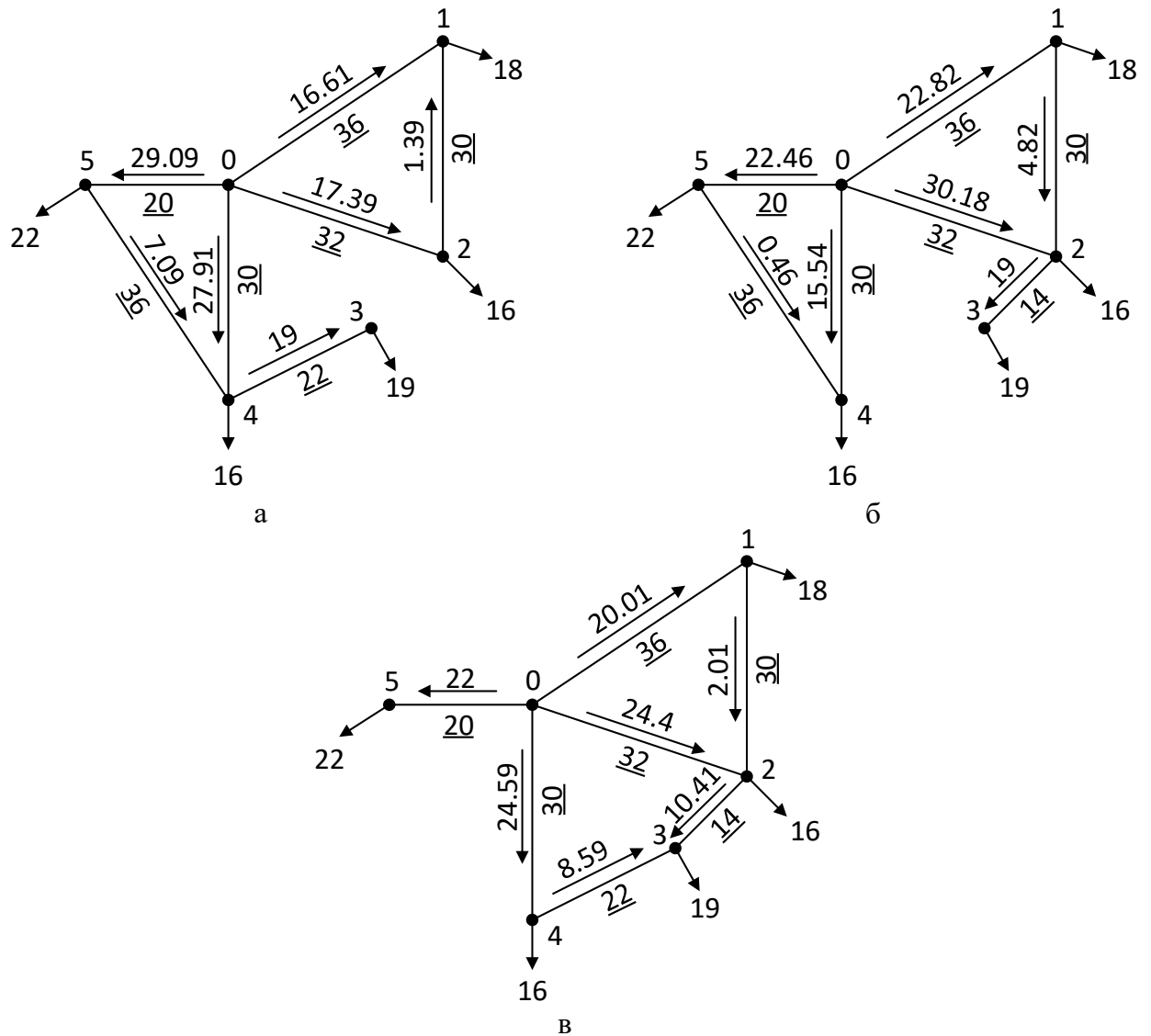


Рис. 2.5 – Варіанти схеми РЕМ після відключення ПЛ:

а – 2-3; б – 3-4; в – 4-5

Результати розрахунку приведених затрат наведені в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Приведені витрати на першому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	$З(i)$, млн. грн	$З_0 - З(i)$, млн. грн
1	2	3
0-1	18.544	0.547
0-2	18.824	0.267

0-5	18.903	0.188
-----	--------	-------

Продовження таблиці 2.1

1	2	3
1-2	17.299	1.793
2-3	17.656	1.436
3-4	17.231	1.861
4-5	17.221	1.871

На першому кроці оптимізації мінімальне значення приведених затрат буде після відключення лінії 4-5. Тому на другому кроці оптимізацію за вихідну приймаємо схему в якій відсутня лінія 4-5.

Другий крок. z_0 приймаємо рівним $z(4-5)=17,22$. Подальші розрахункові процедури аналогічні до першого кроку.

Результати розрахунку потокорозподілу для варіантів схеми розподільчої мережі наведені на рис. 2.6 та рис. 2.7. Результати розрахунку приведених затрат наведені в табл. 2.2.

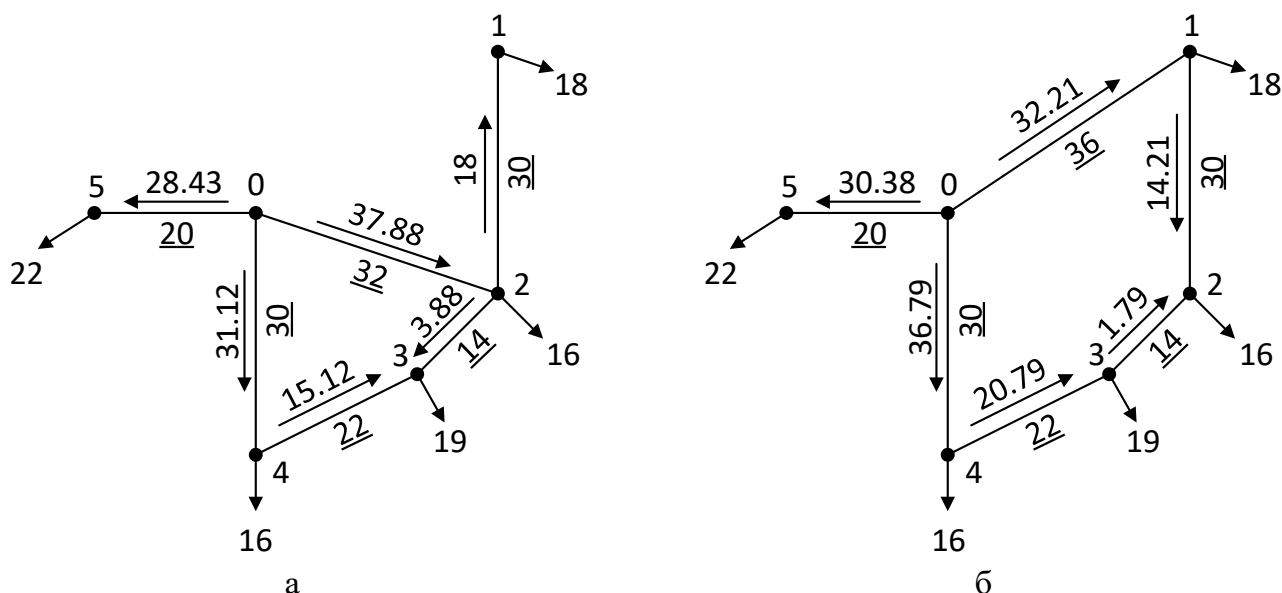


Рис. 2.6 – Варіанти схеми РЕМ на другому кроці після відключення ПЛ:

а – 0-1; б – 0-2;

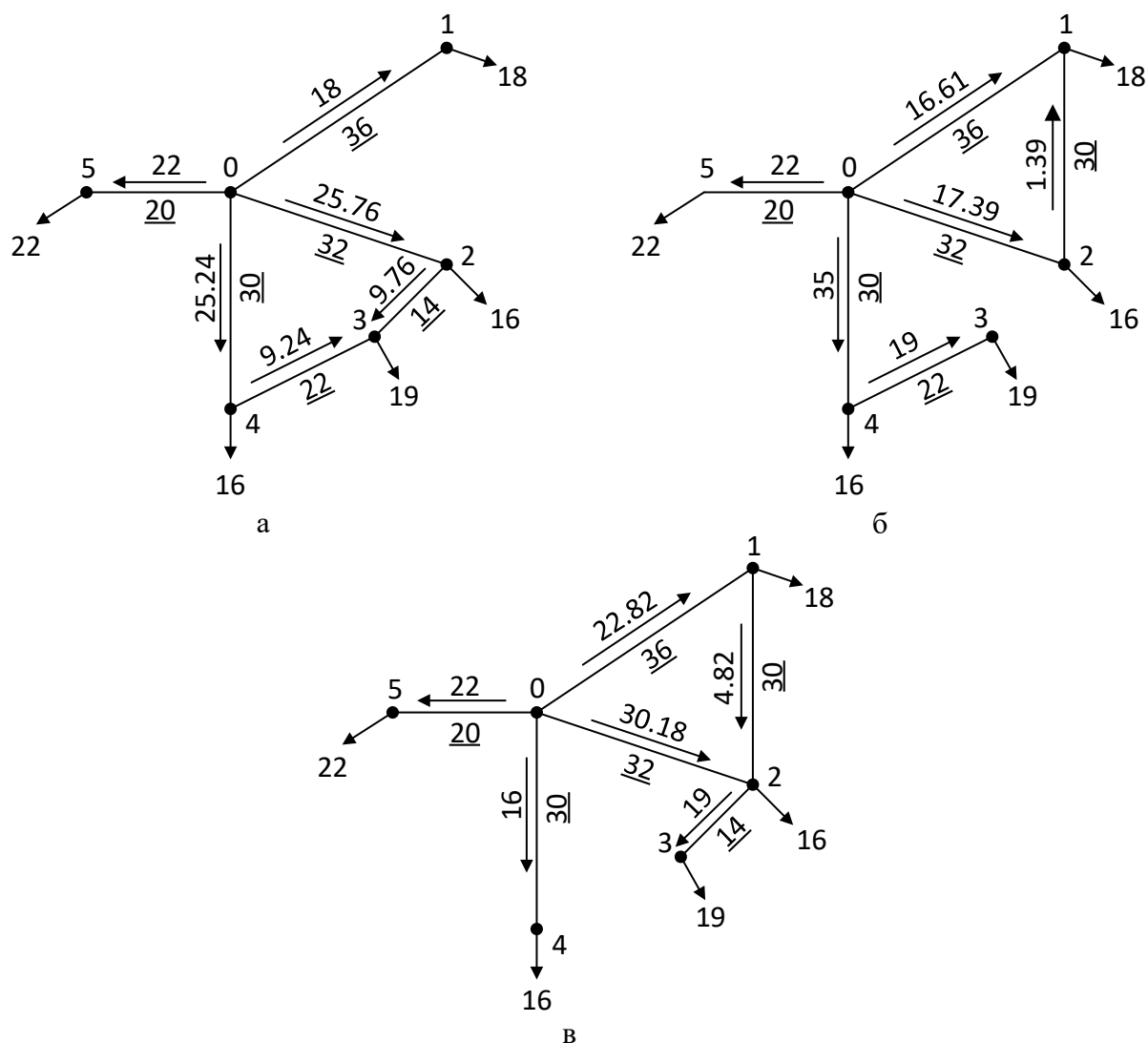


Рис. 2.7 – Варіанти схеми РЕМ на другому кроці після відключення ПЛ:
а – 1-2; б – 2-3; в – 3-4

Таблиця 2.2 – Приведені витрати на другому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	$З(i)$, млн. грн	$З_0 - З(i)$, млн. грн
0-1	16.542	0.679
0-2	16.641	0.58
1-2	15.397	1.824
2-3	15.667	1.554
3-4	15.492	1.729

На другому кроці оптимізації мінімальне значення приведених затрат буде після відключення лінії 1-2. Тому на третьому кроці оптимізацію за вихідну приймаємо схему в якій відсутні лінії 4-5 та 1-2.

Третій крок. z_0 приймаємо рівним $z(1-2)=15,397$. Подальші розрахункові процедури аналогічні до першого кроку. Результати розрахунку потокорозподілу для варіантів схеми розподільчої мережі наведені на рис. 2.8. Результати розрахунку приведених затрат наведені в табл. 2.3.

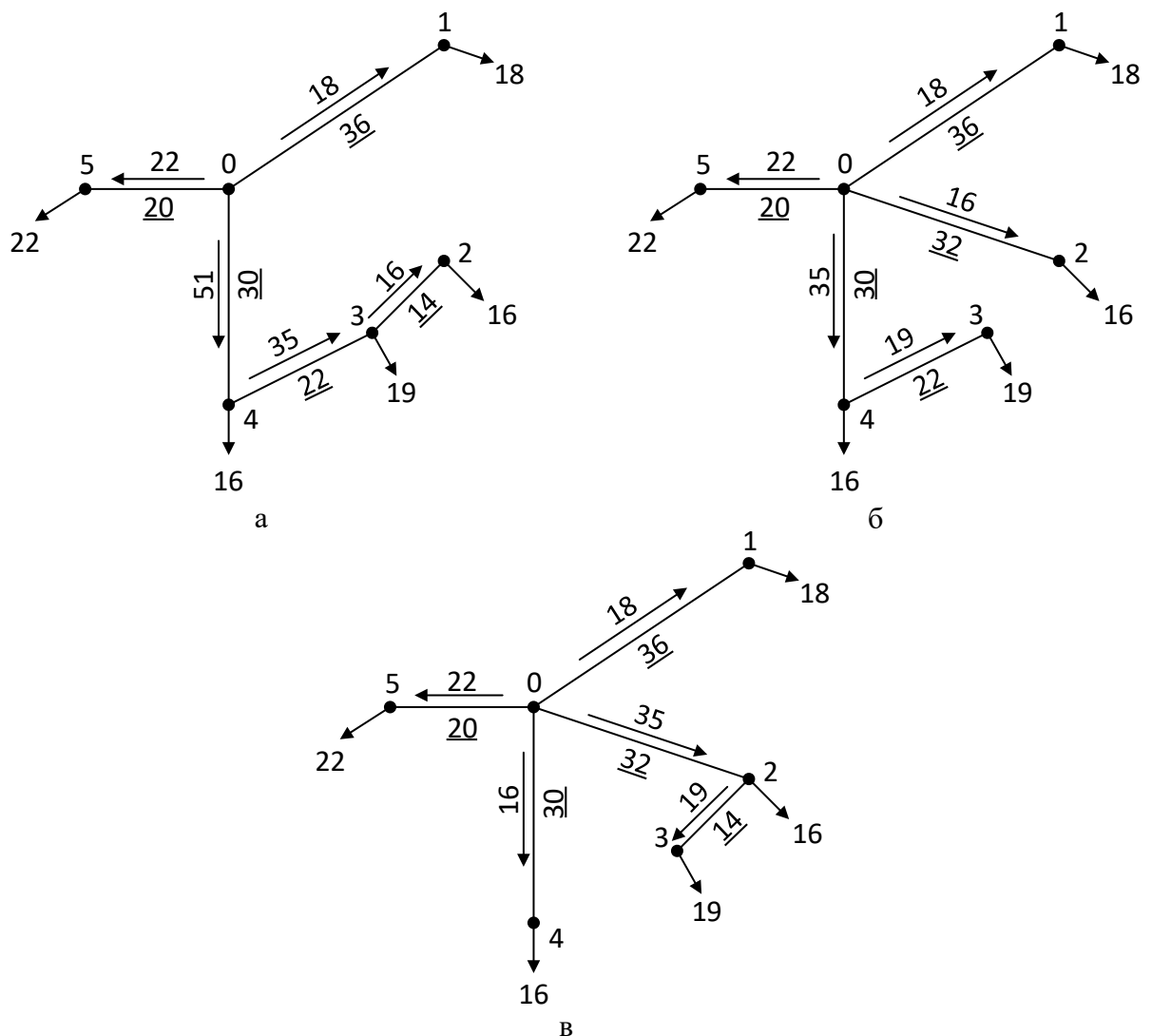


Рис. 2.8 – Варіанти схеми РЕМ на третьому кроці після відключення ПЛ:

а – 1-2; б – 2-3; в – 3-4

Таблиця 2.3 – Приведені витрати на третьому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	$Z(i)$, млн. грн	$Z_0 - Z(i)$, млн. грн
0-2	16.01	-0.614
2-3	13.866	1.531
3-4	13.495	1.902

На третьому кроці оптимізації мінімальне значення приведених затрат буде після відключення лінії 3-4. Так як наступні відключення ліній призведуть до порушення зв'язаності мережі, оптимізацію закінчуємо. Оптимальна схема РЕМ зображена на рис. 2.9.

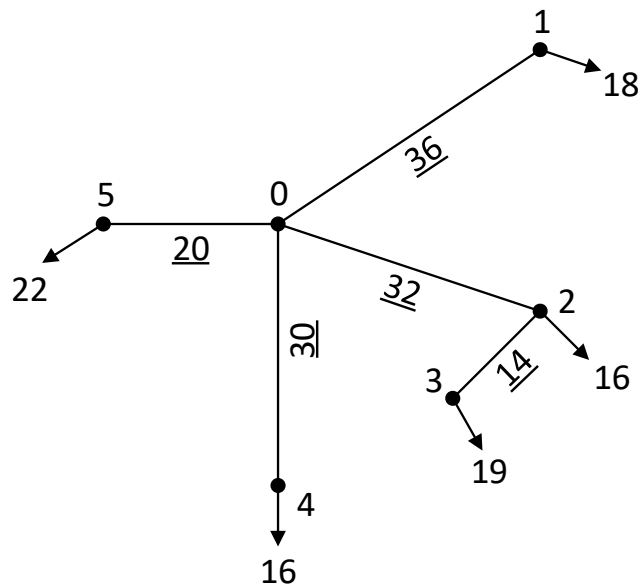


Рис. 2.9 – Оптимальна схема РЕМ

Висновки до розділу

В даному розділі виконано оптимізацію розподільчої електричної мережі 110 кВ за допомогою методу впорядкованого виключення гілок.

3 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір силових трансформаторів

Згідно завдання до всіх понижуючих підстанцій 110 кВ приєднанні споживачі I-ї та II-ї категорії щодо надійності електропостачання. Таким чином для кожної підстанції обираємо для встановлення два силові трансформатори.

Розрахуємо необхідну потужність силових трансформаторів для встановлення на понижуючій підстанції в пункті 4. Знаходимо величину реактивного навантаження на даній ПС:

$$Q_{\text{нн4}} = -P_{\text{нн4}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}} = -6 \cdot \operatorname{tg}(35.9^\circ) = -4.34 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{сн4}} = -P_{\text{сн4}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = -10 \cdot \operatorname{tg}(31.79^\circ) = -6.2 \text{ МВар}.$$

Таким чином значення повного навантаження приєданого до ПС №4 складе:

$$\dot{S}_{\text{max4}} = P_{\text{нн4}} + P_{\text{сн4}} + j(Q_{\text{нн4}} + Q_{\text{сн4}}) = 6 + 10 + j(-4.34 - 6.2) = 16 - j10.54 \text{ МВА}.$$

Значення модуля навантаження складе:

$$S_{4\text{max}} = \sqrt{(P_{\text{4нн}} + P_{\text{4сн}})^2 + (Q_{\text{4нн}} + Q_{\text{4сн}})^2} = \sqrt{(6+10)^2 + (-4.34-6.2)^2} = 19.16 \text{ МВА}.$$

Величину потужності силових трансформаторів обираємо таким чином, щоб після відключення одного силового трансформатора, другий трансформатор, який залишається працювати, міг забезпечити передачу необхідної потужності, не порушуючи правила технічної експлуатації. Згідно, яких трансформатор в післяварійному режимі можна перевантажувати на 40 %.

Таким чином розрахункова потужність одного трансформатора для ПС №4 складе:

$$S_{\text{T4}} = 0.7 \cdot |\dot{S}_{\text{max4}}| = 0.7 \cdot 19.16 = 13.41 \text{ МВА}.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		29

Отже, для ПС №4 обираємо до установки два силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Так само обираємо силові трансформатори для всіх понижуючих ПС 110 кВ. Результати вибору представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір силових трансформаторів

ПС	\dot{S}_{\max} , МВА	S_T , МВА	Число та тип трансформаторів
1	21.63	15.14	2×ТДТН-16000/110
2	19.05	13.33	2×ТДТН-16000/110
3	22.58	15.8	2×ТДТН-16000/110
4	19.16	13.41	2×ТДТН-16000/110
5	26.45	18.51	2×ТДТН-25000/110

В табл. 3.2 представлені каталожні дані вибраних силових трансформаторів.

Таблиця 3.2 – Каталожні дані вибраних трансформаторів

Тип трансформатора	S_T , МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

3.2 Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

Для знаходження потокорозподілу потужності в L-схемі мережі використаємо метод контурних рівнянь. Умовно виключаємо з розрахункової мережі перемички 1-2, 2-4 та 4-5 і розраховуємо потокорозподіл потужності в отриманій розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{01}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 18 - j11,99 \text{ МВА};$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{S}_{23}^{poz} = \dot{S}_3 = 19 - j12,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02}^{poz} = \dot{S}_{23}^{poz} + \dot{S}_2 = 19 - j12,19 + 16 - j10,33 = 35 - j22,53 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04}^{poz} = \dot{S}_4 = 16 - j10,54 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{05}^{poz} = \dot{S}_5 = 22 - j14,68 \text{ МВА}.$$

На рис 3.1 зображено потокорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі мережі та напрямки обходу контурів:

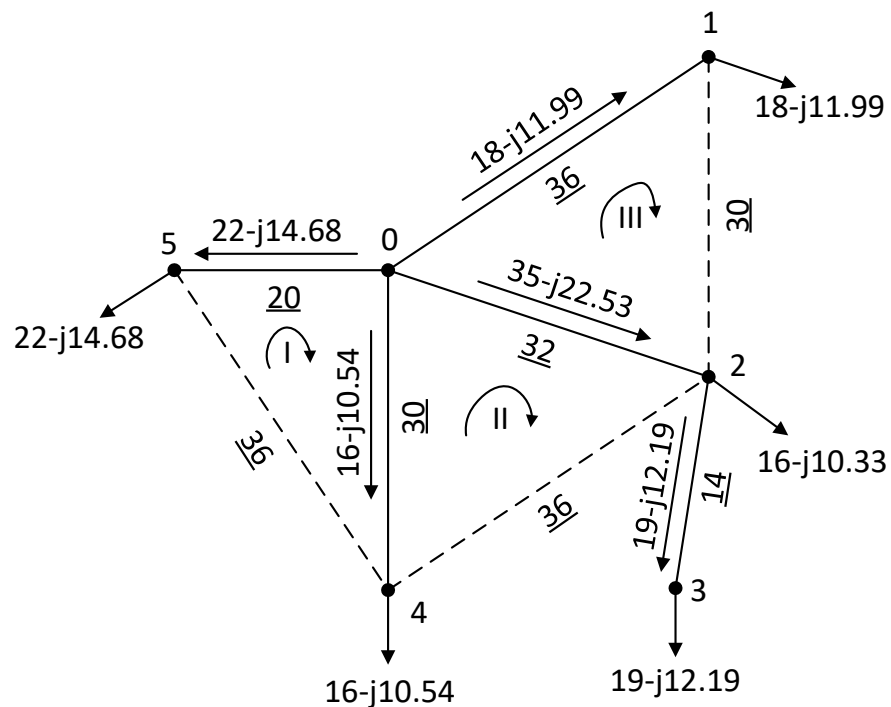


Рис. 3.1 – Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі РЕМ

Для незалежних контурів знаходимо власні та взаємні довжини:

$$L_I = l_{04} + l_{45} + l_{05} = 30 + 36 + 20 = 86 \text{ км};$$

$$L_{II} = l_{02} + l_{24} + l_{04} = 32 + 36 + 30 = 98 \text{ км};$$

$$L_{III} = l_{01} + l_{12} + l_{02} = 36 + 30 + 32 = 98 \text{ км};$$

$$L_{I-II} = L_{II-I} = l_{04} = 30 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = 0 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = l_{02} = 32 \text{ км.}$$

Для мережі зображеної на рис. 3.1 формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{04}^{\text{poz}} \cdot l_{04} - \dot{S}_{05}^{\text{poz}} \cdot l_{05} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}_{02}^{\text{poz}} \cdot l_{02} - \dot{S}_{04}^{\text{poz}} \cdot l_{04} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}_{01}^{\text{poz}} \cdot l_{01} - \dot{S}_{02}^{\text{poz}} \cdot l_{02} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II}. \end{cases}$$

$$\begin{cases} 40 - j22,705 = -86 \cdot \dot{S}_I + 30 \cdot \dot{S}_{II}; \\ 640 - j404,559 = -98 \cdot \dot{S}_{II} + 30 \cdot \dot{S}_I + 32 \cdot \dot{S}_{III}; \\ -472 + j289,184 = -98 \cdot \dot{S}_{III} + 32 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Результатом розв'язку попередньої системи рівнянь будуть такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_I = -2,73 + j1,7 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -6,48 + j4,13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 2,7 - j1,6 \text{ МВА.}$$

Визначаємо величину потоку потужності по кожній ділянці РЕМ:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{\text{poz}} + \dot{S}_{III} = 18 - j11,99 + 2,7 - j1,6 = 20,7 - j13,59 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{\text{poz}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 35 - j22,53 - 6,48 + j4,13 - 2,7 + j1,6 = 25,82 - j16,8 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04} = \dot{S}_{04}^{\text{poz}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 16 - j10,54 - 2,73 + j1,7 + 6,48 - j4,13 = 19,76 - j12,96 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{05}^{\text{poz}} - \dot{S}_I = 22 - j14,68 + 2,73 - j1,7 = 24,73 - j16,38 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{III} = 2,7 - j1,6 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{\text{poz}} = 19 - j12,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{42} = -\dot{S}_{II} = 6,48 - j4,13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{54} = -\dot{S}_I = 2,73 - j1,7 \text{ МВА.}$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		32

Для кожного незалежного контуру перевіряємо виконання II-го закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{04} \cdot l_{04} - \dot{S}_{54} \cdot l_{45} - \dot{S}_{05} \cdot l_{05} = (19,76 - j12,96) \cdot 30 - (2,73 - j1,6) \cdot 36 - (24,73 - j16,38) \cdot 20 = 0;$$

$$\dot{S}_{02} \cdot l_{02} - \dot{S}_{42} \cdot l_{24} - \dot{S}_{04} \cdot l_{04} = (25,82 - j16,8) \cdot 32 - (6,48 - j4,13) \cdot 36 - (19,76 - j12,96) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{01} \cdot l_{01} + \dot{S}_{12} \cdot l_{12} - \dot{S}_{02} \cdot l_{02} = (20,7 - j13,59) \cdot 36 + (2,7 - j1,6) \cdot 30 - (25,82 - j16,8) \cdot 32 = 0.$$

Отже, розрахунки потокорозподілу потужності виконано вірно. Потокорозподіл потужності в L-схемі розподільчої мережі представлений на рис. 3.2.

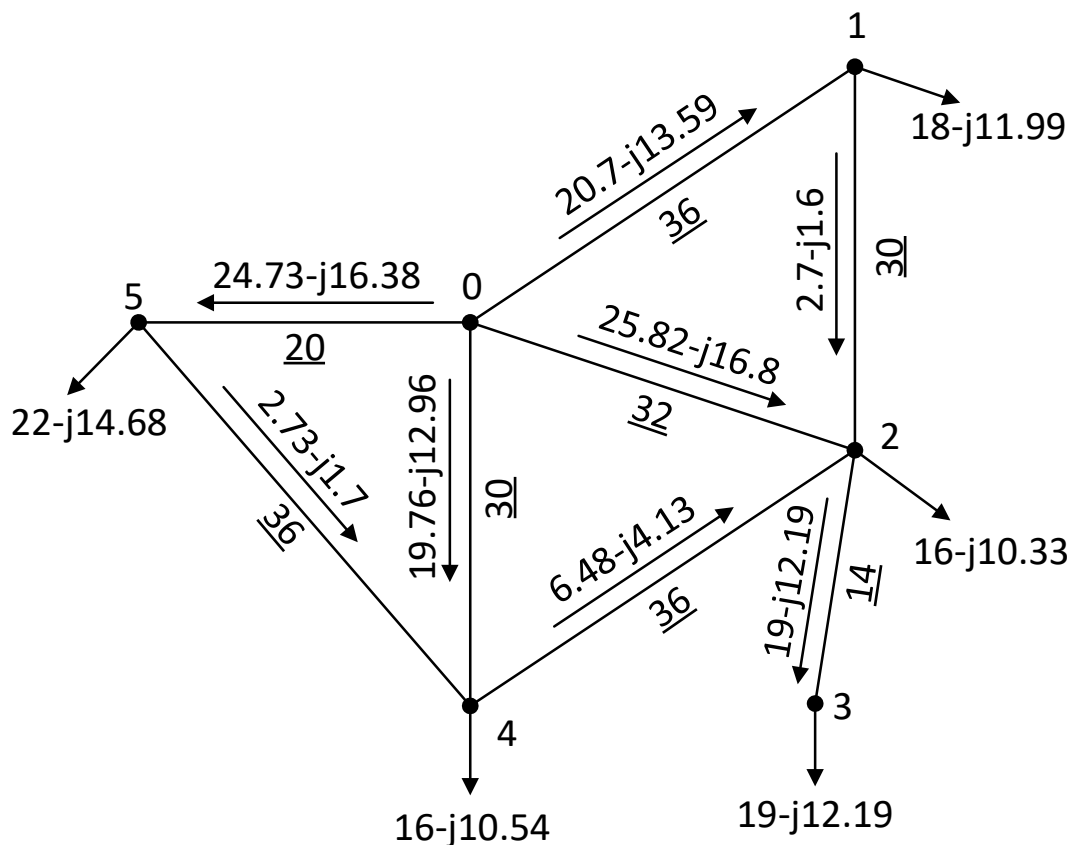


Рис. 3.2 – Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

3.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Для того, щоб здійснити вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів для проєктованих повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ використаємо знайдену в першому розділі функцію дисконтованих затрат. Графік, якої представлений на рис. 3.3.

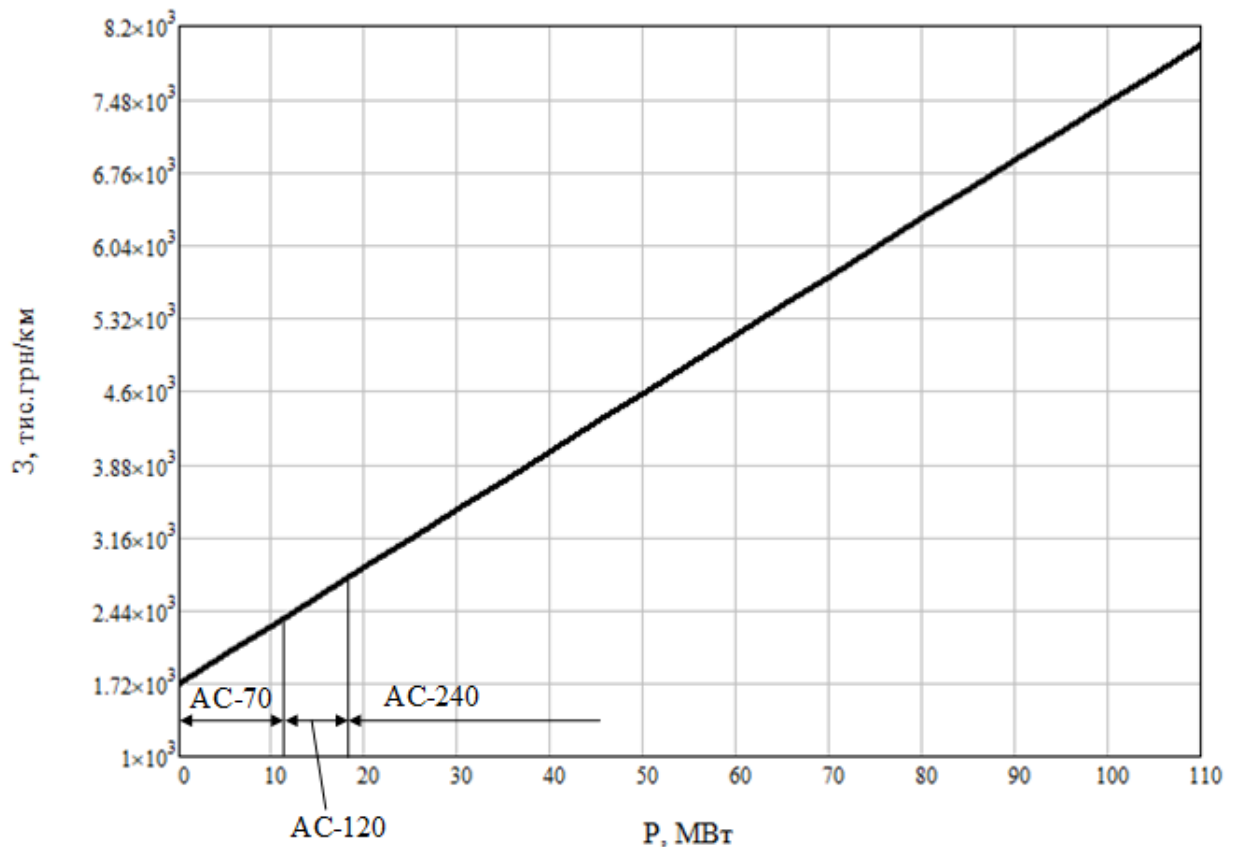


Рис. 3.3 – Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах

За даними про поточкорозполіл потужності в L-схемі мережі визнаємо переріз проводів для усіх повітряних ліній. Обрані перерізи проводів представлені в табл. 3.3.

Обрані згідно критерію мінімуму дисконтованих витрат перерізи проводів необхідно перевірити в післяаварійних режимах роботи мережі на відповідність щодо технічних обмежень.

Таблиця 3.3 – Вибір кількості ланцюгів і перерізу проводів

ПЛ	Навантаження, S_i , МВА	Струмове навантаження, I_i , А	Марка проводу
0-1	24.76	130	АС-240/32
0-2	30.8	162	АС-240/32
0-4	23.63	124	АС-240/32
0-5	29.66	156	АС-240/32
1-2	3.14	16	АС-70/11
2-3	11.29 (на 1 ланцюг)	59 (на 1 ланцюг)	2×АС-120/19
2-4	7.69	40	АС-70/11
4-5	3.22	17	АС-70/11

Розглянемо першу групу післяаварійних режимів. В процесі експлуатації електричних мереж бувають випадки відключення на понижуючих підстанціях одного силового трансформатора, що може призвести недопустиме зниження величини напруги на шинах низькою напруги. В результаті чого буде неможливо забезпечити бажаний рівень напруги на даних шинах.

Для всіх понижуючих підстанцій районної електричної мережі розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора.

Наведемо приклад знаходження допустимого діапазону величини напруги на шинах високої напруги для ПС №4. Розраховуємо значення фіктивної напруги короткого замикання:

$$U_{\text{кв}4} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-с)4}} + U_{\text{к(в-н)4}} - U_{\text{к(с-н)4}}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17 - 6) = 10.75\%;$$

$$U_{\text{кс}4} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-с)4}} + U_{\text{к(с-н)4}} - U_{\text{к(в-н)4}}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6 - 17) = -0.25\% \rightarrow U_{\text{кс}4} = 0\%;$$

$$U_{\text{кн}4} = 0.5 \cdot (U_{\text{к(в-н)4}} + U_{\text{к(с-н)4}} - U_{\text{к(в-с)4}}) = 0.5 \cdot (17 + 6 - 10.5) = 6.25\%.$$

Значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №4 складе:

$$\Delta U_{\text{тв}4} = \frac{P_4}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к}4} \cdot U_{\text{тв}4} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{н}4}^2} - \frac{Q_4}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв}4} \cdot U_{\text{кв}4}}{100 \cdot S_{\text{н}4}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-15.54}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 16} = 8.5 \text{ кВ};$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		35

$$\Delta U_{\text{тс4}} = \frac{P_{\text{сн4}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к4}} \cdot U_{\text{тв4}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{н4}}^2} - \frac{Q_{\text{сн4}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв4}} \cdot U_{\text{кк4}}}{100 \cdot S_{\text{н4}}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-6,2}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,23 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тн4}} = \frac{P_{\text{нн4}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к4}} \cdot U_{\text{тв4}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{н4}}^2} - \frac{Q_{\text{нн4}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв4}} \cdot U_{\text{кн4}}}{100 \cdot S_{\text{н4}}} = \frac{6}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,34}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2,09 \text{ кВ}.$$

Таким чином допустимий регулювальний діапазон трансформатора на ПС №4 складе:

$$U_{\text{min4}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв4}}}{U_{\text{тн4}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в4}}) + \Delta U_{\text{тв4}} + \Delta U_{\text{тн4}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 8,5 + 2,09 = 102,78 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max4}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв4}}}{U_{\text{тн4}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в4}}) + \Delta U_{\text{тв4}} + \Delta U_{\text{тн4}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 8,5 + 2,09 = 137,95 \text{ кВ}.$$

Так само виконуються розрахунки для всіх силових трансформаторів, які встановлені на понижуючих підстанціях. Результати розрахунків допустимих регулювальних діапазонів трансформаторів представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Допустимі регулювальні діапазони напруги

ПС	Тип трансформатора	Обмотка (i)	$U_{\text{н}}$, кВ	ΔU_i , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	9.67	104.637	139.81
		СН	38.5	0.23		
		НН	11	2.78		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	8.34	101.92	137.09
		СН	38.5	0.27		
		НН	11	1.39		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	9.85	103.43	138.6
		СН	38.5	0.34		
		НН	11	1.39		

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	8.5	102.78	137.95
		СН	38.5	0.23		
		НН	11	2.09		
5	ТДТН-25000/110	ВН	115	7.54	102.11	137.28
		СН	38.5	0.16		
		НН	11	2.38		

Розраховуємо величину рівня напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій 110 кВ. Погонний активний опір визначаємо з довідкових матеріалів, а погонний реактивний опір приймаємо таким, що дорівнює 0,4 Ом/км. Дані про потоки потужності ділянками мережі беремо з розрахунків L-схеми мережі.

Виконаємо розрахунок величини рівня напруги на шинах 110 кВ ПС №4:

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{04} \cdot r_{04} - Q_{04} \cdot x_{04})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (24,73 \cdot 2,36 - (-16,38) \cdot 8)} = 113,34 \text{ кВ.}$$

Так само виконується розрахунок рівня напруги на шинах ВН для решти понижуючих підстанцій. Результати перевірки виконання технічних обмежень першої групи післяаварійних режимів представлені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка для першої групи післяаварійних режимів

ПС	U_i , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	112.51	104.64	126
2	112.25	101.92	126
3	111.66	103.43	126
4	113.02	102.78	126
5	113.341	102.11	126

Аналіз даних табл. 3.5 показує, що всі перерізи проводів задовільняють технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів.

Розглянемо другу групу післяаварійних режимів. Тут виконуємо перевірку перерізів проводів за допустимим нагріванням, а також перевіримо допустимість рівня напруги на 110 кВ понижуючих підстанцій.

Розраховуємо потокорозподіл потужності в L-схемі мережі після відключення найбільш завантаженої ПЛ 0-2. Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі представлений на рис. 3.4.

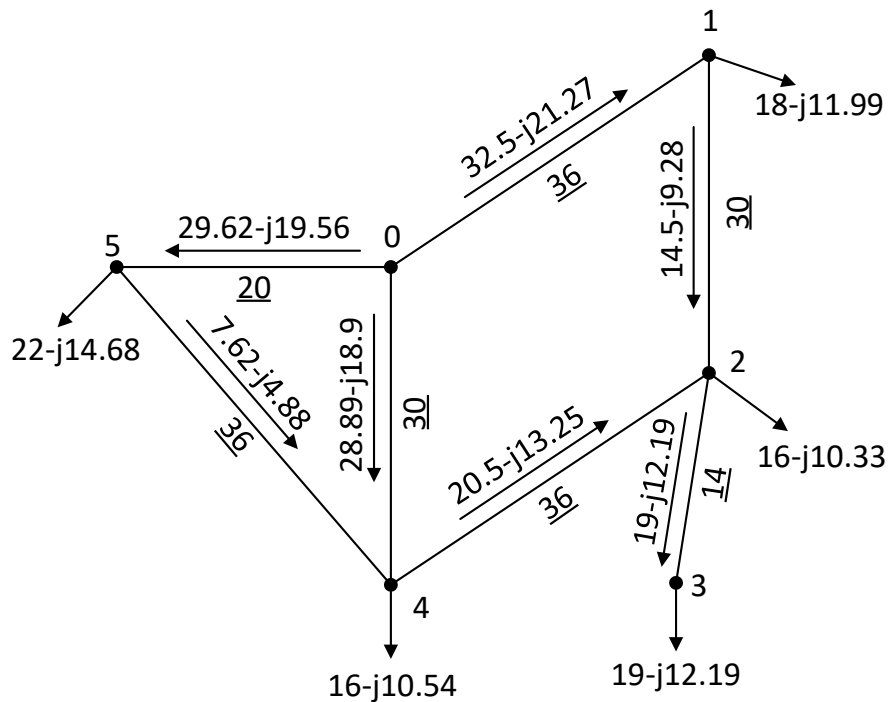


Рис. 3.4 – Післяаварійний режим в L-схемі мережі

Розраховуємо струмові навантаження ділянок РЕМ в післяаварійному режимі. Для ПЛ 2-4 струмове навантаження складе:

$$I_{42} = \frac{\sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{20,5^2 + (-13,25)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 128,12 \text{ А.}$$

Так само розраховуємо струмові навантаження решти ділянок РЕМ. Результати розрахунку представлені в табл. 3.6.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		38

Таблиця 3.6 – Перевірка перерізу проводів за допустимим нагріванням

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм ²	I_i , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-1	АС-240	203.84	610
0-4	АС-240	181.19	610
0-5	АС-240	186.3	610
1-2	АС-70	90.33	265
2-3	2×АС-120	118.49	2×390
4-2	АС-70	128.12	265
5-4	АС-70	47.5	265

Аналіз даних табл. 3.6 показує, що на жодній ділянці РЕМ не спостерігається перегрівання проводів в післяаварійному режимі.

Перевірку допустимості відхилення рівня на шинах ВН виконаємо для пункту мережі, який в післяаварійному режимі, характеризується мінімальним значення рівня напруги. В даному випадку таким є пункт №3. Рівень напруги на, якому складе:

$$\begin{aligned}
 U_3 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01} + P_{12} \cdot r_{12} - Q_{12} \cdot x_{12} + P_{23} \cdot r_{23} - Q_{23} \cdot x_{23})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (32,5 \cdot 4,25 - (-21,27) \cdot 14,4 + 14,5 \cdot 12,66 - (-9,28) \cdot 12 + 19 \cdot 1,71 - (-12,19) \cdot 2,8)} = \\
 &= 107,77 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо допустимий регульовальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №3:

$$\Delta U_{\text{ТВ3}} = \frac{P_3}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к3}} \cdot U_{\text{ТВ3}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н3}}^2} - \frac{Q_3}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{КВ3}}}{100 \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,19}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 4,92 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТС3}} = \frac{P_{\text{сн3}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к3}} \cdot U_{\text{ТВ3}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н3}}^2} - \frac{Q_{\text{сн3}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{Кс3}}}{100 \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{15}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-9,3}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,17 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН3}} = \frac{P_{\text{нн3}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к3}} \cdot U_{\text{ТВ3}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н3}}^2} - \frac{Q_{\text{нн3}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ3}} \cdot U_{\text{КН3}}}{100 \cdot S_{\text{Н3}}} = \frac{4}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,9}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,7 \text{ кВ};$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		39

$$U_{\min 3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв3}}}{U_{\text{тн3}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в3}}) + \Delta U_{\text{тв3}} + \Delta U_{\text{тн3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 4,92 + 0,7 = 97,81 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв3}}}{U_{\text{тн3}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в3}}) + \Delta U_{\text{тв3}} + \Delta U_{\text{тн3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 4,92 + 0,7 = 132,98 \text{ кВ}.$$

Таким чином, рівень напруги в п.3 в післяаварійному режимі знаходиться в допустимих межах (97,81<107,77<132,98). А це означає, що обрані перерізи проводів відповідають технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів.

3.4 Розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення

Розрахуємо параметри схем заміщення ліній електропередавання районної електричної мережі. Наведемо приклад розрахунку для ділянки 2-4. Знаходимо значення активного опору ділянки 2-4:

$$r_{24} = r_{(70)0} \cdot l_{24} = 0,422 \cdot 36 = 15,19 \text{ Ом}.$$

Виконаємо розрахунок погонного реактивного опору для обраних перерізів проводів:

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

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

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

Таким чином реактивний опір ділянки 2-4 складе:

$$x_{24} = x_{(70)0} \cdot l_{24} = 0,443 \cdot 36 = 15,94 \text{ Ом}.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Знаходимо значення погонної реактивної ємності для обраних перерізів проводів:

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

$$b_{(120)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ};$$

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

Отже, ємнісна провідність ділянки 2-4 складе:

$$b_{24} = b_{(70)0} \cdot l_{24} = 2,58 \cdot 10^{-6} \cdot 36 = 92,72 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

Активну провідність для ПЛ-110 кВ не враховуємо. Оскільки втрати на корону для даного класу напруги є незначними.

Повний опір та повна провідність ділянки 2-4 складуть:

$$\underline{Z}_{24} = r_{24} + j \cdot x_{24} = 15,19 + j15,94 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{24} = g_{24} + j \cdot b_{24} = j92,72 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

Так само знаходяться параметри схем заміщення для всіх ліній електропередавання. Результати розрахунків представлені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Параметри схем заміщення ЛЕП-110 кВ

ПЛ	Довжина, км	Переріз, мм ²	Повний опір, Ом	Повна провідність, СМ
1	2	3	4	5
0-1	36	240	4.25+j14.49	j102.4·10 ⁻⁶
0-2	32	240	3.78+j12.88	j91·10 ⁻⁶

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		41

Продовження таблиці 3.7

1	2	3	4	5
0-4	30	240	$3.54+j12.08$	$j85.31 \cdot 10^{-6}$
0-5	20	240	$2.36+j8.05$	$j56.87 \cdot 10^{-6}$
1-2	30	70	$12.66+j13.28$	$j77.27 \cdot 10^{-6}$
2-3	14	2×120	$1.71+j2.97$	$j75.31 \cdot 10^{-6}$
2-4	36	70	$15.19+j15.94$	$j92.72 \cdot 10^{-6}$
4-5	36	70	$15.19+j15.94$	$j92.72 \cdot 10^{-6}$

Розраховуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів, які будуть встановлені на понижуючих підстанціях 110 кВ. Наведемо приклад знаходження параметрів схеми заміщення для блоку з двох трансформаторів типу ТДТН-16000/100, які встановлені на ПС №4. Активний опір блоку даних силових трансформаторів складе:

$$r_{в4} = r_{с4} = r_{н4} = \frac{\Delta P_{к4} \cdot U_{ов4}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{н4}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,29 \text{ Ом.}$$

Знаходимо значення реактивного опору блоку із двох трансформаторів ТДТН-16000/110:

$$x_{тв4} = \frac{10 \cdot U_{кв4} \cdot U_{ов4}^2}{n \cdot S_{н4}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,43 \text{ Ом;}$$

$$x_{тс4} = \frac{10 \cdot U_{кц4} \cdot U_{ов4}^2}{n \cdot S_{н4}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{тн4} = \frac{10 \cdot U_{кн4} \cdot U_{ов4}^2}{n \cdot S_{н4}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 28,83 \text{ Ом.}$$

Виконаємо розрахунок значення активної та реактивної провідності блоку із двох трансформаторів типу ТДТН-16000/110:

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		42

$$g_{T4} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx4} \cdot 10^{-3}}{U_{OB4}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T4} = -\frac{n \cdot I_{xx4} \cdot S_{H4} \cdot 10^{-5}}{U_{OB4}^2} = -\frac{2 \cdot 1,0 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Таким чином повна провідність блоку із двох трансформаторів на ПС №4 складе:

$$Y_{T4} = g_{T4} + j \cdot b_{T4} = (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Так само виконуються розрахунки для інших блоків силових трансформаторів. Результати розрахунків представлені в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Тип силових трансформаторів	Опір, Ом				Повна провідність, См
		r_T	x_B	x_C	x_H	
1	2×ТДТН-16000/110	1.29	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$
2						
3						
4						
5	2×ТДТН-25000/110	0.74	28.43	0	17.85	$(4.69-j26.47) \cdot 10^{-6}$

3.5 Приведенні навантаження та еквівалентні провідності

Розраховуємо приведенні навантаження понижуючих підстанцій 110 кВ. Приклад розрахунку наведемо для ПС №4. Знаходимо коефіцієнт завантаження обмоток силових трансформаторів встановлених на даній ПС:

$$\beta_{BH4} = \frac{S_{BH4} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H4}} = \frac{\sqrt{16^2 + (-10,54)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16 \cdot 10^3} = 0,6;$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		43

$$\beta_{\text{CH4}} = \frac{S_{\text{CH4}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H4}}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-6,2)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16 \cdot 10^3} = 0,37;$$

$$\beta_{\text{HH4}} = \frac{S_{\text{HH4}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H4}}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,34)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16 \cdot 10^3} = 0,23.$$

Активні втрати в блоці трансформаторів, встановлених на ПС №4 складуть:

$$\Delta P_{\text{tz4}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH4}}^2 + \beta_{\text{CH4}}^2 + \beta_{\text{HH4}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,6^2 + 0,37^2 + 0,23^2) = 54,73 \text{ кВт.}$$

Реактивні втрати в свою чергу складуть:

$$\Delta Q_{\text{tz4}} = -n \cdot S_{\text{H4}} \cdot (\beta_{\text{BH4}}^2 \cdot U_{\text{KB4}} + \beta_{\text{CH4}}^2 \cdot U_{\text{KC4}} + \beta_{\text{HH4}}^2 \cdot U_{\text{KH4}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot (0,6^2 \cdot 10,75 + 0,37^2 \cdot 0 + 0,23^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1340,44 \text{ кВар.}$$

Таким чином приведені навантаження ПС №4 складе:

$$\dot{S}_{\text{пр4}} = \dot{S}_{\text{зад4}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz4}} \cdot 10^{-3} = 16 - j10,54 + (54,73 - j1340,44) \cdot 10^{-3} = 16,06 - j11,88 \text{ МВА.}$$

Так само виконується розрахунок приведених навантажень для решти понижуючих підстанцій 110 кВ. Результати розрахунку представлені в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Приведені навантаження понижуючих підстанцій

№ ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВар	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
1	18-j11.99	68.72	-1761.82	18.07-j13.75
2	16-j10.33	57.27	-1266.31	16.06-j11.6
3	19-j12.19	82.56	-1759.72	19.08-j13.95
4	16-j10.54	54.73	-1340.44	16.06-j11.88
5	22-14.68	58.86	-1709.51	22.06-j16.39

Виконуємо розрахунок еквівалентних провідностей пунктів районної електричної мережі. Для пункту 2:

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$Y_2 = 0.5 \cdot (Y_{02} + Y_{12} + Y_{23} + Y_{24}) + Y_{T2} = 0.5 \cdot (j91 + j77.27 + j75.34 + j92.72) \cdot 10^{-6} = \\ + (3.48 - j24.2) \cdot 10^{-6} = (3.48 + j144) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Так само знаходимо еквівалентні провідності всіх пунктів мережі. Результати розрахунків представлені в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Еквівалентні провідності

Пункт	Еквівалентна провідність, См
1	$(3.48 + j65.62) \cdot 10^{-6}$
2	$(3.48 + j144) \cdot 10^{-6}$
3	$(3.48 + j13.46) \cdot 10^{-6}$
4	$(3.48 + j111.2) \cdot 10^{-6}$
5	$(4.69 + j48.33) \cdot 10^{-6}$
0	$j167.8 \cdot 10^{-6}$

На рис. 3.5 представлена розрахункова схема РЕМ 110 кВ.

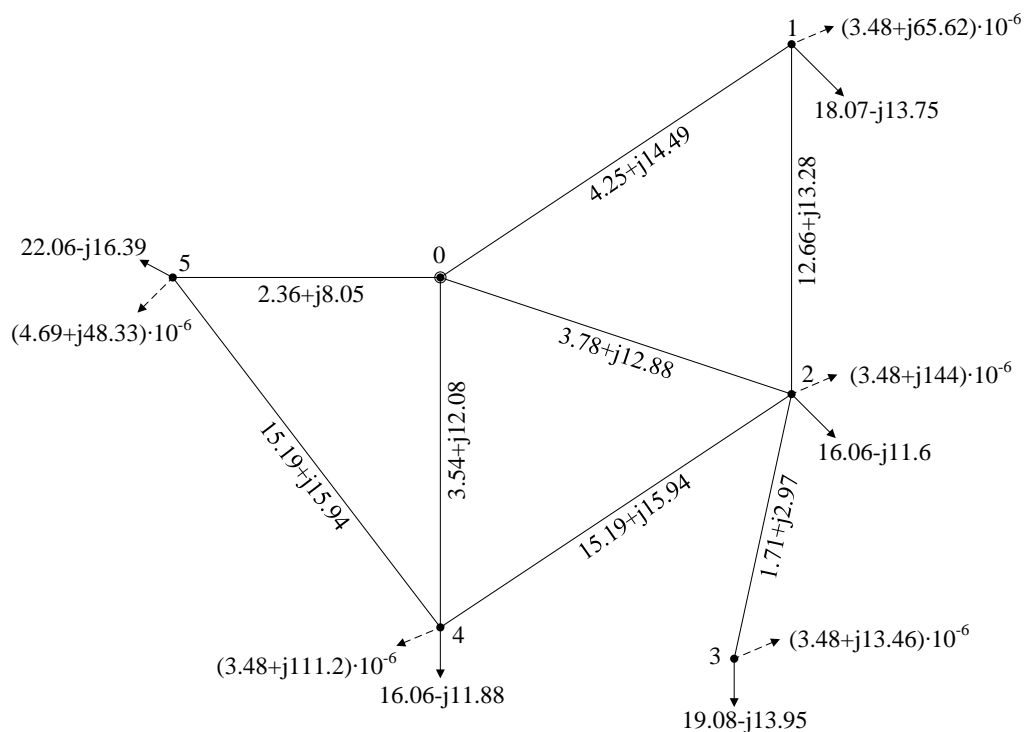


Рис. 3.5 – Розрахункова схема РЕМ

3.6 Режим максимальних навантажень

Знаходимо режимні параметри роботи РЕМ при максимальних навантаженнях. Розрахунки виконуємо за допомогою методу розрізання контурів.

В розрахунковій мережі незалежні контури матимуть наступну конфігурацію: перший контур 0-4-5-0, де 0-5 та 0-4 - дуги, а 4-5 – хорда; другий контур 0-2-4-0, де 0-2 та 0-4 - дуги, а 2-4 – хорда; третій контур 0-1-2-0, де 0-1 та 0-2 – дуги, а 1-2 - хорда.

Виконаємо розрахунок власних опорів контурів:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= z_{04} + z_{45} + z_{05} = (3,54 + j12,08) + (15,19 + j15,94) + (2,36 + j8,705) = \\ &= 21,09 + j36,06 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{22} &= z_{02} + z_{24} + z_{04} = (3,78 + j12,88) + (15,19 + j15,94) + (3,54 + j12,08) + \\ &= 22,51 + j40,89 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{33} &= z_{01} + z_{12} + z_{02} = (4,25 + j14,49) + (12,66 + j13,28) + (3,78 + j12,88) + \\ &= 20,68 + j40,65 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Знаходимо значення взаємних опорів контурів:

$$Z_{12} = Z_{21} = z_{04} = -3,54 - j12,08 \text{ Ом};$$

$$Z_{13} = Z_{31} = 0 \text{ Ом};$$

$$Z_{23} = Z_{32} = z_{0-2} = -3,78 - j12,88 \text{ Ом}.$$

Приймаємо значення початкових наближень рівня напруги в пунктах мережі та струмів перемичок:

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

$$I_{4-5}^{(0)} = I_{2-4}^{(0)} = I_{1-2}^{(0)} = 0.$$

Послідовно виконуємо ітераційний розрахунок поки не отримаємо результати із прийнятою точністю.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		46

I ітерація зовнішнього циклу.

I ітерація внутрішнього циклу.

Розрахуємо значення вузлових струмів:

$$\begin{aligned} \dot{J}_1^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np1}}{U_1^{(0)}} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^{(0)} + \dot{I}_{12}^{(0)} = \frac{18,07 - j13,75}{110} + (3,48 + 65,62) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 = \\ &= 0,165 - j0,118 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_2^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np2}}{U_2^{(0)}} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(0)} - \dot{I}_{12}^{(0)} + \dot{I}_{24}^{(0)} = \frac{16,06 - j11,6}{110} + (3,48 + 144) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 + 0 = \\ &= 0,146 - j0,09 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_3^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np3}}{U_3^{(0)}} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^{(0)} = \frac{19,08 - j13,95}{110} + (3,48 + 13,46) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,174 - j0,125 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_4^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np4}}{U_4^{(0)}} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^{(0)} + \dot{I}_{45}^{(0)} - \dot{I}_{24}^{(0)} = \frac{16,06 - j11,88}{110} + (3,48 + 111,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 - 0 = \\ &= 0,146 - j0,096 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_5^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np5}}{U_5^{(0)}} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^{(0)} - \dot{I}_{45}^{(0)} = \frac{22,06 - j16,39}{110} + (4,69 + 48,33) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 = \\ &= 0,201 - j0,144 \text{ кА}. \end{aligned}$$

За першим законом Кірхгофа розраховуємо потокорозподіл потужності в розімкненій електричній мережі:

$$\dot{I}_{01}^{(1-1)} = \dot{J}_1^{(1-1)} = 0,165 - j0,118 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{23}^{(1-1)} = \dot{J}_3^{(1-1)} = 0,174 - j0,125 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{02}^{(1-1)} = \dot{I}_{23}^{(1-1)} + \dot{J}_2^{(1-1)} = 0,174 - j0,125 + 0,146 - j0,09 = 0,32 - j0,215 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{04}^{(1-1)} = \dot{J}_4^{(1-1)} = 0,146 - j0,096 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{05}^{(1-1)} = \dot{J}_5^{(1-1)} = 0,201 - j0,144 \text{ кА}.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		47

Визначаємо рівень напруги в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{01}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{01} = 121 - (0,165 - j0,118) \cdot (4,25 + j14,49) = 118,59 - j1,89 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{02}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{02} = 121 - (0,32 - j0,215) \cdot (3,78 + j12,88) = 117,02 - j3,31 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1-1)} &= \dot{U}_2^{(1-1)} - \dot{I}_{23}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{23} = (117,02 - j3,31) - (0,174 - j0,125) \cdot (1,71 + j2,97) = \\ &= 116,35 - j3,62 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_4^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{04}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{04} = 121 - (0,146 - j0,096) \cdot (3,54 + j12,08) = 119,33 - j1,43 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{05}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{05} = 121 - (0,201 - j0,144) \cdot (2,36 + j8,05) = 119,37 - j1,28 \text{ кВ}.$$

Знаходимо потужність БП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_0^{(1-1)} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{01}^{(1-1)} + \dot{I}_{02}^{(1-1)} + \dot{I}_{04}^{(1-1)} + \dot{I}_{05}^{(1-1)}) + U_0^2 \cdot Y_0 = 121 \cdot (0,165 - j0,118 + 0,32 - j0,215 + \\ &+ 0,146 - j0,096 + 0,201 - j0,144) + 121^2 \cdot j167,8 \cdot 10^{-6} = 100,7 - j66,78 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Нові значення рівня напруги в пунктах електричної мережі надають нам підстави для виконання наступної ітерації внутрішнього циклу.

II ітерація внутрішнього циклу.

Згідно знайдених на попередній ітерації рівнів напруги розраховуємо значення вузлових струмів:

$$\begin{aligned} \dot{J}_1^{(1-2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нп1}}}{\dot{U}_1^{(1-1)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(1-1)} + \dot{I}_{12}^{(0)} = \frac{18,07 - j13,75}{(118,59 + j1,89)} + (3,48 + 65,62) \cdot 10^{-6} \times \\ &\times (118,59 - j1,89) + 0 = 0,151 - j0,111 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_2^{(1-2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нп2}}}{\dot{U}_2^{(1-1)}} + Y_2 \cdot \dot{U}_2^{(1-1)} - \dot{I}_{12}^{(0)} + \dot{I}_{24}^{(0)} = \frac{16,06 - j11,6}{(117,02 + j3,31)} + (3,48 + 144) \cdot 10^{-6} \times \\ &\times (117,02 - j3,31) - 0 + 0 = 0,135 - j0,086 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_3^{(1-2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нп3}}}{\dot{U}_3^{(1-1)}} + Y_3 \cdot \dot{U}_3^{(1-1)} = \frac{19,08 - j13,95}{(116,35 + j3,62)} + (3,48 + 13,46) \cdot 10^{-6} \times \\ &\times (116,35 - j3,62) = 0,161 - j0,123 \text{ кА}; \end{aligned}$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		48

$$\dot{J}_4^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{\text{np4}}}{\dot{U}_4^{(1-1)}} + \underline{Y}_4 \cdot \dot{U}_4^{(1-1)} + \dot{I}_{45}^{(0)} - \dot{I}_{24}^{(0)} = \frac{16,06 - j11,88}{(119,33 + j1,43)} + (3,48 + j111,2) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (119,33 - j1,43) + 0 - 0 = 0,134 - j0,088 \text{ кА};$$

$$\dot{J}_5^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{\text{np5}}}{\dot{U}_5^{(1-1)}} + \underline{Y}_5 \cdot \dot{U}_5^{(1-1)} - \dot{I}_{45}^{(0)} = \frac{22,06 - j16,39}{(119,37 + j1,28)} + (4,69 + j48,33) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (119,37 - j1,28) - 0 = 0,184 - j0,133 \text{ кА}.$$

За першим законом Кірхгофа розраховуємо поточкорозподіл потужності в розімкненій електричній мережі:

$$\dot{I}_{01}^{(1-2)} = \dot{J}_1^{(1-2)} = 0,151 - j0,111 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{23}^{(1-2)} = \dot{J}_3^{(1-2)} = 0,161 - j0,123 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{02}^{(1-2)} = \dot{I}_{23}^{(1-2)} + \dot{J}_2^{(1-2)} = 0,161 - j0,123 + 0,135 - j0,086 = 0,296 - j0,209 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{04}^{(1-2)} = \dot{J}_4^{(1-2)} = 0,134 - j0,088 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{05}^{(1-2)} = \dot{J}_5^{(1-2)} = 0,184 - j0,133 \text{ кА}.$$

Визначаємо рівень напруги в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{01}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{01} = 121 - (0,151 - j0,111) \cdot (4,25 + j14,49) = 118,76 - j1,72 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{02}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{02} = 121 - (0,296 - j0,209) \cdot (3,78 + j12,88) = 117,19 - j3,02 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1-2)} = \dot{U}_2^{(1-2)} - \dot{I}_{23}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{23} = (117,19 - j3,02) - (0,161 - j0,123) \cdot (1,71 + j2,97) = \\ = 116,55 - j3,29 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{04}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{04} = 121 - (0,134 - j0,088) \cdot (3,54 + j12,08) = 119,46 - j1,31 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{05}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{05} = 121 - (0,184 - j0,133) \cdot (2,36 + j8,05) = 119,49 - j1,17 \text{ кВ}.$$

Знаходимо потужність БП на другій ітерації внутрішнього циклу:

$$\dot{S}_0^{(1-2)} = U_0 \cdot (\dot{I}_{01}^{(1-2)} + \dot{I}_{02}^{(1-2)} + \dot{I}_{04}^{(1-2)} + \dot{I}_{05}^{(1-2)}) + U_0^2 \cdot \underline{Y}_0 = 121 \cdot (0,151 - j0,111 + 0,296 - j0,209 + \\ + 0,134 - j0,088 + 0,184 - j0,133) + 121^2 \cdot j167,8 \cdot 10^{-6} = 92,52 - j63,05 \text{ МВА}.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		49

Виконуємо перевірку умови завершення внутрішнього циклу:

$$\Delta S_0^{(1-2)} = \left| \dot{S}_0^{(1-2)} - \dot{S}_0^{(1-1)} \right| = |92,52 - j63,05 - 100,7 + j66,78| = 8,99 \text{ МВА} > 0,01 \text{ МВА}.$$

Оскільки різниця між потужністю БП на другій та першій ітерації більша за інженерну точність, то необхідно продовжити виконання ітерацій внутрішнього циклу. Результати виконання подальших ітерацій представлені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Результат уточнення втрати потужності

Параметри	Номер ітерації внутрішнього циклу			
	1	2	3	4
\dot{J}_1 , кА	0.165-j0.118	0.151-j0.111	0.151-j0.11	0.151-j0.11
\dot{J}_2 , кА	0.146-j0.09	0.135-j0.086	0.135-j0.086	0.135-j0.086
\dot{J}_3 , кА	0.174-j0.125	0.161-j0.123	0.161-j0.123	0.161-j0.123
\dot{J}_4 , кА	0.146-j0.096	0.134-j0.088	0.134-j0.088	0.134-j0.088
\dot{J}_5 , кА	0.201-j0.144	0.184-j0.133	0.184-j0.133	0.184-j0.133
\dot{U}_1 , кВ	118.594-j1.885	118.756-j1.719	118.762-j1.72	118.762-j1.719
\dot{U}_2 , кВ	117.022-j3.313	117.186-j3.019	117.2-j3.025	117.201-j3.024
\dot{U}_3 , кВ	116.352-j3.615	116.545-j3.285	116.561-j3.293	116.562-j3.292
\dot{U}_4 , кВ	119.325-j1.428	119.464-j1.306	119.468-j1.306	119.468-j1.306
\dot{U}_5 , кВ	119.369-j1.279	119.491-j1.166	119.494-j1.166	119.494-j1.166
\dot{S}_0 , МВА	100.702-j66.779	92.518-j63.049	92.516-j62.79	92.844-j57.674
ΔS_0 , МВА	-	8.994	0.259	0.008

Після завершення четвертої ітерації внутрішнього циклу бажана інженерна точність досягнута:

$$\Delta S_0^{(1-4)} = 0,008 \text{ МВА} < 0,01 \text{ МВА}.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		50

Виконуємо розрахунок нев'язок ЕРС для хорд мережі:

$$\dot{E}_{45}^{(1)} = \dot{U}_4^{(1-4)} - \dot{U}_5^{(1-4)} - \dot{I}_{45}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{45} = (119,47 - j1,31) - (119,49 - j1,17) - 0 \cdot (15,19 + j15,94) = -0,03 - j0,14 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{45}^{(1)}| = 0,142 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{24}^{(1)} = \dot{U}_2^{(1-4)} - \dot{U}_4^{(1-4)} - \dot{I}_{24}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{24} = (117,2 - j3,02) - (119,47 - j1,31) - 0 \cdot (15,19 + j15,94) = -2,27 - j1,72 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{24}^{(1)}| = 2,845 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{12}^{(1)} = \dot{U}_1^{(1-4)} - \dot{U}_2^{(1-4)} - \dot{I}_{12}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{12} = (118,76 - j1,72) - (117,2 - j3,2) - 0 \cdot (12,66 + j13,28) = 1,56 + j1,31 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{12}^{(1)}| = 2,035 \text{ кВ}.$$

Максимальна за модулем нев'язка ЕРС явно більша за відповідну інженерну точність:

$$\max \left\{ |\dot{E}_{45}^{(1)}|, |\dot{E}_{24}^{(1)}|, |\dot{E}_{12}^{(1)}| \right\} = 2,845 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ}.$$

Це означає, що не виконується умова еквівалентності розімкненої та вихідної мережі. Тому необхідно виконати уточнення струмів хорд мережі. Для цього складаємо і розв'язуємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} \underline{Z}_{11} \cdot \Delta \dot{I}_{45} + \underline{Z}_{12} \cdot \Delta \dot{I}_{24} + \underline{Z}_{13} \cdot \Delta \dot{I}_{12} = \dot{E}_{45}; \\ \underline{Z}_{21} \cdot \Delta \dot{I}_{45} + \underline{Z}_{22} \cdot \Delta \dot{I}_{24} + \underline{Z}_{23} \cdot \Delta \dot{I}_{12} = \dot{E}_{24}; \\ \underline{Z}_{31} \cdot \Delta \dot{I}_{45} + \underline{Z}_{32} \cdot \Delta \dot{I}_{24} + \underline{Z}_{33} \cdot \Delta \dot{I}_{12} = \dot{E}_{12}, \end{cases}$$

$$\begin{cases} (21,09 + j36,06) \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (-3,54 - j12,08) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + 0 \cdot \Delta \dot{I}_{12} = -0,03 - j0,14; \\ (-3,54 - j12,08) \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (22,51 + j40,89) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + (-3,78 - j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{12} = -2,27 - j1,72; \\ 0 \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (-3,78 - j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + (20,68 + j40,65) \cdot \Delta \dot{I}_{12} = 1,56 + j1,31. \end{cases}$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

В результаті розв'язку системи рівнянь маємо такі значення поправок до струмів перемичок:

$$\Delta \dot{I}_{45}^{(1)} = -0,02 + j0,001 \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{24}^{(1)} = -0,053 + j0,021 \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{12}^{(1)} = 0,024 - j0,014 \text{ кА}.$$

Таким чином отримуємо наступні значення струмів перемичок:

$$\dot{I}_{45}^{(1)} = \dot{I}_{45}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{45}^{(1)} = 0 - 0,02 + j0,001 = -0,02 + j0,001 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{24}^{(1)} = \dot{I}_{24}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{24}^{(1)} = 0 - 0,053 + j0,021 = -0,053 + j0,021 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{12}^{(1)} = \dot{I}_{12}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{12}^{(1)} = 0 + 0,024 - j0,014 = 0,024 - j0,014 \text{ кА}.$$

За розрахованими значенням струмів перемичок виконуємо наступну ітерацію зовнішнього циклу.

II ітерація зовнішнього циклу.

Розрахунки на етапі виконання внутрішнього ітераційного циклу аналогічні до розрахунків на першій ітерації зовнішнього циклу. Результати розрахунків представлені в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Результат уточнення втрати потужності на другій ітерації зовнішнього циклу

Параметри	Номер ітерації внутрішнього циклу			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
\dot{J}_1 , кА	0.175-j0.124	0.175-j0.125	0.176-j0.125	0.176-j0.125
\dot{J}_2 , кА	0.057-j0.05	0.057-j0.048	0.057-j0.048	0.057-j0.048
\dot{J}_3 , кА	0.161-j0.123	0.161-j0.121	0.16-j0.121	0.16-j0.121

Продовження таблиці 3.12

1	2	3	4	5
\dot{J}_4 , кА	0.167-j0.108	0.167-j0.109	0.167-j0.109	0.167-j0.109
\dot{J}_5 , кА	0.204-j0.134	0.204-j0.135	0.204-j0.135	0.204-j0.135
\dot{U}_1 , кВ	118.452-j2.013	118.442-j2.011	118.441-j2.012	118.441-j2.012
\dot{U}_2 , кВ	117.954-j2.157	118.004-j2.168	118.005-j2.166	118.005-j2.166
\dot{U}_3 , кВ	117.315-j2.425	117.371-j2.439	117.372-j2.437	117.373-j2.437
\dot{U}_4 , кВ	119.107-j1.633	119.098-j1.632	119.098-j1.632	119.098-j1.632
\dot{U}_5 , кВ	119.436-j1.327	119.434-j1.325	119.434-j1.325	119.434-j1.325
\dot{S}_0 , МВА	92.508-j62.786	92.494-j62.542	92.48-j62.535	92.48-j62.534
ΔS_0 , МВА	-	0.244	0.016	0.001

Після завершення четвертої ітерації внутрішнього циклу бажана інженерна точність досягнута:

$$\Delta S_0^{(2-4)} = 0,008 \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА}.$$

Виконуємо розрахунок нев'язок ЕРС для хорд мережі:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{45}^{(2)} &= \dot{U}_4^{(2-4)} - \dot{U}_5^{(2-4)} - \dot{I}_{45}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{45} = (119,1 - j1,63) - (119,43 - j1,33) - \\ &\quad - (-0,02 + j0,001) \cdot (15,19 + j15,94) = -0,007 - j0,001 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$|\dot{E}_{45}^{(2)}| = 0,007 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{24}^{(2)} &= \dot{U}_2^{(2-4)} - \dot{U}_4^{(2-4)} - \dot{I}_{24}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{24} = (118,01 - j2,17) - (119,1 - j1,63) - \\ &\quad - (-0,053 + j0,021) \cdot (15,19 + j15,94) = 0,06 - j0,01 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$|\dot{E}_{24}^{(2)}| = 0,061 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{12}^{(2)} &= \dot{U}_1^{(2-4)} - \dot{U}_2^{(2-4)} - \dot{I}_{12}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{12} = (118,44 - j2,01) - (118,01 - j2,17) - \\ &\quad - (0,024 - j0,014) \cdot (12,66 + j13,28) = -0,06 + j0,01 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		53

$$|\dot{E}_{12}^{(2)}| = 0,063 \text{ кВ.}$$

Максимальна за модулем нев'язка ЕРС явно більша за відповідну інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{45}^{(1)} \right|, \left| \dot{E}_{24}^{(1)} \right|, \left| \dot{E}_{12}^{(1)} \right| \right\} = 0,063 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ.}$$

Це означає, що не виконується умова еквівалентності розімкненої та вихідної мережі. Тому необхідно виконати уточнення струмів хорд мережі. Для цього складаємо і розв'язуємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} (21,09 + j36,06) \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (-3,54 - j12,08) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + 0 \cdot \Delta \dot{I}_{12} = -0,007 - j0,001; \\ (-3,54 - j12,08) \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (22,51 + j40,89) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + (-3,78 - j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{12} = 0,06 - j0,01; \\ 0 \cdot \Delta \dot{I}_{45} + (-3,78 - j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{24} + (20,68 + j40,65) \cdot \Delta \dot{I}_{12} = -0,06 + j0,01. \end{cases}$$

В результаті розв'язку системи рівнянь маємо такі значення поправок до струмів перемичок:

$$\Delta \dot{I}_{45}^{(2)} = 6,57 \cdot 10^{-5} - j1,31 \cdot 10^{-4} \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{24}^{(2)} = 3,29 \cdot 10^{-4} - j9,87 \cdot 10^{-4} \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{12}^{(2)} = -2,67 \cdot 10^{-4} + j0,001 \text{ кА.}$$

Таким чином отримуємо уточненні значення струмів перемичок:

$$\dot{I}_{45}^{(2)} = \dot{I}_{45}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{45}^{(2)} = -0,02 + j0,001 + 6,57 \cdot 10^{-5} - j1,31 \cdot 10^{-4} = -0,02 + j0,001 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{24}^{(2)} = \dot{I}_{24}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{24}^{(2)} = -0,053 + j0,021 + 3,29 \cdot 10^{-4} - j9,87 \cdot 10^{-4} = -0,053 + j0,02 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{12}^{(2)} = \dot{I}_{12}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{12}^{(2)} = 0,024 - j0,014 - 2,67 \cdot 10^{-4} + j0,001 = 0,024 - j0,013 \text{ кА.}$$

За розрахованими значенням струмів перемичок виконуємо наступну ітерацію зовнішнього циклу.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Результати виконання наступних ітерацій зовнішнього циклу представлені в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати уточнення струмів перемичок

Параметри	Номер ітерації зовнішнього циклу		
	1	2	3
1	2	3	4
\dot{I}_{45} , кА	0	-0.02+j0.001	-0.02+j0.001
\dot{I}_{24} , кА	0	-0.053+j0.021	-0.053+j0.02
\dot{I}_{12} , кА	0	0.024-j0.014	0.024-j0.013
\dot{U}_1 , кВ	118.762-j1.719	118.441-j2.012	118.458-j2.012
\dot{U}_2 , кВ	117.201-j3.024	118.005-j2.166	117.976-j2.167
\dot{U}_3 , кВ	116.562-j3.292	117.373-j2.437	117.343-j2.438
\dot{U}_4 , кВ	119.468-j1.306	119.098-j1.632	119.109-j1.632
\dot{U}_5 , кВ	119.494-j1.166	119.434-j1.325	119.435-j1.325
\dot{E}_{45} , кВ	-0.026-j0.14	-0.007-j0.001	0.0002+j0.0001
\dot{E}_{24} , кВ	-2.267-j1.718	0.06-j0.01	-0.001-0.001i
\dot{E}_{12} , кВ	1.562+j1.305	-0.062+j0.01	0.001+0.001i

Як бачимо з табл. 3.13 після виконання третьої ітерації зовнішнього циклу максимальна нев'язка ЕРС менша за інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{45}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{24}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{12}^{(3)} \right| \right\} = 0,002 \text{ кВ} < 0,01 \text{ кВ}.$$

Таким чином умова еквівалентності розімкненої та вихідної мережі досягнуто.

Режимні параметри роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень представлені в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях

Параметри	Значення
\dot{I}_{01} , кА	0.175-j0.124
\dot{I}_{02} , кА	0.218-j0.171
\dot{I}_{04} , кА	0.167-j0.108
\dot{I}_{05} , кА	0.204-j0.135
\dot{I}_{12} , кА	0.024-j0.013
\dot{I}_{23} , кА	0.161-j0.121
\dot{I}_{24} , кА	-0.053+j0.02
\dot{I}_{4-5} , кА	-0.02+j0.001
\dot{U}_1 , кВ	118.458-j2.012
\dot{U}_2 , кВ	117.976-j2.167
\dot{U}_3 , кВ	117.343-j2.438
\dot{U}_4 , кВ	119.109-j1.632
\dot{U}_5 , кВ	119.435-j1.325
\dot{S}_0 , МВА	92.484-j62.538

Розрахуємо потокорозподіл потужності на початку та в кінці всіх ділянок РЕМ. Для ділянки 2-4:

$$\dot{S}_{42}^{\text{п}} = -\dot{I}_{24} \cdot \bar{U}_4 = -(-0,053 + j0,02) \cdot (119,11 + j1,63) = 6,35 - j2,35 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{42}^{\text{к}} = -\dot{I}_{24} \cdot \bar{U}_2 = -(-0,053 + j0,02) \cdot (117,98 + j2,147) = 6,3 - j2,3 \text{ МВА}.$$

Аналогічно розраховуємо потокорозподіл потужності на початку та в кінці для решти ділянок районної електричної мережі. Результати розрахунку представлені в табл. 3.15

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		56

Таблиця 3.15 – Потокорозподіл потужності

ПЛ	Потокорозподіл потужності, МВА	
	на початку	в кінці
0-1	21.202-j15.011	21.006-j14.343
0-2	26.415-j20.666	26.125-j19.677
0-4	20.174-j13.034	20.034-j12.558
0-5	24.693-j16.283	24.552-j15.802
1-2	2.888-j1.513	2.879-j1.503
2-3	19.199-j13.886	19.13-j13.766
4-2	6.35-j2.353	6.301-j2.301
5-4	2.426-j0.105	2.42-j0.099

Розрахуємо втрати потужності в РЕМ:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{01} + \dot{I}_{02} + \dot{I}_{04} + \dot{I}_{05}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= 121 \cdot ((0,175 - j0,124) + (0,218 - j0,171) + (0,167 - j0,108) + (0,204 - j0,134)) + \\ &+ 121^2 \cdot j167,8 \cdot 10^{-6} - ((18 - j11,99) + (16 - j10,33) + (19 - j12,19) + (16 - j10,54) + \\ &+ (22 - j14,68)) = 1,48 - j2,81 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Результати перевірки перерізів проводів за тривало-допустим струмом в режимі максимальних навантажень представлені в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Перевірка перерізів проводів за нагріванням

ПЛ	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
1	2	3	4
0-1	240	610	123.95
0-2	240	610	160.03
0-4	240	610	114.6
0-5	240	610	141.14
1-2	70	265	15.89

Продовження таблиці 3.16

1	2	3	4
2-3	2×120	2×390	115.94
2-4	70	265	32.82
4-5	70	265	11.74

Аналіз даних табл. 3.16 показує, що на жодній ПЛ не перевищено тривало-допустимий струм. На рис. 3.6 представлені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

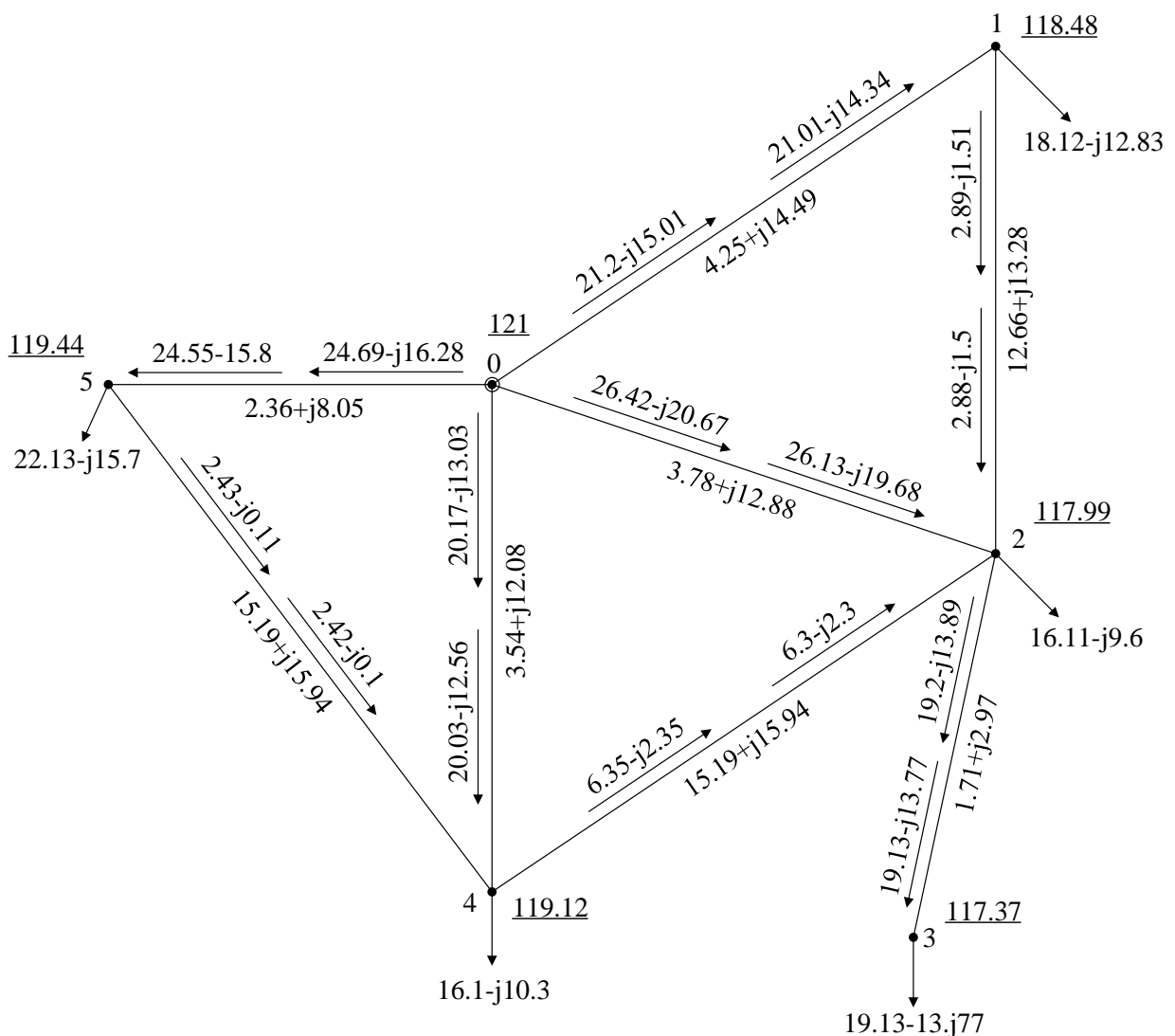


Рис. 3.6 – Режим максимальних навантажень

Для розрахункової мережі виконаємо вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Приклад розрахунку виконаємо для силових трансформаторів, які встановлені на ПС №4.

Розрахуємо значення втрат напруги в обмотках ВН, СН та НН блоку із двох силових трансформаторів типу ТДТН-16000/110 на ПС №4:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{ТВ4}} &= \frac{(P_{\text{В4}} + \Delta P_{\text{тз4}} + g_{\text{Т4}} \cdot U_4^2) \cdot r_{\text{Т4}}}{U_4} - \frac{(Q_{\text{В4}} + \Delta Q_{\text{тз4}} + b_{\text{Т4}} \cdot U_4^2) \cdot x_{\text{Т4}}}{U_4} = \\ &= \frac{(16 + 54,73 \cdot 10^{-3} + 3,48 \cdot 10^{-6} \cdot 119,12^2) \cdot 1,29}{119,12} - \\ &- \frac{(-10,54 - 1340 \cdot 10^{-3} - 24,2 \cdot 10^{-6} \cdot 119,12^2) \cdot 44,43}{119,12} = 4,73 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ТС4}} = \frac{P_{\text{СН4}} \cdot r_{\text{Т4}} - Q_{\text{СН4}} \cdot x_{\text{Т4}}}{U_4 - \Delta U_{\text{ТВ4}}} = \frac{10 \cdot 1,29 + 6,2 \cdot 0}{119,11 - 4,73} = 0,11 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН4}} = \frac{P_{\text{НН4}} \cdot r_{\text{Т4}} - Q_{\text{НН4}} \cdot x_{45}}{U_4 - \Delta U_{\text{ТВ4}}} = \frac{6 \cdot 1,29 + 4,34 \cdot 25,83}{119,12 - 4,73} = 1,05 \text{ кВ}.$$

Для ПС №4 значення величин $U_{\text{ПС}}$ і $U_{\text{ПН}}$ складе:

$$U_{\text{ПС4}} = U_4 - \Delta U_{\text{ТВ4}} - \Delta U_{\text{ТС4}} = 119,12 - 4,73 - 0,11 = 114,27 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ПН4}} = U_4 - \Delta U_{\text{ТВ4}} - \Delta U_{\text{ТН4}} = 119,12 - 4,73 - 1,05 = 113,34 \text{ кВ}.$$

Знаходимо бажану відносну кількість витків РПН силових трансформаторів, що встановлені на ПС №4:

$$\omega_{\text{ВЖ4}} = \frac{U_{\text{ПН4}} \cdot U_{\text{ТН4}}}{U_{\text{ТВ4}} \cdot U_{\text{НДЖ4}}} - 1 = \frac{113,34 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,032.$$

Знайдемо ступінь регулювання РПН силових трансформаторів на ПС №4:

$$N_{\text{В4}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ4}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{0,032}{0,0178} = 1,82 \rightarrow N_{\text{В4}}^{\text{СТ}} = 2.$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		59

Знайдемо стандарту кількість регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС №4:

$$\omega_{B4}^{CT} = N_{B4}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 2 \cdot 0,0178 = 0,036.$$

Таким чином фактичне значення рівня напруги на шинах НН ПС №4 складе:

$$U_{HD4} = \frac{U_{HH4} \cdot U_{TH4}}{U_{TB4} \cdot (1 + \omega_{B4}^{CT})} = \frac{113,34 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 10,47 \text{ кВ.}$$

Знаходимо бажану відносну кількість витків ПБЗ силових трансформаторів, що встановлені на ПС №4:

$$\omega_{CЖ4} = \frac{U_{CЖ4} \cdot U_{TB4} \cdot (1 + \omega_{B4}^{CT})}{U_{PC4} \cdot U_{TC4}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{114,27 \cdot 38,5} - 1 = 0,042.$$

Знайдемо ступінь регулювання РПН силових трансформаторів на ПС №4:

$$N_{C4} = \frac{\omega_{CЖ4}}{\omega_{C0}} = \frac{0,042}{0,025} = 1,68 \rightarrow N_{C4}^{CT} = 2.$$

Знайдемо стандарту кількість регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС №4:

$$\omega_{C4}^{CT} = N_{C4}^{CT} \cdot \omega_{C0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Таким чином фактичне значення рівня напруги на шинах СН ПС №4 складе:

$$U_{CD4} = \frac{U_{PC4} \cdot U_{TC4} \cdot (1 + \omega_{C4}^{CT})}{U_{TB4} \cdot (1 + \omega_{B4}^{CT})} = \frac{114,27 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 38,79 \text{ кВ.}$$

Для решти ПС 110 кВ розрахунок положення регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ здійснюється аналогічно. Результати представлені в табл. 3.17.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.17 – Положення ПБЗ і РПН в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	118.48	1	10.49	1	38.06
2	117.99	1	10.58	1	38.16
3	117.37	1	10.44	2	38.54
4	119.12	2	10.47	2	38.79
5	119.44	2	10.54	1	38.19

3.7 Режим мінімальних навантажень

Знаходимо значення приєднаного навантаження до понижуючих підстанцій 110 кВ в режимі мінімальних навантажень. Коефіцієнт зменшення навантаження рівний 70 % від максимального навантаження.

Знайдемо значення активного навантаження ПС №4 в режимі мінімальних навантажень:

$$P_{\text{сн4}}^{\text{min}} = 0,7 \cdot P_{\text{сн4}} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нн4}}^{\text{min}} = 0,7 \cdot P_{\text{нн4}} = 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ МВт}.$$

Знайдемо значення реактивного навантаження ПС №4 в режимі мінімальних навантажень:

$$Q_{\text{сн4}}^{\text{min}} = -P_{\text{сн4}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сн}} = -7 \cdot \text{tg}(31,79^\circ) = -4,34 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{нн4}}^{\text{min}} = -P_{\text{нн4}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{нн}} = -4,2 \cdot \text{tg}(35,9^\circ) = -3,04 \text{ МВАр}.$$

Таким чином значення повного навантаження ПС №4 в режимі мінімальних навантажень складе:

$$\dot{S}_4^{\text{min}} = P_{\text{сн4}}^{\text{min}} + P_{\text{нн4}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{сн4}}^{\text{min}} + Q_{\text{нн4}}^{\text{min}}) = 7 + 4,2 + j(-4,34 - 3,04) = 11,2 - j7,38 \text{ МВА}.$$

Аналогічно розраховуємо навантаження для решти ПС 110 кВ.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		61

В табл. 3.18 представлені значення навантажень на ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень.

Таблиця 3.18 - Навантаження в режимі мінімальних навантажень

ПС	Повне навантаження, МВА
1	12.6-j8.393
2	11.2-j7.23
3	13.3-j8.53
4	11.2-j7.38
5	15.4-j10.27

Здійснимо перевірку можливості відключення одного силового трансформатора на ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень.

Приклад перевірки наведемо для ПС №4. Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів встановлених на ПС №4 складе:

$$\Sigma(|S_4|^2) = \left(|S_{\text{ВН4}}^{\text{min}}|\right)^2 + \left(|S_{\text{СН4}}^{\text{min}}|\right)^2 + \left(|S_{\text{НН4}}^{\text{min}}|\right)^2 = 13,41^2 + 8,24^2 + 5,19^2 = 274,6 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо значення критичної потужності силових трансформаторів на ПС №4:

$$S_{\text{кр4}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{хх4}} \cdot S_{\text{н4}}^2}{\Delta P_{\text{к4}}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot (16)^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА.}$$

Так як $274,6 \text{ МВА} > 235,52$, то на ПС №4 повинні бути включені два силові трансформатори в режимі мінімальних навантажень.

Так само виконуємо перевірку для решти понижуючих підстанцій 110 кВ районної електричної мережі.

Результати перевірки необхідності відключення одного силового трансформатора на ПС 110 кВ представлені в табл. 3.19.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		62

Таблиця 3.19 – Кількість включених в роботу трансформаторів

ПС	Тип трансформаторів	$\Sigma(S_i ^2)$, МВА	$S_{кр}$, МВА	Кількість трансформаторів
1	2×ТДТН-16000/110	344.81	235.52	2
2	2×ТДТН-16000/110	287.37	235.52	2
3	2×ТДТН-16000/110	414.27	235.52	2
4	2×ТДТН-16000/110	274.6	235.52	2
5	2×ТДТН-25000/110	515.06	553.57	1

Як бачимо на ПС №5 в режимі мінімальних навантажень має бути включених один силовий трансформатор. Тому здійснюємо перерахунок величини приведених навантажень та еквівалентних провідностей в пункті мережі. В результаті отримуємо значення представлені в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Результат розрахунку приведених навантажень та еквівалентних провідностей для режиму мінімальних навантажень.

Номер пункту	Приведене навантаження, МВА	Еквівалентна провідність, См
1	12.63-j9.26	$(3.48+j65.62) \cdot 10^{-6}$
2	11.23-j7.85	$(3.48+j144) \cdot 10^{-6}$
3	13.34-j9.4	$(3.48+j13.46) \cdot 10^{-6}$
4	11.23-j8.04	$(3.48+j111.2) \cdot 10^{-6}$
5	15.46-j11.95	$(2.34+j61.56) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j167.8 \cdot 10^{-6}$

Згідно нових значень приведених навантажень та еквівалентних провідностей розраховуємо режимні характеристики при мінімальних навантаженнях на шинах понижуючих підстанцій. Розрахунки виконуються аналогічно до режиму максимальних навантаженнях за допомогою методу розрізання контурів. Результати розрахунків представлені в табл. 3.21.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		63

Таблиця 3.21 – Ітераційний розрахунок режимних параметрів при мінімальних навантаженнях

Параметри	Номер ітерації		
	1	2	3
1	2	3	4
\dot{I}_{45} , кА	0	-0.014-j0.002	-0.014-j0.002
\dot{I}_{24} , кА	0	-0.038+j0.014	-0.038+j0.013
\dot{I}_{12} , кА	0	0.018-j0.009	0.018-j0.009
\dot{J}_1 , кА	0.111-j0.075	0.129-j0.085	0.129-j0.085
\dot{J}_2 , кА	0.099-j0.056	0.043-j0.032	0.043-j0.033
\dot{J}_3 , кА	0.118-j0.085	0.118-j0.084	0.118-j0.084
\dot{J}_4 , кА	0.098-j0.059	0.123-j0.074	0.123-j0.074
\dot{J}_5 , кА	0.135-j0.099	0.149-j0.098	0.149-j0.097
\dot{I}_{01} , кА	0.111-j0.075	0.129-j0.085	0.129-j0.085
\dot{I}_{23} , кА	0.118-j0.085	0.118-j0.084	0.118-j0.084
\dot{I}_{02} , кА	0.217-j0.141	0.161-j0.116	0.161-j0.117
\dot{I}_{04} , кА	0.098-j0.059	0.123-j0.074	0.123-j0.074
\dot{I}_{05} , кА	0.135-j0.099	0.149-j0.098	0.149-j0.097
\dot{U}_1 , кВ	113.436-j1.287	113.219-j1.505	113.228-j1.505
\dot{U}_2 , кВ	112.368-j2.262	112.902-j1.63	112.887-j1.63
\dot{U}_3 , кВ	111.914-j2.467	112.452-j1.836	112.436-j1.837
\dot{U}_4 , кВ	113.943-j0.981	113.669-j1.22	113.675-j1.22
\dot{U}_5 , кВ	113.884-j0.855	113.862-j0.971	113.863-j0.971
\dot{S}_0 , МВА	64.572-j40.768	64.559-j40.642	64.561-j40.643
\dot{E}_{45} , кВ	0.058-j0.125	-0.004-j0.001	0.00007+j0.00004

Продовження таблиці 3.21

1	2	3	4
$\dot{E}_{24}, \text{кВ}$	$-1.575-j1.282$	$0.033-j0.005$	$-0.0005-j0.0003$
$\dot{E}_{12}, \text{кВ}$	$1.068+j0.976$	$-0.033+j0.006$	$0.0005+j0.0004$

Аналогічно до режиму максимальних навантажень визначаємо потокорозподіл потужності по ділянках мережі. Результати розрахунку представлені в табл. 3.22.

Таблиця 3.22 – Потокорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	Потокорозподіл потужності, МВА	
	на початку	в кінці
0-1	$14.799-j9.724$	$14.698-j9.38$
0-2	$18.497-j13.445$	$18.348-j12.936$
0-4	$14.103-j8.483$	$14.031-j8.235$
0-5	$17.162-j11.21$	$17.087-j10.954$
1-2	$2.02-j0.966$	$2.015-j0.961$
2-3	$13.42-j9.289$	$13.384-j9.226$
4-2	$4.355-j1.437$	$4.33-j1.411$
5-4	$1.599+j0.196$	$1.596+j0.2$

Розрахуємо втрати потужності в РЕМ:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{01} + \dot{I}_{02} + \dot{I}_{04} + \dot{I}_{05}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\
 &= 115 \cdot ((0,129 - j0,085) + (0,161 - j0,117) + (0,123 - j0,074) + (0,149 - j0,097)) + \\
 &+ 115^2 \cdot j167,8 \cdot 10^{-6} - ((12,6 - j8,39) + (11,2 - j7,23) + (13,3 - j8,52) + (11,2 - j7,38) + \\
 &+ (15,4 - j10,27)) = 0,86 + j1,17 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

На рис. 3.7 представлені режимні параметри роботи мережі при мінімальних навантаженнях.

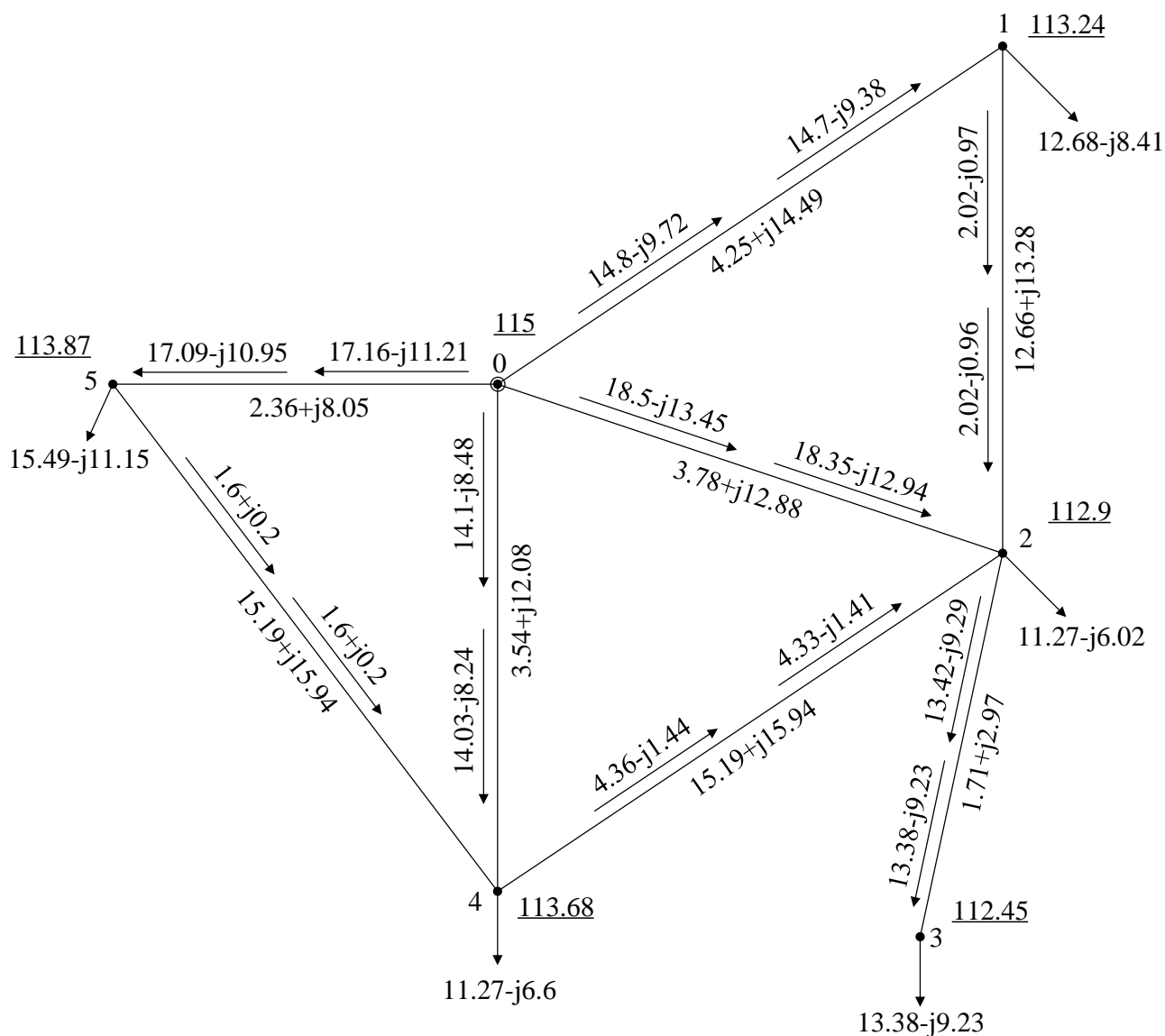


Рис. 3.7 – Режим мінімальних навантажень

Здійснимо вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень. Розрахунки виконуються аналогічно до режимі максимальних навантажень.

Результати вибору положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень представлені в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Положення ПБЗ і РПН в режимі мінімальних навантажень

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	113.24	-1	10.55	1	38.17
2	112.9	0	10.43	2	38.48
3	112.45	-1	10.51	2	38.77
4	113.68	0	10.48	2	38.74
5	113.87	-2	10.5	1	38.25

3.8 Післяаварійний режим

Знайдемо режимні параметри мережі після відключення найбільш завантаженої ділянки в режимі максимальних навантажень. В розрахунковій мережі такою є ділянка 0-2.

Оскільки змінюється конфігурація мережі виконаємо перерахунок еквівалентних провідностей п.2 та БП:

$$\underline{Y}_2 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24}) + \underline{Y}_{\text{т2}} = 0.5 \cdot (j77.27 + j75.34 + j92.72) \cdot 10^{-6} + (3.48 - j24.2) \cdot 10^{-6} = (3.48 + j98.45) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{01} + \underline{Y}_{04} + \underline{Y}_{05}) = 0.5 \cdot (j102.4 + j85.31 + j56.87) \cdot 10^{-6} = j122.3 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Знаходимо режимні характеристики роботи мережі в післяаварійному режимі. Результати розрахунків представлені в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Параметр	Ітерація				
	1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6
$\dot{I}_{45}, \text{кА}$	0	-0.071+j0.025	-0.067+j0.021	-0.067+j0.021	-0.067+j0.021
$\dot{I}_{24}, \text{кА}$	0	-0.196+j0.139	-0.185+j0.12	-0.186+j0.121	-0.186+j0.121
$\dot{J}_1, \text{кА}$	0.162-j0.13	0.16-j0.122	0.161-j0.122	0.161-j0.122	0.161-j0.122

Продовження таблиці 3.24

1	2	3	4	5	6
$\dot{J}_2, \text{кА}$	0.154-j0.117	-0.05+j0.037	-0.037+j0.017	-0.039+j0.018	-0.039+j0.018
$\dot{J}_3, \text{кА}$	0.183-j0.153	0.174-j0.135	0.175-j0.136	0.175-j0.136	0.175-j0.136
$\dot{J}_4, \text{кА}$	0.141-j0.094	0.268-j0.211	0.26-j0.195	0.261-j0.196	0.261-j0.196
$\dot{J}_5, \text{кА}$	0.194-j0.141	0.264-j0.168	0.26-j0.164	0.261-j0.164	0.261-j0.164
$\dot{I}_{23}, \text{кА}$	0.183-j0.153	0.174-j0.135	0.175-j0.136	0.175-j0.136	0.175-j0.136
$\dot{I}_{12}, \text{кА}$	0.338-j0.271	0.124-j0.098	0.138-j0.12	0.136-j0.118	0.136-j0.118
$\dot{I}_{01}, \text{кА}$	0.5-j0.4	0.284-j0.22	0.298-j0.242	0.297-j0.241	0.297-j0.241
$\dot{I}_{04}, \text{кА}$	0.141-j0.094	0.268-j0.211	0.26-j0.195	0.261-j0.196	0.261-j0.196
$\dot{I}_{05}, \text{кА}$	0.194-j0.141	0.264-j0.168	0.26-j0.164	0.261-j0.164	0.261-j0.164
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	107.072-j5.548	110.604-j3.178	110.226-j3.293	110.255-j3.276	110.252-j3.277
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	99.2-j6.609	107.731-j3.573	106.894-j3.605	106.962-j3.585	106.957-j3.586
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	98.431-j6.893	107.032-j3.859	106.189-j3.892	106.258-j3.873	106.253-j3.873
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	113.367-j1.369	111.51-j2.485	111.721-j2.447	111.704-j2.455	111.706-j2.455
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	113.407-j1.225	113.025-j1.732	113.069-j1.708	113.066-j1.711	113.066-j1.711
$\dot{S}_0, \text{МВА}$	95.986-j71.46	93.816-j67.214	94.102-j67.501	94.084-j67.473	94.086-j67.474
$\dot{E}_{45}, \text{кВ}$	-0.04-j0.144	-0.035-j0.007	0.003+j0.002	-0.0003-j0.0001	0.00002+j0.00001
$\dot{E}_{24}, \text{кВ}$	-14.168-j5.24	1.411j-0.067	-0.117-j0.032	0.01+j0.0004	-0.0005-0.0002i

Розрахуємо втрати потужності в районній електричній мережі в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_\Sigma &= U_0 \cdot (\dot{I}_{01} + \dot{I}_{04} + \dot{I}_{05}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\
 &= 115 \cdot ((0,297 - j0,241) + (0,261 - j0,196) + (0,261 - j0,164)) + \\
 &+ 115^2 \cdot j122,3 \cdot 10^{-6} - ((18 - j11,99) + (16 - j10,33) + (19 - j12,19) + (16 - j10,54) + \\
 &+ (22 - j14,68)) = 3,09 - j7,74 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		68

Аналогічно до режиму максимальних навантажень визначаємо поточкорозподіл потужності по ділянкам мережі. Результати розрахунку представлені в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Поточкорозподіл потужності в післяаварійному режимі

ПЛ	Поточкорозподіл потужності, МВА	
	на початку	в кінці
0-1	34.123-j27.676	33.503-j25.561
0-4	29.998-j22.577	29.621-j21.29
0-5	29.964-j18.838	29.741-j18.075
1-2	15.392-j12.609	14.98-j12.177
2-3	19.206-j13.946	19.122-j13.799
4-2	21.07-j13.024	20.323-j12.241
5-4	7.622-j2.307	7.547-j2.228

Результати перевірки перерізів проводів за тривало-допустим струмом в післяаварійному режимі представлені в табл. 3.26.

Таблиця 3.26 – Перевірка перерізів проводів за нагріванням

ПЛ	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-1	240	610	220.58
0-4	240	610	188.49
0-5	240	610	177.69
1-2	70	265	104.15
2-3	2×120	2×390	128.05
2-4	70	265	127.99
4-5	70	265	40.66

На рис. 3.8 представлені режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі.

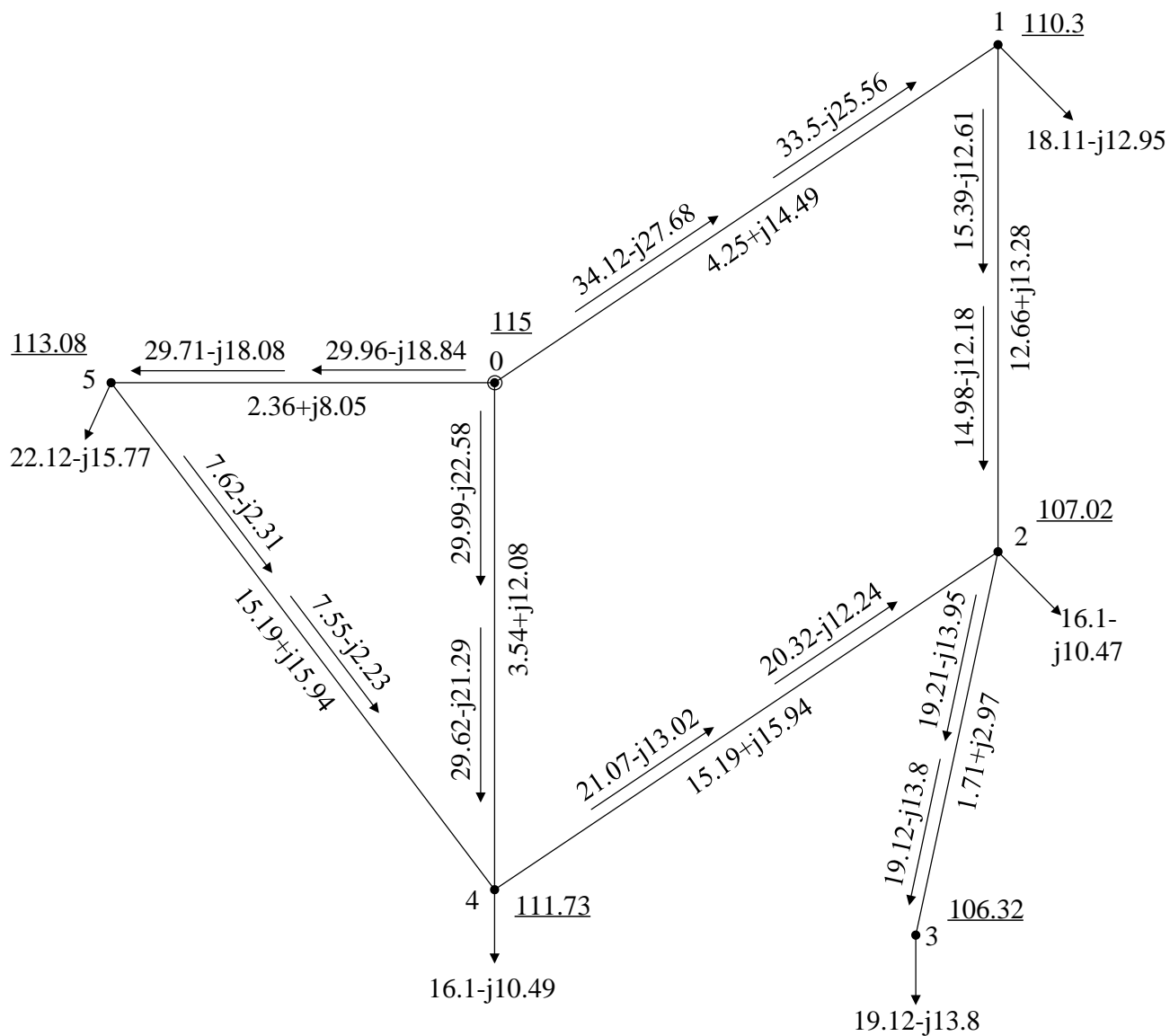


Рис. 3.7 – Післяаварійний режим

Результати вибору положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі представлені в табл. 3.27.

Таблиця 3.27 – Положення ПБЗ і РПН в післяаварійному режимі

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	2	3	4	5	6
1	110.3	-4	10.6	1	38.54
2	107.02	-4	10.41	2	38.51

Продовження таблиці 3.27

1	2	3	4	5	6
3	106.32	-5	10.43	2	38.57
4	111.73	-2	10.47	2	38.85
5	113.08	-1	10.47	2	38.88

Висновки до розділу

В даному розділі проекту для п'яти понижуючих підстанцій 110 кВ обрано силові трансформатори. Для повітряних ліній виконано вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів. Обрані перерізи перевірені на відповідність технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних обмежень.

Виконано розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Розраховано параметри роботи мережі при мінімальних та максимальних навантаженнях, а також в післяаварійному режимі.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

В першому розділі для повітряної лінії 110 кВ, що виконана на сталевих опорах побудовано графік функції оптимальних витрат для перерізів провідників 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Також виконано лінійну апроксимацію функції оптимальних витрат згідно методу найменших квадратів. Апроксимацію зроблено для проєктованих та існуючих ліній електропередачі.

В другому розділі виконано оптимізацію розподільчої електричної мережі 110 кВ за допомогою методу впорядкованого виключення гілок.

В третьому розділі проєкту для п'яти понижуючих підстанцій 110 кВ обрано силові трансформатори. Для повітряних ліній виконано вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів. Обрані перерізи перевірені на відповідність технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних обмежень.

Виконано розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Розраховано параметри роботи мережі при мінімальних та максимальних навантаженнях, а також в післяаварійному режимі. Для розрахованих режимів обрано положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

2. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: «КПІ», 2007. – 100 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 с.

					ДП5105.6.050701.002.ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		