

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Гейматураз КАЩАДЗЕ
"13" 06 2024 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

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

на тему: «Питання оптимізації розвитку та розрахунок режимів електричних мереж
енергосистем 110кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-01

Яковчук Олексій Богданович

Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.

Баженов Володимир Андрійович

Рецензент:

Пушкар Микола Васильович

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

Студент

Київ – 2024 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ
«___» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Яковчуку Олексію Богдановичу

1. Тема дипломного проєкту: «Питання оптимізації розвитку та розрахунок режимів електричних мереж енергосистем 110 кВ» науковий керівник дипломного проєкту Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «28» 05 2024 р. №2127-с.
2. Термін подання студентом проєкту: «10» червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проєкту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту:
 - 4.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі за методом упорядкованого виключення гілок.
 - 4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.
 - 4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.
5. Перелік графічного матеріалу:
 - 5.1. Ситуаційний план.
 - 5.2. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
 - 5.3. Результат розрахунку робочих режимів мережі.

6. Дата видачі завдання: 07 квітня 2024 року.

Календарний план			
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння	10.04.24 - 20.04.24	
2	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	22.04.24 - 20.05.24	
3	Виконання креслень	24.05.24 - 9.06.24	

Студент



Олексій ЯКОВЧУК

Керівник проєкту



Володимир БАЖЕНОВ

НТУУ "КПІ"
Кафедра ЕМС

Група

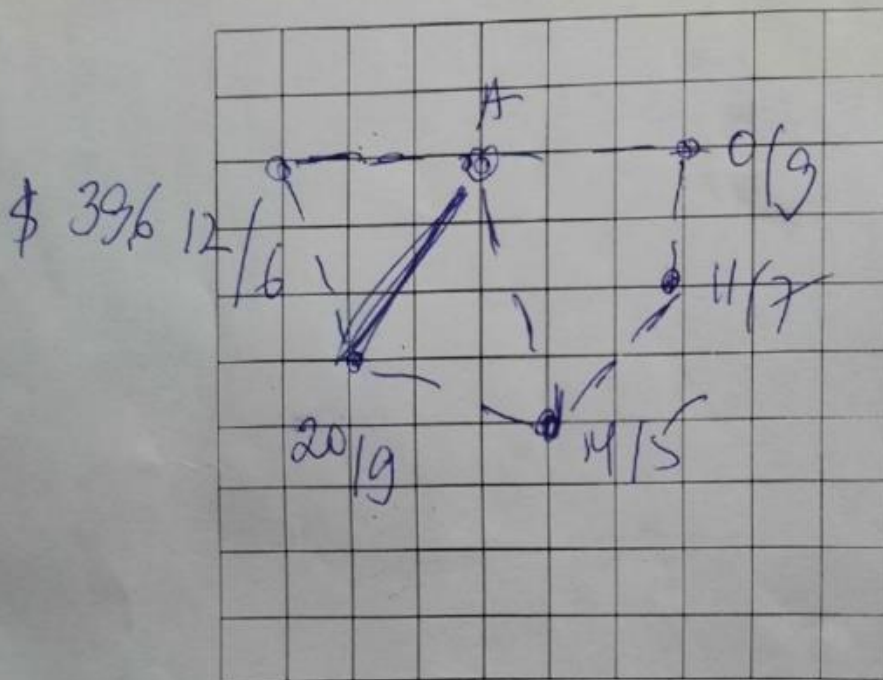
Ее-01

Студент

Ковбур 0

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ

Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,83$ $\cos \varphi_{\text{нн}} = 0,81$ $T_{\text{max}} = 5200$ [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = 63$ (%). р-н I - II.
- $M_{\text{зміг}} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_n =$ _____

Примітки:

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

Завдання
видає

Дата

7.03.2023

Підпис викладача

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Питання оптимізації розвитку та розрахунок режимів електричних
мереж енергосистем 110 кВ»

Київ – 2024 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість лістів	Примітка
1	A4	ДП0115.141.008.ПЗ	Пояснювальна записка	71	
2	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
3	A1	ДП0115.141.008.003.ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП0115.141.008.002.ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
5	A1	ДП0115.141.008.001.ТК	Принципова схема РЕМ	1	

					ДП0115.141.008.ПЗ		
Змк	Арк	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Яковчук О. Б.				Питання оптимізації розвитку та розрахунок режимів електричних мереж енергосистем 110кВ		
Перевір	Баженов В. А.						
Н. Кантр.	Маскаковський				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», ФЕА, ЕС-01		
Затверд.	Кацадзе Т.Л						
					Лист	Арк.	Акресів
						6	71

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка складається з 71 сторінок формату А4, серед яких належать 26 таблиць, 15 рисунків та 5 джерела літератури. Графічна частина складається з 3 аркушів формату А1.

Метою даного проекту оптимізація розвитку та розрахунок режимів електричних мереж енергосистем 110кВ .

В даному дипломному проекті було знайдено функцію дисконтованих витрат повітряної лінії електропередачі , а також оптимальну конфігурацію розподільчої мережі 110 кВ.

Виконано розрахунок опорних режимів роботи мережі.

ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ, ЕКОНОМІЧНІ ІНТЕРВАЛИ ПЕРЕРРІЗІВ, МЕТОД ВИКЛЮЧЕННЯ ГІЛОК, ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note consists of 71 A4 pages, including 26 tables, 15 figures, and 5 references. The graphic part consists of 3 A1 sheets. The aim of this project is to optimise the development and calculation of power grid modes of 110kV power systems. In this thesis project, the function of discounted costs of an overhead power line was found, as well as the optimal configuration of a 110 kV distribution network. The reference modes of the network were calculated.

OPTIMAL CONFIGURATION, ECONOMICAL CUT INTERVALS, BRANCH EXCLUSION METHOD, DISCOUNTED COST FUNCTION, POWER LINE, GRID OPERATION MODE, ELECTRIC GRID.

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	10
Вступ.....	11
1 Функція дисконтованих витрат	12
1.1 Загальні положення до розділу	12
1.2 Функція дисконтованих витрат повітряних ліній-110 кВ	14
Висновки до розділу 1	16
2 Апроксимація функції дисконтованих витрат	17
2.1 Загальні положення до розділу	17
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	18
Висновки до розділу 2.....	20
3 Оптимальна конфігурація електричної мережі.....	22
3.1 Загальні положення до розділу	22
3.2 Оптимальна конфігурація леп 110 кВ	22
Висновки до розділу 3.....	31
4 Розрахунок режимів роботи рем	32
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	32
4.2 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	33
4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ	36
4.4. Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	42
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей...	46
4.6 Розрахунок максимальних навантажень	48
4.7 Розрахунок мінімальних навантажень	59
4.8. Розрахунок післяаварійного режиму.....	63
Висновки до розділу 4.....	65
Загальні висновки.....	67
Список використаних джерел	69
Додаток А. Результат перевірки дипломоного проєкту на плагіат.....	70

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН	—	висока напруга;
КЗ	—	коротке замикання;
ЛЕП	—	лінія електропередачі;
НН	—	низька напруга;
ПБЗ	—	переключення без збудження;
ПЛ	—	повітряна лінія;
ПС	—	підстанція;
РПН	—	регулювання під навантаженням;
СН	—	середня напруга;
РЕМ	—	район електричних мереж.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В ході проектування електричних мереж і систем проводиться технічно-економічне обґрунтування рішень, яке визначає їх розвиток і забезпечує постачання електроенергії споживачам з мінімальними витратами, дотримуючись необхідних технічних обмежень щодо якості електроенергії та надійності електропостачання.

Як проєкт розвитку електричної мережі може виконуватися, як самостійна робота або як частина загальної схеми розвитку енергосистеми. На різних етапах виконання проєкту електричної мережі потрібно вирішувати різні завдання, серед яких можна виділити:

- Аналіз завантаженості існуючої електричної мережі, можливості регулювання та виявлення «вузьких місць».
- Розрахунок активного навантаження споживачів та складання балансу потужності.
- Обґрунтування потреб у будівництві нових ПС.
- Розрахунок режимів роботи електричної мережі і обґрунтування плану будівництва нових мереж.
- Статична та динамічна стійкість паралельної роботи електростанції.
- Визначення умов регулювання напруг та складання реактивної потужності.
- Узагальнення даних щодо планового обсягу розвитку мережі, витрат, черговості будівництва тощо.

В даному проєкті розглядається питання оптимізації мережі 110 кВ.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Загальні положення до розділу

Під час виконання оптимізації розвитку електричної системи для зрівняння різних варіантів застосовують суму приведених витрат для всіх гілок даної системи (1.1):

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_i. \quad (1.1)$$

де i – поточна гілка електричної мережі;

M – множина всіх можливих гілок мережі.

До кожної електричної мережі належать лінії електропередачі та силові трансформатори, які мають дискретні параметри, такі як номінальна напруга, потужність трансформатора, кількість кіл та переріз проводів на ділянках ЛЕП. Це ускладнює оптимізацію електричної мережі. Вказані параметри можна представити як функцію від потоку потужності через ділянки ЛЕП і трансформатори. Для зменшення розмірності задачі ці параметри виключаються зі складу незалежних змінних. Для цього можна використати метод економічних інтервалів, який дозволяє визначити приведені витрати кожної гілки мережі для будь-якого значення потужності, що протікає нею задовольняють умові (1.2):

$$Z_i(P_i) = \min \{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\}, \quad (1.2)$$

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

Витрати для ЛЕП знаходять за виразом (1.3):

$$Z_V = Z_{V0} \cdot l, \quad (1.3)$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

l – довжина лінії електропередачі.

Приведені витрати Z_{V0} можливо розрахувати за виразом (1.4):

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau, \quad (1.4)$$

K_{V0} – капітальні вкладення для будівництва одиниці довжини ліній електропередач перерізом S_V ;

P_a – витрати в рік для обслуговування та ремонту ліній електропередач;

E – норма дисконту;

P – значення потоку потужності ЛЕП;

U_n – номінальна напруга мережі;

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

r_{V0} – погонний активний опір перерізу ЛЕП;

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

τ – час максимальних втрат.

Функцію приведених втрат ЛЕП представлено в такому вигляді (1.5):

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2, \quad (1.5)$$

де a_{V0} та b_{V0} коефіцієнти параболи, які визначаються за формулами (1.6):

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E}; \quad (1.6)$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot 3_e \cdot K_{V0}}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E}.$$

Функцію приведених витрат можна записати для будь-якої кількості перерізів, допустимих для даного класу напруги. У результаті отримуємо сімейство парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, що огинає ці параболи знизу.

1.2 Функція дисконтованих витрат повітряних ліній-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, побудуємо функцію оптимальних витрат, яка виконана на залізобетонних опорах. Використовуємо скорочену номенклатуру стандартних перерізів, а саме 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Питомий опір перерізів наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. – Питомий опір проводів

Переріз, мм ²	Питомий опір, Ом/км
70/11	0,422
120/19	0,244
240/19	0,188

Показники вартості спорудження ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2. – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм ²	Вартість, тис.грн./км
70/11	2494
120/19	2732
240/19	3168

Розрахунок часу максимальних витрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5200 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3633,09 \text{ год/рік}$$

Розрахунок коефіцієнтів параболи для обраних проводів:

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 2494 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2494}{0,1} = 2794 \frac{\text{тис.грн.}}{\text{км}};$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_h^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,95 \cdot 3633,09}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,05 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E} = 2732 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2732}{0,1} = 3060 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_h^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 1,95 \cdot 3633,09}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,76 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E} = 3168 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 3168}{0,1} = 3548 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_h^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 1,95 \cdot 3633,09}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,85 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2.$$

Функція сумарних дисконтованих витрат для проводів з перерізом 70 мм², 120 мм² та 240 мм² має вигляд:

$$3_{V70}(P) = a_{V70} + b_{V70} \cdot P^2 = 2794 + 3,05 \cdot P^2;$$

$$3_{V120}(P) = a_{V120} + b_{V120} \cdot P^2 = 3060 + 1,76 \cdot P^2;$$

$$3_{V240}(P) = a_{V240} + b_{V240} \cdot P^2 = 3548 + 0,85 \cdot P^2.$$

Графік функцій дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ для перерізів проводів зображені на рис. 1.1.

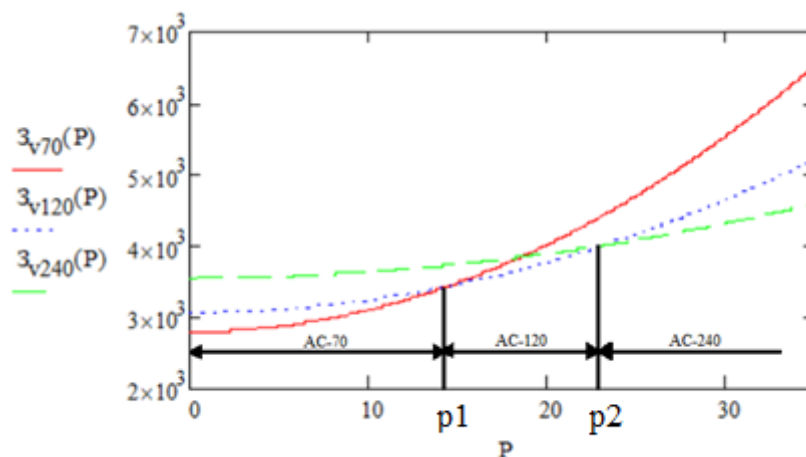


Рисунок 1.1 – Графік функції питомих витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу 1

В даному розділі було розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм² та 240 мм², розраховано час економічні показники. При розрахунках коефіцієнтів параболі враховувалися наступні перерізи: 1х70 мм², 1х120 мм² та 1х240 мм² та отримали наступні значення $a_{V70} = 2794 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$, $b_{V70} = 3,05 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2$, $a_{V120} = 3060 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$, $b_{V120} = 1,76 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2$, $a_{V240} = 3548 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$, $b_{V240} = 0,85 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}} \cdot \text{МВт}^2$ проводів та побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах. Після цього було побудовано графік сімейства парабол і визначено точки економічної рівнозначності перерізів, які становлять $p_1=14,38 \text{ МВт}$, $p_2=23,14 \text{ МВт}$.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення до розділу

Одним із методів апроксимації є метод найменших квадратів. Він дозволяє, на основі заданих значень функції, знайти многочлен, що досить точно описує необхідну функцію. Даний многочлен має такий вигляд (2.1):

$$y(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^3 + \dots + a_k \cdot x^k + \dots + a_M \cdot x^M. \quad (2.1)$$

Під час розрахунку метода найменших квадратів здійснюється вибір многочлену під час якого функція має мінімальне значення (2.2):

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M). \quad (2.2)$$

Завершувати диференціювання останнього виразу кожного коефіцієнта a_k прирівнявши значення отриманих похідних до нуля, маємо систему рівнянь, яка описує коефіцієнти $a_0, a_1, \dots, a_M$.

Дані похідні матимуть такий вигляд (2.3):

$$\frac{\partial f}{\partial a_k} = -2 \cdot \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] \cdot x_i^2 = 0, \quad (2.3)$$

Попередній вираз можна записати у наступному вигляді (2.4):

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^K = a_0 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \cdot \sum_{i=1}^N x_i^{K+j}, \quad (2.4)$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Застосуємо такі позначення (2.5):

$$\begin{aligned}\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^K &= T_K \\ \sum_{i=1}^N x_i^K &= S_K.\end{aligned}\tag{2.5}$$

Система рівнянь для знаходження коефіцієнтів (2.6):

$$\sum_{j=0}^M a_j \cdot S_{K+j} = T_K,\tag{2.6}$$

Коли апроксимація функції виконується прямою лінією система рівнянь має даний вигляд (2.7):

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0; \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1. \end{cases}\tag{2.7}$$

де

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

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Розрахуємо апроксимацію функцій дисконтованих витрат виконану у попередньому розділі.

Під час розрахунку використаємо координати точок, які належать функціям для всіх видів перерізів проводів і точки в , яких функції перетинаються. Розраховані точки координат наведені в табл. 2.1.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Розраховані координати точок

P, МВт	0	5	10	14.4	15	20	23.1	25	30	35
З, тис.грн/км	2794	2870	3099	3425	3457	3766	4005	4081	4316	4593

Сформуємо та розрахуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 5 + 10 + 14,4 + 15 + 20 + 23,1 + 25 + 30 + 35 = 177,525;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 5^2 + 10^2 + 14,4^2 + 15^2 + 20^2 + 23,1^2 + 25^2 + 30^2 + 35^2 = 4242;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 2794 + 2870 + 3099 + 3425 + 3457 + 3766 + 4005 + 4081 + 4316 + 4593 = 3,425 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 2794 + 5 \cdot 2870 + 10 \cdot 3099 + 14,4 \cdot 3425 + 15 \cdot 3457 + 20 \cdot 3766 + 23,1 \cdot 4005 + 25 \cdot 4081 + 30 \cdot 4316 + 35 \cdot 4593 = 7,067 \cdot 10^5.$$

Після розрахунку отримуємо дану систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 177,525 \cdot a_1 = 3,425 \cdot 10^4; \\ 177,525 \cdot a_0 + 4242 \cdot a_1 = 7,067 \cdot 10^5. \end{cases}$$

Розв'язані значення системи рівнянь будуть наступними:

$$a_0 = 2,658 \cdot 10^3 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$a_1 = 55,377 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}.$$

Тому функція сумарних дисконтованих витрат матиме такий вигляд:

$$Z_n = 2,658 \cdot 10^3 + 55,377 \cdot P.$$

Для існуючих розрахунків не наводимо. В результаті було отримано функцію:

$$Z_{icn} = 55,377 \cdot P.$$

Апроксимований графік функції сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, зображено на рис. 2.1.

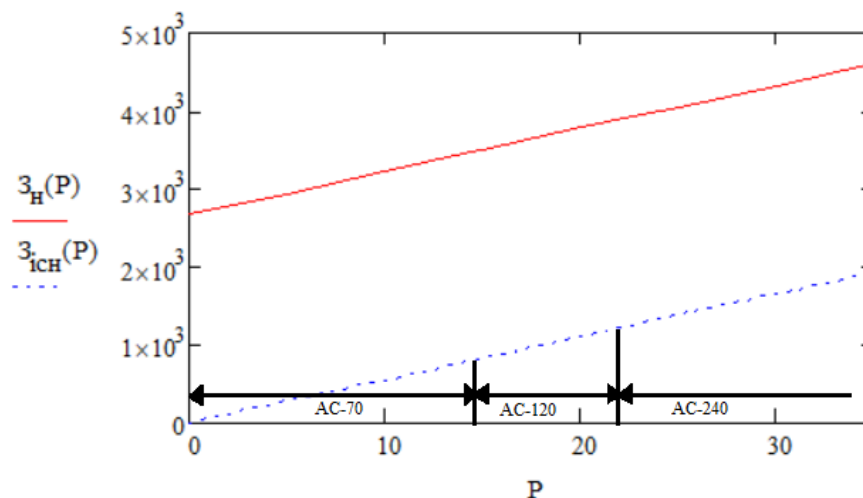


Рисунок. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Висновки до розділу 2

В даному розділі методом найменших квадратів виконано апроксимацію функцій сумарних витрат для відповідних перерізів провідників повітряних ліній 110 кВ, які виконані на залізобетонних опорах. У розрахунку було використано координати точок, які належали знайденим функціям для різних видів перерізів

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

проводів , сформовано системи рівнянь з яких було знайдено коефіцієнти для розрахунку сумарних дисконтованих витрат: $a_0 = 2,658 \cdot 10^3 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$

$$a_1 = 55,377 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}.$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Загальні положення до розділу

Визначення оптимальної конфігурації електричної мережі використаємо метод впорядкованого виключення гілок. Перевагами цього методу є можливість використання кривої економічних інтервалів для розрахунку приведених витрат. Однак цей метод має недолік: він вимагає великої кількості обчислень на кожному етапі оптимізації, і його застосування не завжди дає отримати найкращий варіант.

Для методу впорядкованого виключення гілок потрібно спочатку сформулювати схему мережі, яка буде містити всі можливі варіанти будівництва ЛЕП та розраховують для даної схеми приведені витрати. Далі виконується поступове відключення всіх ліній електричної мережі та розраховують приведені витрати для нової конфігурації мережі. Відключення ліній не має приводити до порушення зв'язаності схеми мережі. Зрівнюючи всі варіанти мережі створені в результаті відключення кожної гілки знаходять варіант, який матиме найбільше зменшення приведених витрат. Цю лінію видаляють із початкової схеми. Таким самим способом знаходять нову лінію на відключення, яка приводить до найбільшого зменшення приведених витрат і видаляють її з мережі. Завершення оптимізації виконується тоді, коли подальше видалення ЛЕП приводить до порушення зв'язаності схеми електричної мережі.

В результаті відключення кожного нового варіанта мережі виконується розрахунок поточкорозподілу за даними довжинами ділянок ЛЕП. Після цього визначають приведені витрати на будівництво та технічну експлуатацію кожної ділянки електричної мережі, а потім сумуємо їх.

3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

Електрична схема мережі із показаними існуючими (продемонстровано, як суцільна лінія) та можливими (продемонстровано, як пунктир) варіантами будівництва ЛЕП 110 кВ зображено на рис. 3.1. А також на схемі позначено активне навантаження у вузлах мережі та довжини кожної ділянки.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

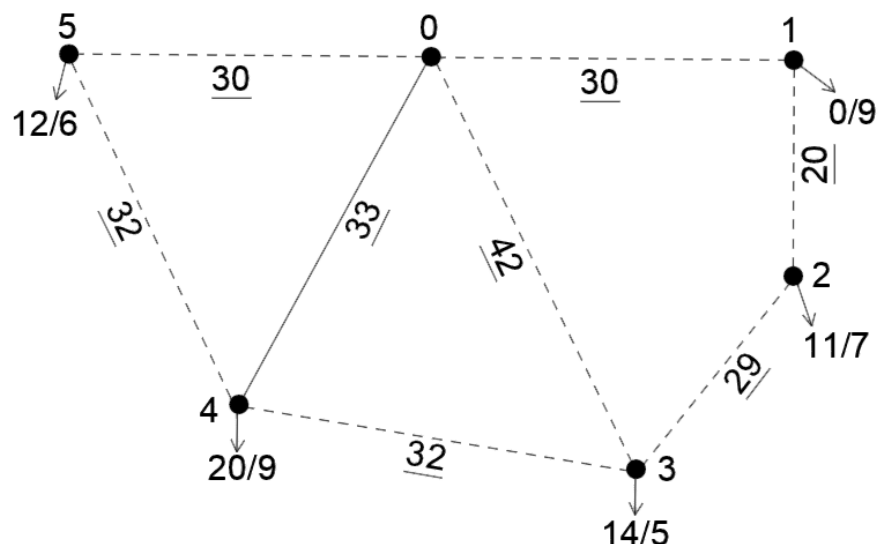


Рисунок. 3.1 – Надлишкова схема РЕМ

Для визначення приведених витрат на будівництво ділянок РЕМ скористаємося апроксимованою функцією дисконтованих витрат, розрахованою в попередньому розділі:

$$Z_n = 2,658 \cdot 10^3 + 55,377 \cdot P.$$

Для існуючої ЛЕП будемо використовувати дану функцію:

$$Z_{\text{існ}} = 55,377 \cdot P.$$

Визначаємо потокорозподіл для початкової схеми РЕМ за довжинами ділянок:

Умовно видаляємо ділянки із схеми 4-5, 4-3 і 2-3 та виконуємо розрахунок потокорозподілу в розімкненій мережі:

$$P_{0_4_роз} = P_4 = 29 \text{ МВт};$$

$$P_{0_5_роз} = P_5 = 18 \text{ МВт}.$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{1_2_роз} = P_2 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_{0_1_роз} = P_{1_2_роз} + P_1 = 18 + 9 = 27 \text{ МВт};$$

$$P_{0_3_роз} = P_3 = 19 \text{ МВт};$$

Також розрахуємо довжини ділянок по контурах схеми:

$$l_I = L_{0-5} + L_{4-5} + L_{0-4} = 30 + 32 + 33 = 95 \text{ км};$$

$$l_{II} = L_{0-3} + L_{3-4} + L_{0-4} = 42 + 32 + 33 = 107 \text{ км};$$

$$l_{III} = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{0-3} + L_{2-3} = 30 + 20 + 42 + 29 = 121 \text{ км};$$

$$l_{II_I} = L_{0-4} = 33 \text{ км};$$

$$l_{III_II} = L_{0-3} = 42 \text{ км}.$$

На рис. 3.2 позначено потокорозподіл в умовно розімкненій мережі.

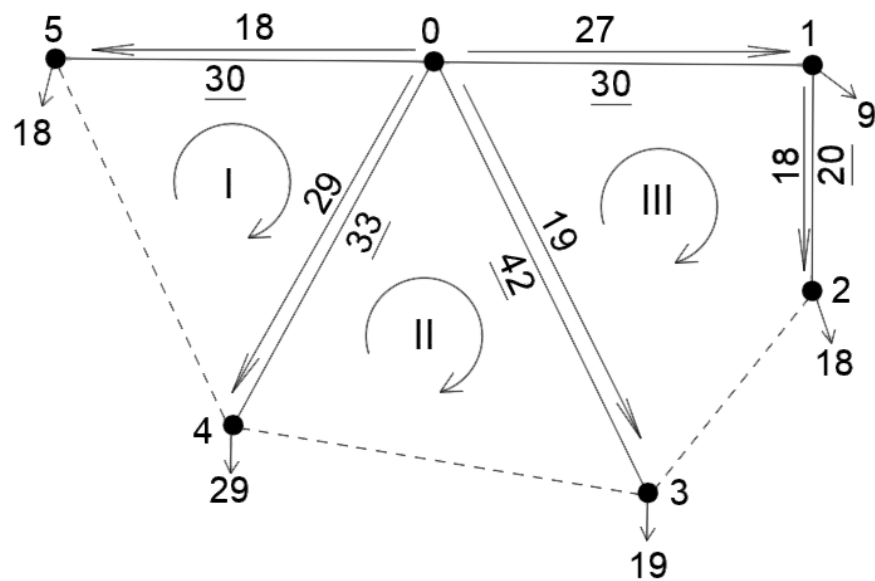


Рисунок. 3.2 – Потокорозподіл в умовно розімкненій мережі

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно для даної схеми сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} P_{0_4_роз} \cdot L_{04} - P_{0_5_роз} \cdot L_{05} = -P_I \cdot l_I + P_{II} \cdot l_{I_II}; \\ P_{0_3_роз} \cdot L_{03} - P_{4_3_роз} \cdot L_{43} - P_{0_4_роз} \cdot L_{04} = -P_{II} \cdot l_{II} + P_I \cdot l_{I_II} + P_{III} \cdot l_{II_III}; \\ P_{0_1_роз} \cdot L_{01} + P_{1_2_роз} \cdot L_{12} - P_{3_2_роз} \cdot L_{32} - P_{0_3_роз} \cdot L_{03} = -P_{III} \cdot l_{III} + P_{II} \cdot l_{II_III}. \end{cases}$$

Підставляємо довжини ділянок по контуру та значення потокорозподілу:

$$\begin{cases} 417 = -P_I \cdot 95 + P_{II} \cdot 33; \\ -159 = -P_{II} \cdot 107 + P_I \cdot 33 + P_{III} \cdot 42; \\ 372 = -P_{III} \cdot 121 + P_{II} \cdot 42. \end{cases}$$

Розв'язавши дане рівняння маємо такі зрівнювальні потужності:

$$\begin{aligned} P_I &= -4,883 \text{ МВт}; \\ P_{II} &= -1,42 \text{ МВт}; \\ P_{III} &= -3,567 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Використовуючи зрівнювальні потужності для потокорозподілу в розімкненій мережі, визначаємо результуючий поткорозподіл:

$$\begin{aligned} P_{0_1} &= P_{0_1_роз} + P_{III} = 27 + (-3,567) = 23,4 \text{ МВт}; \\ P_{0_3} &= P_{0_3_роз} + P_{II} - P_{III} = 19 + (-1,42) - (-3,567) = 21,1 \text{ МВт}; \\ P_{0_4} &= P_{0_4_роз} + P_I - P_{II} = 29 + (-4,883) - (-1,42) = 25,5 \text{ МВт}; \\ P_{0_5} &= P_{0_5_роз} - P_I = 18 + (-4,883) = 22,8 \text{ МВт}; \\ P_{3_2} &= -P_{III} = 3,6 \text{ МВт}; \\ P_{4_3} &= -P_{II} = 1,4 \text{ МВт}; \\ P_{4_5} &= -P_I = 4,9 \text{ МВт}; \\ P_{1_2} &= P_{1_2_роз} + P_{III} = 18 + (-3,567) = 14,4 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка виконання другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}P_{0_4} \cdot L_{0-4} - P_{4_5} \cdot L_{4-5} - P_{0_5} \cdot L_{0-5} &= 25,5 \cdot 33 - 4,9 \cdot 32 - 22,9 \cdot 30 = 0; \\P_{0_3} \cdot L_{0-3} - P_{0_4} \cdot L_{0-4} - P_{4_3} \cdot L_{4-3} &= 21,1 \cdot 42 - 25,5 \cdot 33 - 1,42 \cdot 32 = 0; \\P_{0_1} \cdot L_{0-1} + P_{1_2} \cdot L_{1-2} - P_{3_2} \cdot L_{3-2} - P_{0_3} \cdot L_{0-3} &= 23,4 \cdot 30 + 14,4 \cdot 20 - \\&\quad - 3,567 \cdot 29 - 21,1 \cdot 42 = 0.\end{aligned}$$

Як бачимо розрахунок виконано правильно.

Розрахуємо приведені витрати для кожної ділянки ЛЕП:

$$\begin{aligned}Z_{0_1} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{0_1} = 2,658 + 0,55 \cdot 23,4 = 3,947 \text{ млн.грн}; \\Z_{0_4} &= 0,55 \cdot P_{0_4} = 0,55 \cdot 25,5 = 1,405 \text{ млн.грн}; \\Z_{0_5} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{0_5} = 2,658 + 0,55 \cdot 22,9 = 3,917 \text{ млн.грн}; \\Z_{0_3} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{0_3} = 2,658 + 0,55 \cdot 21,1 = 3,821 \text{ млн.грн}; \\Z_{1_2} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{1_2} = 2,658 + 0,55 \cdot 14,4 = 3,452 \text{ млн.грн}; \\Z_{2_3} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{2_3} = 2,658 + 0,55 \cdot 3,6 = 2,854 \text{ млн.грн}; \\Z_{3_4} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{3_4} = 2,658 + 0,55 \cdot 1,4 = 2,736 \text{ млн.грн}; \\Z_{4_5} &= 2,658 + 0,55 \cdot P_{4_5} = 2,658 + 0,55 \cdot 4,9 = 2,927 \text{ млн.грн}.\end{aligned}$$

Загальні витрати надлишкової мережі :

$$\begin{aligned}Z_0 &= Z_{0_3} + Z_{0_1} + Z_{0_4} + Z_{0_5} + Z_{1_2} + Z_{2_3} + Z_{3_4} + Z_{4_5} = 3,821 + 3,947 + \\&\quad + 1,405 + 3,917 + 3,452 + 2,854 + 2,736 + 2,927 = 25,058 \text{ млн.грн}.\end{aligned}$$

Виконуємо наступні кроки оптимізації конфігурації мережі.

Перший крок.

Поступово із надлишкової схеми видаляємо лінії електропередачі.

Для всіх варіантів конфігурації мережі після кожного відключення ділянки розраховуємо приведені витрати.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В табл. 3.1. наведені результати розрахунків приведених витрат. Всі варіанти конфігурації мережі утворені після відключення ділянок приведені на рис. 3.4. та рис. 3.5.

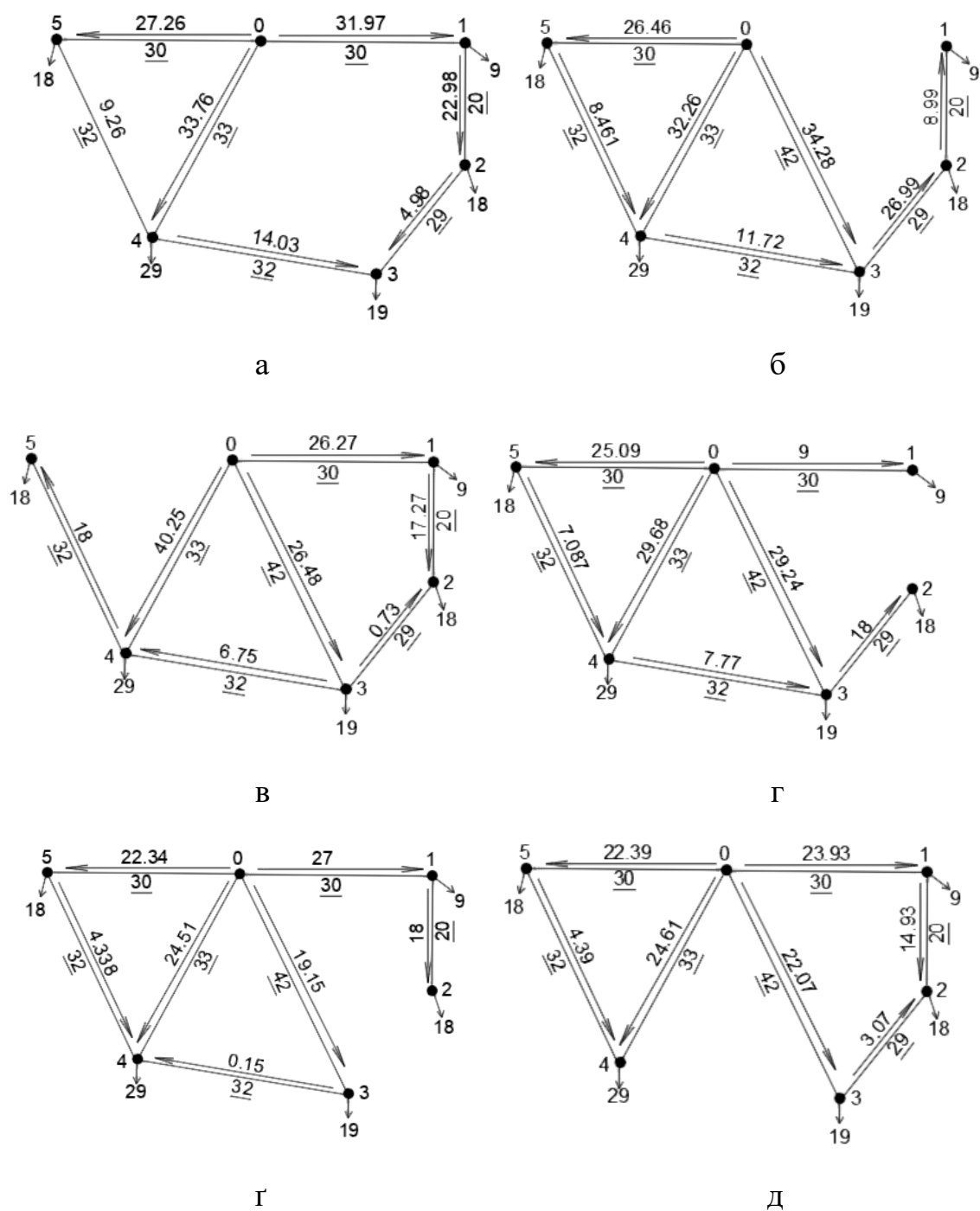
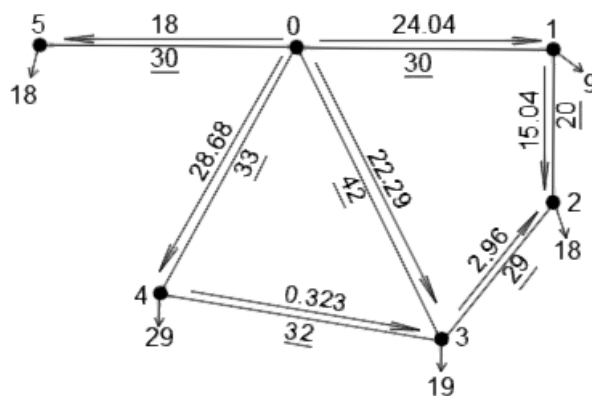


Рисунок. 3.4 – Перший крок конфігурації РЕМ після видалення ділянок:

а-(0-3);б-(0-1);в-(0-5); г-(1-2); г -(2-3);д-(3-4)



е

Рисунок. 3.5 – Перший крок конфігурації РЕМ після видалення ділянки:е-
(4-5)

Таблиця 3.1 – Оптимізація першого кроку

Ділянка	$Z(i)$, млн.грн	$Z_0 - Z(i)$, млн.грн
0-1	24,15	0,91
0-5	23,41	1,64
0-3	23,8	1,26
1-2	22,87	2,19
2-3	22,3	2,76
4-3	22,29	2,76
4-5	22,07	2,99

Після видалення гілки 4-5 приведені витрати будуть найменші.

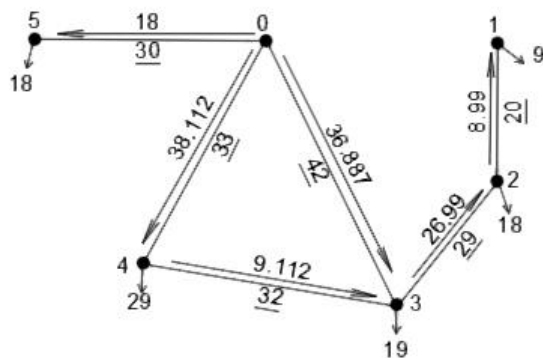
На оптимізації другого кроку приймаємо початкову конфігурацію без ділянки 4-5.

Другий крок.

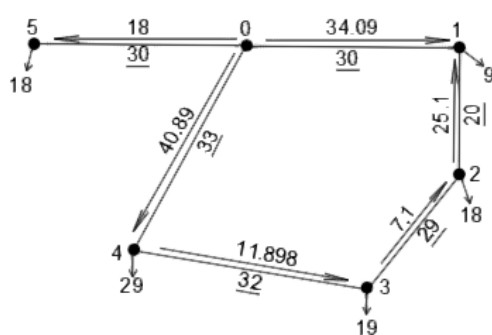
На наступному кроці приймаємо Z_0 рівним значенню 22,07. Відносно першому кроку по чергово видаляємо ділянки та розраховуємо приведені витрати даного кроку.

Всі варіанти конфігурації мережі утворені після відключення ділянок приведені на рис. 3.6.

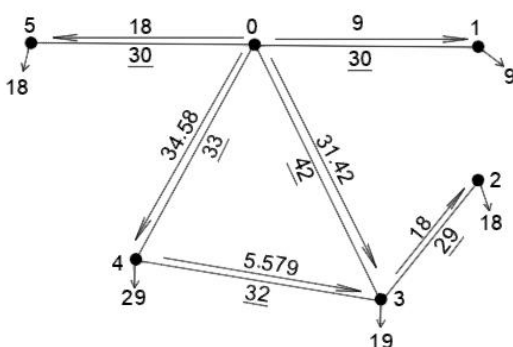
В табл. 3.2. наведені результати розрахунків приведених витрат другого кроку.



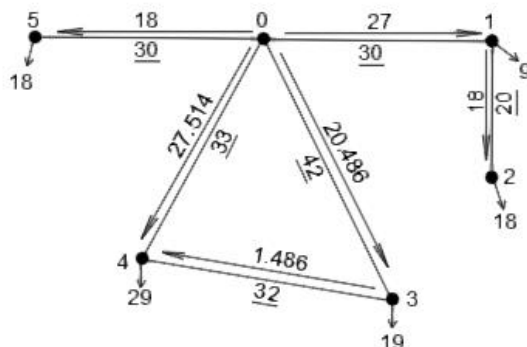
а



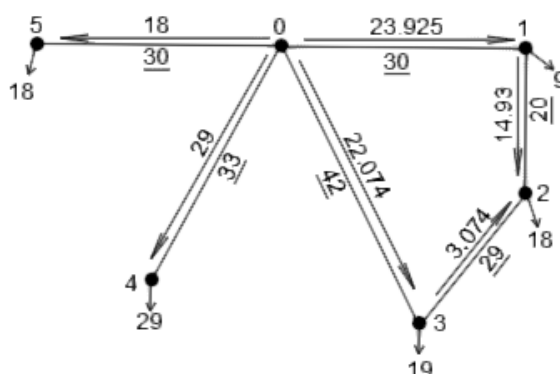
б



в



г



ґ

Рисунок. 3.6 – Другий крок конфігурації РЕМ після видалення ділянок: а- (0-1);б-(0-3);в-(1-2); г-(3-2); ґ -(3-4)

Таблиця 3.2 – Оптимізація другого кроку

Ділянка	$Z(i)$, млн.грн	$Z_0 - Z(i)$, млн.грн
0-1	20,89	1,18
0-3	20.83	1,24
1-2	19.7	2,37
2-3	19.48	2.59
4-3	19.39	2,68

Після видалення гілки 4-3 приведені витрати будуть найменші

На оптимізації третього кроку приймаємо початкову конфігурацію без ділянки 4-3 та 4-5.

Третій крок.

На третьому кроці приймаємо Z_0 рівним значенню 19,39. Відносно другому кроку по чергово видаляємо ділянки та розраховуємо приведені витрати даного кроку.

Всі варіанти конфігурації мережі утворені після відключення ділянок приведені на рис. 3.7.

В табл. 3.3. наведені результати розрахунків приведених витрат третього кроку.

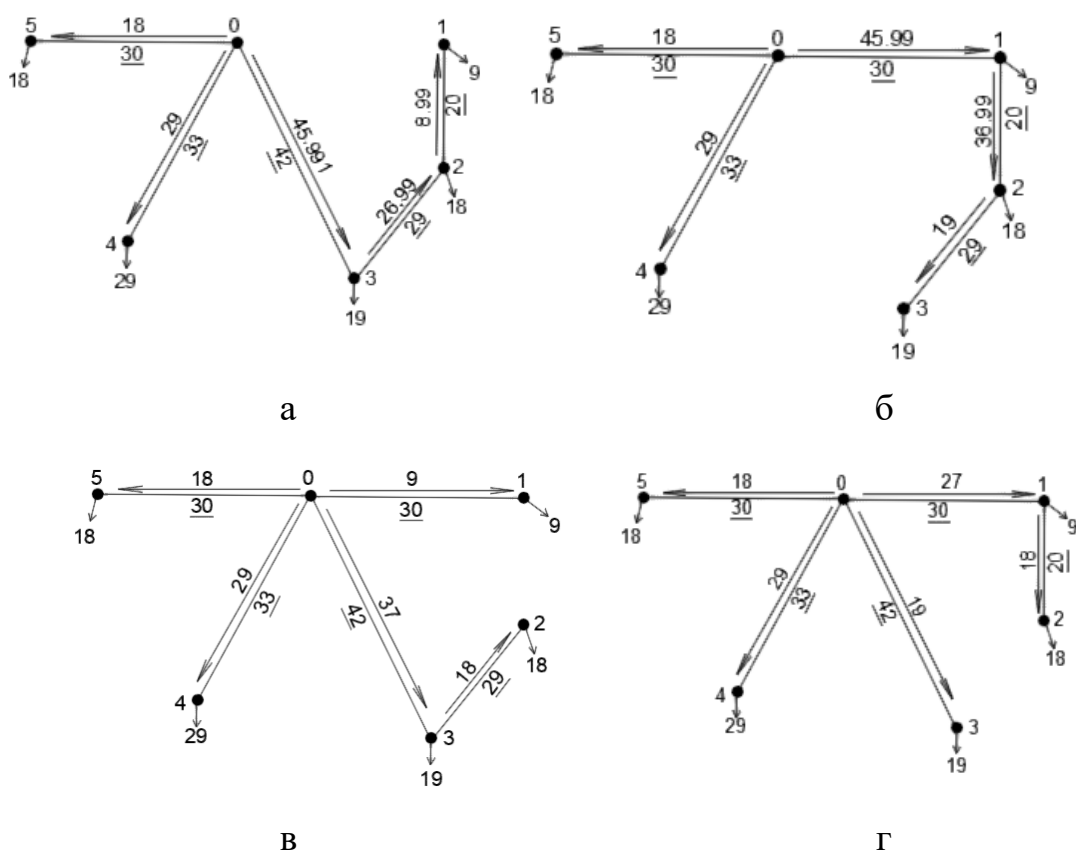


Рисунок. 3.7 – Третій крок конфігурації РЕМ після видалення ділянок: а- (0-1); б-(0-3); в-(1-2); г-(3-2)

Таблица 3.3 – Оптимізація третього кроку

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ділянка	$Z(i)$, млн.грн	$Z_0 - Z(i)$, млн.грн
0-1	17.73	1,66
0-3	18.83	0.56
1-2	16.74	2.65
2-3	16.73	2.6

Найменші приведені витрати будуть після видалення гілки 2-3 з надлишкової схеми. На цьому оптимізацію закінчуємо так ,як подільше відключення ділянок мережі приведе до порушення зв'язаності мережі. Схема оптимальної електричної мережі наведена на рис. 3.8.

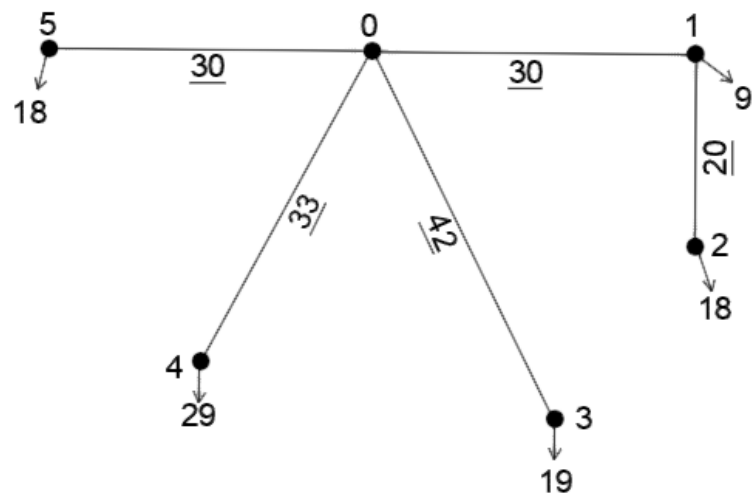


Рисунок. 3.8 – Схема оптимальної електричної мережі

Висновки до розділу 3

В даному розділі було виконано три кроки оптимізації конфігурації мережі. Для кожного виду конфігурації були наведені потокорозподіли потужностей кожної ділянки, а також розраховано приведені витрати після відключення однієї ліній електропередачі. Було визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі 110 кВ, яка є розімкненою.

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ

4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

При виборі кількості силових трансформаторів на проєктованих ПС 110 кВ враховується, що шини НН і СН підключені до споживачів першої та другої категорії. Тому на кожній ПС встановлюються два трансформатори однакового типу та потужності. Потужність трансформаторів визначається з урахуванням допустимих перенавантажень, які мають значенню 40% в післяаварійному режимі.

Розрахунок вибору трансформатора на ПС №1.

Розрахунок реактивного значення навантаження на шинах ПС №1:

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,81) = 35,9^\circ;$$

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,83) = 33,9^\circ;$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = -9 \cdot \tan(35,9^\circ) = -6,516;$$

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \tan(\varphi_{CH}) = 0 \cdot \tan(33,9^\circ) = 0.$$

Повне навантаження приєднаного до ПС №1:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{HH1} + P_{CH1} + j(Q_{HH1} + Q_{CH1}) = 9 + 0 + j(-6,516 + 0) = 9 - j6,516 \text{ МВА.}$$

Розрахунок потужності трансформаторів на ПС №1:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 11,11 = 7,778 \text{ МВА.}$$

На ПС №1 встановлюємо два силових трансформатора типу ТДТН-10000/110.

Для інших ПС результати вибору трансформаторів наведені в табл. 4.1.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\max 1}, \text{МВА}$	$S_T, \text{МВА}$	Тип трансформатора
1	$9 - j6,516$	7,778	ТДТН-10000/110
2	$18 - j12,46$	15,324	ТДТН-16000/110
3	$19 - j13,028$	16,126	ТДТН-25000/110
4	$29 - j19,956$	26,642	ТДТН-40000/110
5	$18 - j12,408$	15,304	ТДТН-16000/110

4.2 Вибір числа та типу силових трансформаторів

За допомогою методу контурних рівнянь розрахуємо розподіл в режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Відносно вихідної мережі умовно видаляємо ділянки 4-5, 3-4 та 2-3 і за першим законом Кірхгофа визначаємо потокорозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{1_2_роз} = \dot{S}_{\max 2} = 18 - j12,46 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0_1_роз} = \dot{S}_{1_2_роз} + \dot{S}_{\max 1} = 18 - j12,46 + 9 - j6,516 = 27 - j18,976 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0_3_роз} = \dot{S}_{\max 3} = 19 - j13,028 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0_4_роз} = \dot{S}_{\max 4} = 29 - j19,956 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0_5_роз} = \dot{S}_{\max 5} = 18 - j12,408 \text{ МВА}.$$

Також розрахуємо довжини ділянок по контурах схеми:

$$l_I = L_{0-5} + L_{4-5} + L_{0-4} = 30 + 32 + 33 = 95 \text{ км};$$

$$l_{II} = L_{0-3} + L_{3-4} + L_{0-4} = 42 + 32 + 33 = 107 \text{ км};$$

$$l_{III} = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{0-3} + L_{2-3} = 30 + 20 + 42 + 29 = 121 \text{ км};$$

$$l_{II_I} = L_{0-4} = 33 \text{ км};$$

$$l_{III_II} = L_{0-3} = 42 \text{ км}.$$

На рис. 4.1 позначено потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

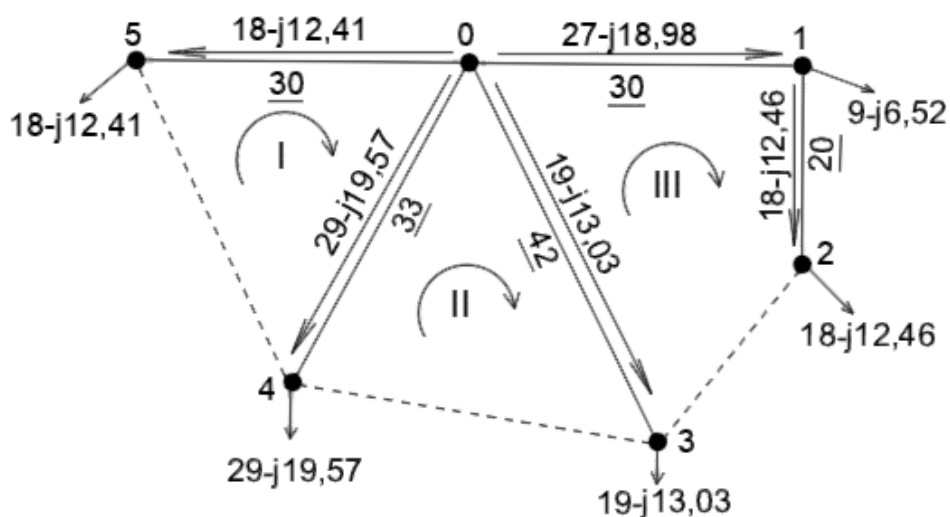


Рисунок. 4.1 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

Відповідно для даної схеми сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0_4_роз} \cdot L_{04} - \dot{S}_{0_5_роз} \cdot L_{05} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I_II}; \\ \dot{S}_{0_3_роз} \cdot L_{03} - \dot{S}_{0_4_роз} \cdot L_{04} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{I_II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II_III}; \\ \dot{S}_{0_1_роз} \cdot L_{01} + \dot{S}_{1_2_роз} \cdot L_{12} - \dot{S}_{0_3_роз} \cdot L_{03} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_{II} \cdot l_{II_III}. \end{cases}$$

Підставляємо довжини ділянок по контуру та значення потокорозподілу:

$$\begin{cases} 417 - j286,3 = -\dot{S}_I \cdot 95 + \dot{S}_{II} \cdot 33; \\ -159 + j111,4 = -\dot{S}_{II} \cdot 107 + \dot{S}_I \cdot 33 + \dot{S}_{III} \cdot 42; \\ 372 - j271,3 = -\dot{S}_{III} \cdot 121 + \dot{S}_{II} \cdot 42. \end{cases}$$

Розв'язавши дане рівняння маємо такі зрівнювальні потужності:

$$\dot{S}_I = -4,883 + j3,367 \text{ МВт};$$

$$\dot{S}_{II} = -1,42 + j1,016 \text{ МВт};$$

$$\dot{S}_{III} = -3,567 + j2,595 \text{ МВт}.$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП0115.14.1.008.ПЗ

Арк.

34

Потокорозподіл в замкнені мережі L-схеми:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0_1} &= \dot{S}_{0_1_роз} + \dot{S}_{III} = 27 - j18,976 + (-3,567 + j2,595) = 23,4 - j16,38 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{0_3} &= \dot{S}_{0_3_роз} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 19 - j13,03 + (-1,42 + j1,016) - (-3,567 + j2,595) = \\ &= 21,147 - j14,607 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{0_4} &= \dot{S}_{0_4_роз} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 29 - j19,96 + (-4,88 + j3,37) - (-1,42 + j1,016) = \\ &= 25,537 - j17,605 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{0_5} &= \dot{S}_{0_5_роз} - \dot{S}_I = 18 - j12,408 - (-4,88 + j3,37) = 22,883 - j15,775 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{1_2} &= \dot{S}_{1_2_роз} + \dot{S}_{III} = 18 - j12,46 + (-3,567 + j2,595) = 14,433 - j9,856 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{3_2} &= -\dot{S}_{III} = -(-3,567 + j2,595) = 3,567 - j2,595 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4_3} &= -\dot{S}_{II} = -(-1,42 + j1,016) = 1,42 - j1,016 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{4_5} &= -\dot{S}_I = -(-4,88 + j3,37) = 4,88 - j3,37 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Перевірка другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0_4} \cdot L_{04} - \dot{S}_{4_5} \cdot L_{45} - \dot{S}_{0_5} \cdot L_{05} &= (25,537 - j17,605) \cdot 33 - (4,883 - j3,367) \cdot 32 - \\ &- (22,883 - j15,775) \cdot 30 = 0; \\ \dot{S}_{0_3} \cdot L_{03} - \dot{S}_{0_4} \cdot L_{04} - \dot{S}_{4_3} \cdot L_{43} &= (21,147 - j14,607) \cdot 42 - (25,537 - j17,605) \cdot 33 - \\ &- (1,42 - j1,016) \cdot 32 = 0; \\ \dot{S}_{0_1} \cdot L_{01} + \dot{S}_{1_2} \cdot L_{12} - \dot{S}_{0_3} \cdot L_{03} - \dot{S}_{3_2} \cdot L_{32} &= (23,433 - j16,381) \cdot 30 + \\ &+ (14,433 - j9,865) \cdot 20 - (21,147 - j14,607) \cdot 42 - (3,567 - j2,595) \cdot 29 = 0.\end{aligned}$$

Як бачимо розрахунок виконано вірно.

Потокорозподіл потужностей відносно розрахунку наведено на рис. 4.2.

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

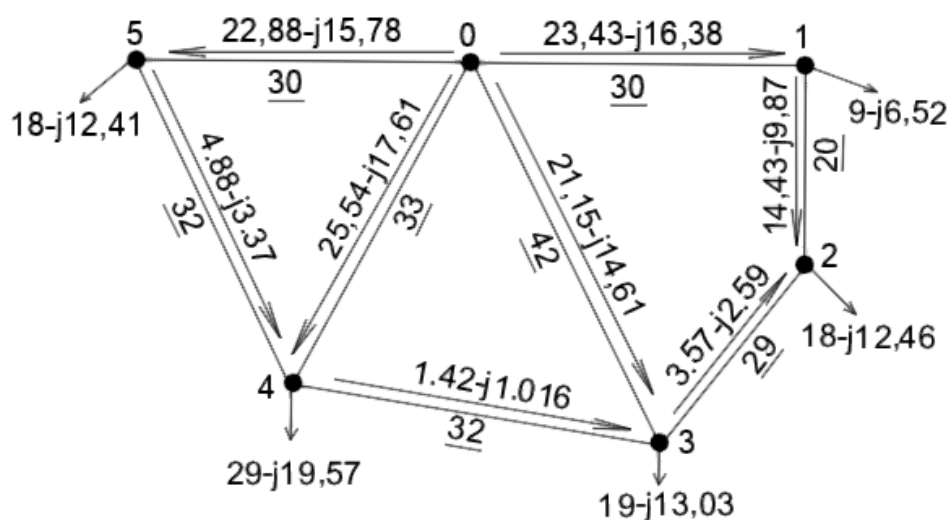


Рисунок. 4.2 – Потокорозподіл в замкненій мережі

4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ

Вибір перерізів проводів здійснюється за методом оптимального перерізу. Для розрахунку необхідно, з визначеного потокорозподілу в L-схемі мережі визначити струмові навантаження для ділянок електричної мережі.

Розрахуємо струмове навантаження ділянки 0-1:

$$I_{01} = \frac{(S_{01})}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{28,591}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,068 \text{ A.}$$

Оптимальне значення перерізу проводів для ПЛ 0-1:

$$F_{opt01} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot 3_e \cdot 10^{-3}}{1550 \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 165,07^2 \cdot 28,5 \cdot 3633 \cdot 2,64 \cdot 10^{-3}}{1550 \cdot (0,012 + 0,1)}} = 358 \text{ мм}^2$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для наступних ділянок.

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі представимо в табл 4.2.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 – Перерізи проводів кожної ділянки

Ділянка	Навантаження струму, А	Оптимальний переріз проводу, мм ²
0-1	165	358
0-5	160	348
0-3	148	322
0-4	179	389
1-2	100	219
3-2	25	55
4-3	10	21
4-5	34	74

Виконаємо техніко – економічне порівняння перерізів для ділянки 0-1.

Найближчий менший перетин для даної ділянки становить 1х240 мм² (варіант А), найближчий більший – 2х240 мм² (варіант Б).

Капіталовкладення у ПЛ ,для варіантів А і Б визначають з урахуванням довжин ліній і базових показників вартості ПЛ 110 кВ:

$$K_{ПЛ01А} = n \cdot K_{1 \times 240} \cdot L_{01} = 1 \cdot 2937,9 \cdot 30 = 88137 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПЛ01Б} = n \cdot K_{2 \times 240} \cdot L_{01} = 1 \cdot 4309,8 \cdot 30 = 129204 \text{ тис.грн}.$$

Розрахунки на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ для варіантів А і Б мають вигляд:

$$B_{ПЛ01А} = K_{ПЛ01А} \cdot H_e = 88137 \cdot 0.012 = 1057,644 \text{ тис.грн};$$

$$B_{ПЛ01Б} = K_{ПЛ01Б} \cdot H_e = 129204 \cdot 0.012 = 1551,528 \text{ тис.грн}.$$

Еквівалентний активний опір ЛЕП для варіантів А і Б має вигляд:

$$r_{e01А} = \frac{r_{01А} \cdot L_{01}}{k_{01А} \cdot n_{01А}} = \frac{0,1182 \cdot 30}{1 \cdot 1} = 3,546 \text{ Ом},$$

$$r_{e01Б} = \frac{r_{01Б} \cdot L_{01}}{k_{01Б} \cdot n_{01Б}} = \frac{0,1182 \cdot 30}{1 \cdot 2} = 1,773 \text{ Ом}.$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати активної потужності в ЛЕП для варіантів А і Б:

$$\Delta W_{01A} = 3 \cdot I_{01}^2 \cdot r_{e01A} \cdot \tau + \Delta P_{k01} \cdot L_{01} \cdot 8760 = 3 \cdot 165,1^2 \cdot 3,546 \cdot 3633 + 4 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \cdot 8760 = 1053065 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{01B} = 3 \cdot I_{01}^2 \cdot r_{e01B} \cdot \tau + \Delta P_{k02} \cdot L_{01} \cdot 8760 = 3 \cdot 165,1^2 \cdot 1,773 \cdot 3633 + 7 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \cdot 8760 = 526546 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Розрахунок видатків на компенсацію втрат активної енергії в ПЛ для А і Б:

$$B_{втр01A} = \Delta W_{01A} \cdot C_{ex} \cdot 10^{-3} = 1053065 \cdot 2,64 \cdot 10^{-3} = 2780 \text{ тис.грн};$$

$$B_{втр01B} = \Delta W_{01B} \cdot C_{ex} \cdot 10^{-3} = 526546 \cdot 2,64 \cdot 10^{-3} = 1390 \text{ тис.грн}.$$

Капіталовкладення в підстанції для варіантів А і Б мають вигляд:

$$K_{nc01A} = (n_{e1ППА} + n_{e2ППА}) \cdot C_{e110} = (2 + 0) \cdot 19917,8 = 39835 \text{ тис.грн};$$

$$K_{nc01B} = (n_{e1ППБ} + n_{e2ППБ}) \cdot C_{e110} = (4 + 0) \cdot 19917,8 = 79671 \text{ тис.грн}.$$

Таким чином, для варіантів А і Б отримуємо:

$$B_{nc01A} = K_{nc01A} \cdot H_e = 39845 \cdot 0,012 = 478 \text{ тис.грн};$$

$$B_{nc01B} = K_{nc01B} \cdot H_e = 79671 \cdot 0,012 = 956 \text{ тис.грн}.$$

Розрахунок значень функції сумарних дисконтованих витрат для варіантів А і Б:

$$Z_{01A} = K_{ПЛ01A} + K_{nc01A} + \frac{B_{ПЛ01A} + B_{nc01A} + B_{втр01A}}{E \cdot 1000} = 88137 + 39835 + \frac{1057 + 478 + 2780}{0,1 \cdot 1000} = 128015 \text{ тис.грн};$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{01Б} = K_{пл01Б} + K_{нс01Б} + \frac{B_{пл01Б} + B_{нс01Б} + B_{втр01Б}}{E \cdot 1000} = 129294 + 79671 + \frac{1551 + 956 + 1390}{0,1 \cdot 1000} = 209004 \text{ тис.грн.}$$

Відносно порівнянь можемо побачити, що для вигідного користування підходить одноланцюгова схема. Тому для ділянки 0-1 обираємо одноланцюгову схему проводу з перерізом 240 мм².

Вибір перерізів ПЛ для інших ділянок виконуємо аналогічно. Результати вибору перерізів наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Перерізи проводів кожної ділянки

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн.	Впл, тис.грн.	Ввтр, тис.грн.	Кпс, тис.грн.	Впс, тис.грн.	Здс, тис.грн.
0-1	1х240	88137	1057	2780	39835	478	128015
	2х240	129294	1551	1390	79671	956	209004
0-3	1х240	123391	1480	3145	39835	478	163278
	2х240	1811011	2172	1572	79671	956	260729
0-4	1х240	96950	1163	3599	39835	478	126838
	2х240	142223	1706	1799	79671	956	221939
0-5	1х240	88137	1057	2627	39835	478	128014
	2х240	129294	1551	1313	79671	956	209003
1-2	1х240	58758	705	2628	39835	478	94818
	1х120	54956	659	1520	39835	478	98631
3-2	1х70	75405	904	242	39835	478	115257
	1х120	79686	956	140	39835	478	119537
3-4	1х70	83206	998	419	39835	478	123057
	1х120	87929	1055	243	39835	478	127780
4-5	1х70	83206	998	484	39835	478	123061
	1х120	87929	1055	280	39835	478	127783

У процесі експлуатації районних електричних мереж можуть виникати ситуації аварійного або планового відключення одного силового трансформатора на підстанції для технічного обслуговування чи ремонту. Це може призвести до недопустимого зниження рівня напруги на шинах НН. Розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора для кожної ПС.

В даному випадку на ПС №1 планується встановлення два трансформатора типу ТДТН-10000/110. Визначимо втрати напруги в даному трансформаторів:

$$\Delta U_{T1} = \frac{U_{TB1}}{n \cdot S_{H1}} \cdot \left(P_1 \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot 10^{-3}}{S_{H1}} - Q_1 \cdot \frac{u_{k1}}{100} \right) = \frac{115}{1 \cdot 10} \cdot \left(9 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-6,516) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 8,489 \text{ кВ.}$$

Діапазон регулювання силового трансформатора встановленого на ПС №1:

$$U_{\min 1} = \frac{u_{ндж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_{B1}) + \Delta U_{T1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 8,489 = 100,689 \text{ кВ.}$$

$$U_{\max 1} = \frac{u_{ндж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_{B1}) + \Delta U_{T1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 8,489 = 135,825 \text{ кВ.}$$

В даному випадку на ПС №2 планується встановлення два трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Розрахунок фіктивної напруги обмоток КЗ на №2:

$$u_{кв2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)2} + u_{к(в-н)2} - u_{к(с-н)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\% ;$$

$$u_{кс2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)2} + u_{к(с-н)2} - u_{к(в-н)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% = 0;$$

$$u_{кн2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-н)2} + u_{к(с-н)2} - u_{к(в-с)2}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\% .$$

Визначимо втрати напруги в обмотках даного трансформатора на №2:

$$\Delta U_{m\phi 2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{m\phi 2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{m\phi 2} \cdot u_{кв2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{18}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16} - \frac{-12,46}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 10,032 \text{ кВ;}$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{mc2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{m\theta 2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н2}} - \frac{Q_{сн2}}{n} \cdot \frac{U_{m\theta 2} \cdot u_{кз2}}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{11}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16} - \frac{-7,392}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,247 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{m\theta 2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н2}} - \frac{Q_{нн2}}{n} \cdot \frac{U_{m\theta 2} \cdot u_{кн2}}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{18}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16} - \frac{-5,068}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2,434 \text{ кВ}.$$

Діапазон регулювання силового трансформатора встановленого на ПС №2:

$$U_{\min 2} = \frac{u_{ндж} \cdot U_{тв2}}{U_{тн2}} \cdot (1 - \omega_{в2}) + \Delta U_{m\theta 2} + \Delta U_{mn2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 10,032 + 2,434 = 104,675 \text{ кВ}.$$

$$U_{\max 2} = \frac{u_{ндж} \cdot U_{тв2}}{U_{тн2}} \cdot (1 + \omega_{в2}) + \Delta U_{m\theta 2} + \Delta U_{mn2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 10,032 + 2,434 = 139,802 \text{ кВ}.$$

Для наступних силових трансформаторів розрахунки виконуються аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Діапазон регулювання напруги силових трансформаторів

Пункт	Тип трансформатора	Обмотка	U _{ном} , кВ	ΔU, кВ	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ
1	ТДТН-10000/110	ВН	115	8,49	100,69	135,83
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	10,032	104,68	139,8
		СН	38,5	0,247		
		НН	11	2,434		
3	ТДТН-25000/110	ВН	115	6,687	100,085	135,21
		СН	38,5	0,18		
		НН	11	1,188		
4	ТДТН-40000/110	ВН	115	6,272	99,684	134,81
		СН	38,5	0,072		
		НН	11	1,203		
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	9,99	104,421	139,55
		СН	38,5	0,27		
		НН	11	2,22		

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо орієнтоване значення рівня напруги у вузлах мережі. Реактивний погонний опір для кожної ділянки мережі приймаємо 0,4 Ом/км. Для розрахунку рівня напруг в пунктах мережі будемо використовувати дані потокорозподілу потужностей за L-схемою в мережі максимальних навантажень.

Розрахунок величини рівня напруги для пункту 1:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (23,43 \cdot 3,54 - (-16,38) \cdot 12,08)} = 112,532 \text{ кВ.}$$

Аналогічний розрахунок виконуємо для інших пунктів мережі. Результати розрахунку пунктів наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Група післяаварійного режиму

№ пункту	Регульований діапазон		Рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ	
1	100,69	135,83	112,532
2	104,68	139,8	112,614
3	104,68	135,21	112,064
4	99,684	134,81	112,064
5	104,421	139,55	113,651

4.4. Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Розрахуємо параметри еквівалентних схем для повітряних ліній електропередачі та силових трансформаторів. Будівництво повітряних ліній мережі планується використовувати проводи з перетином 70 мм², 120 мм² та 240 мм².

Знайдемо погонний реактивний опір цих проводів:

$$x_{70} = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu \right) = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 \right) = 0,443 \text{ Ом/км;}$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{120} = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu \right) = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 \right) =$$

$$= 0,425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{240} = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu \right) = \left(1,45 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 \right) =$$

$$= 0,403 \text{ Ом/км}.$$

Розрахуємо погонну ємнісну реактивну провідність проводів:

$$b_{70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

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

$$b_{240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,4} \right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}.$$

Для лінії 0-1 активний та реактивний опір мають наступні значення:

$$r_{01} = r_{240} \cdot L_{0-1} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = x_{240} \cdot L_{0-1} = 0,403 \cdot 30 = 12,075 \text{ Ом}.$$

Комплексний опір лінії 0-1 складає:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + jx_{01} = 3,54 + j12,075 \text{ Ом}.$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ємнісна провідність лінії 0-1:

$$b_{01} = b_{240} \cdot L_{01} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 8,531 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Активну провідність всі ліній електропередачі мережі приймаємо таким, що дорівнює нулю.

Комплексна провідність лінії 0-1:

$$\underline{Y}_{01} = g_{0-1} + jb_{0-1} = 0 + j8,531 \cdot 10^{-5} = j8,531 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для всіх інших ліній мережі. Результати розрахунків ділянок наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схеми заміщення повітряних ліній мережі

Ділянка	Довжина, км	Перетин, мм ²	$\underline{Z}_{\text{ЛЛ}}$, Ом	$\underline{Y}_{\text{ЛЛ}}$, Ом
0-1	30	240	3,54+j12,075	$j8,531 \cdot 10^{-5}$
0-3	42	240	4,956+j16,905	$j1,194 \cdot 10^{-4}$
0-4	33	240	3,894+j13,283	$j9,384 \cdot 10^{-5}$
0-5	30	240	3,54+j12,075	$j8,531 \cdot 10^{-5}$
1-2	20	120	4,88+j8,493	$j5,379 \cdot 10^{-5}$
3-2	29	70	12,238+j12,84	$j7,469 \cdot 10^{-5}$
4-3	32	70	13,504+j14,168	$j8,242 \cdot 10^{-5}$
4-5	32	70	13,504+j14,168	$j8,242 \cdot 10^{-5}$

Наведемо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів для ПС №1 та №3.

На ПС №1 буде встановлюватися два трансформатори типу ТДН-10000/110, також трансформатор ТДТН-25000/100 на ПС №3.

Розраховуємо активний опір обмоток трансформаторів:

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{ог1}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{н1}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,967 \text{ Ом;}$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{T3} = \frac{\Delta P_{\kappa33} \cdot U_{o\theta3}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H3}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1,481 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$x_{T1} = \frac{10 \cdot u_{\kappa1} \cdot U_{o\theta1}^2}{n \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69,431 \text{ Ом.}$$

А для ПС №3 реактивний опір матиме такі значення:

$$x_{TB3} = \frac{10 \cdot u_{\kappa3} \cdot U_{o\theta3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 27,773 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC3} = \frac{10 \cdot u_{\kappa3} \cdot U_{o\theta3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH3} = \frac{10 \cdot u_{\kappa H3} \cdot U_{o\theta3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 6,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17,192 \text{ Ом.}$$

Активна та реактивна провідність блоків трансформаторів на ПС №1 та ПС №3 має наступний вигляд:

$$g_{T1} = \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa\kappa1} \cdot 10^{-3}}{U_{o\theta1}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{T3} = \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa\kappa3} \cdot 10^{-3}}{U_{o\theta3}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{T1} = \frac{-n \cdot I_{\kappa\kappa1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{o\theta1}^2} = \frac{-2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,059 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$b_{T3} = \frac{-n \cdot I_{\kappa\kappa3} \cdot S_{H3} \cdot 10^{-5}}{U_{o\theta3}^2} = \frac{-2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -2,647 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо комплексні провідності блоків трансформаторів:

$$\underline{Y}_1 = g_{T1} + jb_{T1} = 2,117 \cdot 10^{-6} + j(-1,059 \cdot 10^{-5}) = (2,11 - 10,59) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = g_{T3} + jb_{T3} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j(-2,647 \cdot 10^{-5}) = (4,69 - 26,47) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схеми заміщення повітряних ліній мережі

ПС	Тип трансформатора	Опір, Ом					Провідність, См
		гт	хт	хв	хс	хн	
1	ТДТН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	$(2,11 - 10,59) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	2,583	-	43,395	0	24,797	$(3,48 - 24,2) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-25000/110	1,481	-	27,773	0	17,192	$(4,69 - 26,47) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-40000/110	0,827	-	17,358	0	9,919	$(6,5 - 36,29) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-16000/110	2,583	-	43,395	0	24,797	$(3,48 - 24,2) \cdot 10^{-6}$

4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Розрахунок приведених навантажень для ПС №1 та ПС №3.

Коефіцієнт навантаження трансформаторів на ПС №1:

$$\beta_1 = \frac{S_1 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{9 + (-6,561)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,556.$$

А для трансформаторів на ПС №3 складе:

$$\beta_{вн3} = \frac{S_{вн3} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H3}} = \frac{\sqrt{19^2 + (-13,028)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,461;$$

$$\beta_{сн3} = \frac{S_{сн3} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H3}} = \frac{\sqrt{14^2 + (-9,408)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,337;$$

$$\beta_{нн3} = \frac{S_{нн3} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H3}} = \frac{\sqrt{5^2 + (-3,62)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,123.$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок втрат потужностей в блоку силових трансформаторів на ПС №1:

$$\Delta P_{tz1} = n \cdot \Delta P_{кз1} \cdot \beta_1^2 = 2 \cdot 60 \cdot 0,556^2 = 37,037 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{н1} \cdot \beta_1^2 \cdot u_{k1} = -2 \cdot 10000 \cdot 0,556^2 \cdot 10,5 = -648,156 \text{ кВар}.$$

А втрати для блоку силових трансформаторів встановлених на ПС №3 мають такий вигляд:

$$\Delta P_{tz3} = \frac{n \cdot \Delta P_{хх3}}{2} \cdot (\beta_{вн3}^2 + \beta_{сн3}^2 + \beta_{нн3}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,461^2 + 0,337^2 + 0,123^2) = 47,787 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz3} = -n \cdot S_{н3} \cdot (\beta_{вн3}^2 \cdot u_{кв3} + \beta_{сн3}^2 \cdot u_{кс3} + \beta_{нн3}^2 \cdot u_{кн3}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \times \\ \times (0,461^2 \cdot 10,5 + 0,337^2 \cdot 0 + 0,123^2 \cdot 6,5) = -1164,066 \text{ кВар}.$$

Приведене навантаження на ПС №1 та ПС №3 матиме такий вигляд:

$$\dot{S}_{np1} = (\dot{S}_{зад1} + \Delta S_{tz1} \cdot 10^{-3}) = 9 - j6,516 + (37,037 - j648,156) \cdot 10^{-3} = 9,04 - j7,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{np3} = (\dot{S}_{зад3} + \Delta S_{tz3} \cdot 10^{-3}) = 19 - j13,03 + (47,787 - j1164,07) \cdot 10^{-3} = 19,048 - j14,192 \text{ МВА}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для інших підстанцій. Результати розрахунків наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Навантаження підстанцій

ПС	$\dot{S}_{зад}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$, МВА	$\dot{S}_{np}$, МВА
1	9-j6,516	37,037-j648,156	9,037-j7,164
2	18-j12,46	71,248-j1724,247	18,071-j14,184
3	19-j13,028	47,787-j1164,006	19,048-j14,192
4	29-j19,956	60,729-j1726,815	29,061-j21,683
5	18-j12,408	72,447-j1679,757	18,072-j14,088

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Розрахуємо еквівалентні провідності для кожного пункта мережі. Для ПС №1 розрахунок матиме вигляд:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{01} + \underline{Y}_{12}) + \underline{Y}_{m1} = 0,5 \cdot (j85,31 + j53,79) \cdot 10^{-6} + (2,12 - j10,59) \cdot 10^{-6} = (2,117 + j58,966) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно розраховуємо для всіх пунктів мережі, результати в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Результати еквівалентних провідностей

ПС	$\underline{Y}, \text{См}$
1	$(2,117 + j58,966) \cdot 10^{-6}$
2	$(3,478 + j40,054) \cdot 10^{-6}$
3	$(4,688 + j111,806) \cdot 10^{-6}$
4	$(6,503 + j93,043) \cdot 10^{-6}$
5	$(3,478 + j59,667) \cdot 10^{-6}$

Схема мережі зображена на рис. 4.3.

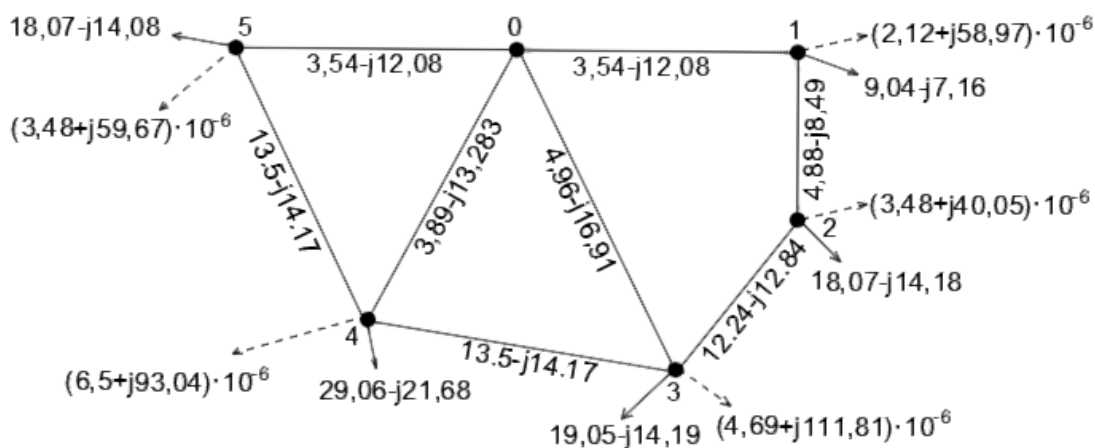


Рисунок. 4.3 – Розрахункова схема мережі

4.6 Розрахунок максимальних навантажень

Розрахуємо режими параметрів мережі при максимальних навантаженнях. Даний розрахунок будемо виконувати за допомогою методу Зейделя.

Розрахунок ненульових взаємних провідностей:

$$\underline{y}_{3-4} = \underline{Z}_{3-4}^{-1} = (13,504 + j14,168)^{-1} = (0,035 - j0,037) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \underline{Z}_{4-5}^{-1} = (13,504 + j14,168)^{-1} = (0,035 - j0,037) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{0-3} = \underline{Z}_{0-3}^{-1} = (4,956 + j16,905)^{-1} = (0,016 - j0,054) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{0-5} = \underline{Z}_{0-5}^{-1} = (3,54 + j12,075)^{-1} = (0,022 - j0,076) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \underline{Z}_{0-4}^{-1} = (3,894 + j13,283)^{-1} = (0,02 - j0,069) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{0-1} = \underline{Z}_{0-1}^{-1} = (3,54 + j12,075)^{-1} = (0,022 - j0,076) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{1-2} = \underline{Z}_{1-2}^{-1} = (4,88 + j8,493)^{-1} = (0,051 - j0,089) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \underline{Z}_{2-3}^{-1} = (12,238 + j12,84)^{-1} = (0,039 - j0,041) \text{ СМ};$$

Розрахунок власних провідностей:

$$\underline{y}_{1-1} = -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{0-1}) = -(0,051 - j0,089 + 0,022 - j0,076) = (-0,073 + j0,165) \text{ СМ};$$

$$\underline{y}_{2-2} = -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0,051 - j0,089 + 0,039 - j0,041) = (-0,09 + j0,129) \text{ СМ};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{3-3} &= -(\underline{y}_{3-2} + \underline{y}_{0-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,039 - j0,041 + 0,016 - j0,054 + 0,035 - j0,037) = \\ &= (-0,09 + j0,132) \text{ СМ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{4-4} &= -(\underline{y}_{4-3} + \underline{y}_{4-5} + \underline{y}_{4-0}) = -(0,035 - j0,037 + 0,035 - j0,037 + 0,02 - j0,069) = \\ &= (-0,091 + j0,143) \text{ СМ}; \end{aligned}$$

$$\underline{y}_{5-5} = -(\underline{y}_{5-0} + \underline{y}_{5-4}) = -(0,022 - j0,076 + 0,035 - j0,037) = (-0,058 + j0,113) \text{ СМ};$$

Розрахункові поперечні провідності пунктів:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{P0} &= 0,5 \cdot (b_{0-5} + b_{0-4} + b_{0-1} + b_{0-3}) = 0,5 \cdot (j8,531 \cdot 10^{-5} + j9,384 \cdot 10^{-5} + j8,531 \cdot 10^{-5} + \\ &+ j1,194 \cdot 10^{-4}) = j191,95 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}; \end{aligned}$$

$$\underline{Y}_{P1} = 0,5 \cdot (b_{1-2} + b_{0-1}) = 0,5 \cdot (j5,379 \cdot 10^{-5} + j8,531 \cdot 10^{-5}) = j69,55 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_{P2} = 0,5 \cdot (b_{1-2} + b_{2-3}) = 0,5 \cdot (j5,379 \cdot 10^{-5} + j7,469 \cdot 10^{-5}) = j64,24 \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{Y}_{p3} = 0,5 \cdot (b_{3-2} + b_{0-3} + b_{4-3}) = 0,5 \cdot (j7,469 \cdot 10^{-5} + j1,194 \cdot 10^{-4} + j8,242 \cdot 10^{-5}) = j138,27 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{p4} = 0,5 \cdot (b_{4-3} + b_{4-5} + b_{0-4}) = 0,5 \cdot (j8,242 \cdot 10^{-5} + j8,242 \cdot 10^{-5} + j9,384 \cdot 10^{-5}) = j129,34 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{p5} = 0,5 \cdot (b_{0-5} + b_{4-5}) = 0,5 \cdot (j8,531 \cdot 10^{-5} + j8,242 \cdot 10^{-5}) = j83,86 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Перша ітерація.

Приймаємо початкові наближення вузлів розрахункової схеми:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 110 \text{ кВ}.$$

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\dot{S}_{p1} = \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 + \dot{S}_{np1} = (j6,96 \cdot 10^{-6}) \cdot 110^2 + (9,04 - j7,16) = 9,04 - j6,32 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 + \dot{S}_{np2} = (j6,42 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 + (18,07 - j14,18) = 18,07 - j14,18 \text{ МВ};$$

$$\dot{S}_{p3} = \underline{Y}_3 \cdot U_3^2 + \dot{S}_{np3} = (j1,38 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 + (19,05 - j14,19) = 19,05 - j12,52 \text{ МВ};$$

$$\dot{S}_{p4} = \underline{Y}_4 \cdot U_4^2 + \dot{S}_{np4} = (j1,29 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 + (29,06 - j21,68) = 29,06 - j20,12 \text{ МВ};$$

$$\dot{S}_{p5} = \underline{Y}_5 \cdot U_5^2 + \dot{S}_{np5} = (j8,39 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 + (18,07 - j14,09) = 18,07 - j13,07 \text{ МВ}.$$

Напруга пунктів:

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p1}}{U_1} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-1} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,07 + j0,17} \cdot \left(\frac{9,04 - j6,32}{110} - ((0,051 - j0,089) \cdot 110 + (0,022 - j0,076) \cdot 115) \right) = 111,708 - j0,579 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p2}}{U_2} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,13} \cdot \left(\frac{18,07 - j14,09}{110} - ((0,051 - j0,089) \cdot 110 + (0,039 - j0,041) \cdot 110) \right) = 109,841 - j0,884 \text{ кВ};$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p3}}{U_3} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,12} \times$$

$$\times \left(\frac{19,05 - j12,52}{110} - (((0,039 - j0,041) \cdot 110 + (0,016 - j0,054) \cdot 115 + \right.$$

$$\left. + (0,035 - j0,037) \cdot 110) \right) = 110,846 - j1,356 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p4}}{U_4} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{4-5} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,14} \times$$

$$\times \left(\frac{29,06 - j20,12}{110} - (((0,035 - j0,037) \cdot 110 + (0,035 - j0,037) \cdot 110 + \right.$$

$$\left. + (0,02 - j0,069) \cdot 115) \right) = 110,525 - j1,698 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p5}}{U_5} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{0-5} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,06 + j0,11} \cdot \left(\frac{18,07 - j13,07}{110} - \right.$$

$$\left. - ((0,035 - j0,037) \cdot 110 + (0,022 - j0,076) \cdot 115) \right) = 111,708 - j0,579 \text{ кВ}.$$

Модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\delta \dot{S}_1 = \left| \dot{S}_{p1} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + \dot{y}_{1-1} \cdot \dot{U}_1) \cdot \hat{U}_1 \right| = ((9,04 - j6,32) -$$

$$- (0,05 - j0,09) \cdot (109,8 - j0,09) + (0,02 - j0,08) \cdot 115 +$$

$$+ (-0,07 + j0,17) \cdot (111,71 - j0,58) \cdot (111,71 + j0,58)) = 10,102 \text{ МВА};$$

$$\delta \dot{S}_2 = \left| \dot{S}_{p2} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3 + \dot{y}_{2-2} \cdot \dot{U}_2) \cdot \hat{U}_2 \right| = ((18,07 - j13,41) -$$

$$- (0,05 - j0,09) \cdot (111,71 - j0,58) + (0,03 - j0,04) \cdot (110,49 - j1,36) +$$

$$+ (-0,09 + j0,13) \cdot (109,84 - j0,88) \cdot (109,84 + j0,88)) = 8,736 \text{ МВА};$$

$$\delta \dot{S}_3 = \left| \dot{S}_{p3} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4 + \dot{y}_{3-3} \cdot \dot{U}_3) \cdot \hat{U}_3 \right| = ((19,04 - j12,52) -$$

$$- (0,03 - j0,04) \cdot (109,8 - j0,09) + (0,02 - j0,05) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \times$$

$$\times (110,5 - j1,69) + (-0,09 + j0,13) \cdot (110,49 - j1,36) \cdot (110,49 + j1,36)) =$$

$$= 9,764 \text{ МВА};$$

$$\delta \dot{S}_4 = \left| \dot{S}_{p4} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_5 + \dot{y}_{4-4} \cdot \dot{U}_4) \cdot \hat{U}_4 \right| = ((29,06 - j20,12) -$$

$$- (0,03 - j0,04) \cdot (110,47 - j1,36) + (0,02 - j0,05) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \times$$

$$\times (112,05 - j1,89) + (-0,09 + j0,14) \cdot (110,53 - j1,69) \cdot (110,53 + j1,69)) =$$

$$= 15,456 \text{ МВА};$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta \dot{S}_5 = \left| \dot{S}_{p5} - (\underline{y}_{5-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \dot{y}_{5-5} \cdot \dot{U}_5) \cdot U_5 \right| = ((18,07 - j13,07) - (0,02 - j0,08) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \cdot (110,5 - j1,69) + (-0,06 + j0,11) \cdot (112,05 - j1,89) \cdot (112,05 + j1,89)) = 0,567 \text{ МВА.}$$

Перевірка можливості завершення ітераційного процесу:

$$\delta S_{max} = 15,456 \text{ МВА.}$$

Оскільки $\delta > \varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$, то продовжуємо ітераційний розрахунок.

Друга ітерації.

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p1} &= \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 + \dot{S}_{np1} = (j6,96 \cdot 10^{-6}) \cdot 111,71^2 + (9,04 - j7,16) = 9,04 - j6,29 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{p2} &= \underline{Y}_2 \cdot U_2^2 + \dot{S}_{np2} = (j6,42 \cdot 10^{-5}) \cdot 109,84^2 + (18,07 - j14,18) = 18,07 - j13,41 \text{ МВ}; \\ \dot{S}_{p3} &= \underline{Y}_3 \cdot U_3^2 + \dot{S}_{np3} = (j1,38 \cdot 10^{-5}) \cdot 110,49^2 + (19,05 - j14,19) = 19,05 - j12,5 \text{ МВ}; \\ \dot{S}_{p4} &= \underline{Y}_4 \cdot U_4^2 + \dot{S}_{np4} = (j1,29 \cdot 10^{-5}) \cdot 110,54^2 + (29,06 - j21,68) = 29,06 - j20,12 \text{ МВ}; \\ \dot{S}_{p5} &= \underline{Y}_5 \cdot U_5^2 + \dot{S}_{np5} = (j8,39 \cdot 10^{-5}) \cdot 112,07^2 + (18,07 - j14,09) = 18,07 - j13,03 \text{ МВ}. \end{aligned}$$

Напруга пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p1}}{U_1} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-1} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,07 + j0,17} \cdot \left(\frac{9,04 - j6,32}{111,7 - j1,08} - \right. \\ &\quad \left. - ((0,051 - j0,089) \cdot (119,8 - j0,8) + (0,022 - j0,076) \cdot 115) \right) = \\ &= 111,677 - j1,08 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_2 &= \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p2}}{U_2} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,13} \cdot \left(\frac{18,07 - j14,09}{119,8 - j0,8} - \right. \\ &\quad \left. - ((0,051 - j0,089) \cdot (111,8 - j1,08) + (0,039 - j0,041) \cdot (110,5 - j1,4)) \right) = \\ &= 110,03 - j1,65 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{U}_3 &= \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p3}}{U_3} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,12} \times \\ &\times \left(\frac{19,05 - j12,52}{110,5 - j1,4} - (((0,039 - j0,041) \cdot (110,03 - j1,65) + \right. \\ &+ (0,016 - j0,054) \cdot 115 + (0,035 - j0,037) \cdot (110,5 - j1,7)) = \\ &= 110,851 - j2,102 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_4 &= \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p4}}{U_4} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{4-5} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,09 + j0,14} \times \\ &\times \left(\frac{29,06 - j20,12}{110,5 - j1,69} - (((0,035 - j0,037) \cdot (110,9 - j2,1) + (0,035 - j0,037) \times \right. \\ &\times 110 + (112,05 - j1,89) + (0,02 - j0,069) \cdot 115)) = 111,393 - j2,307 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_5 &= \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p5}}{U_5} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{0-5} \cdot \dot{U}_0) \right) = \frac{1}{-0,06 + j0,11} \cdot \left(\frac{18,07 - j13,07}{112,05 - j1,89} - \right. \\ &- ((0,035 - j0,037) \cdot (111,4 - j2,31) + (0,022 - j0,076) \cdot 115)) = \\ &= 112,473 - j1,997 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\begin{aligned}\delta \dot{S}_1 &= \left| \dot{S}_{p1} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + \dot{y}_{1-1} \cdot \dot{U}_1) \cdot \hat{U}_1 \right| = ((9,04 - j6,32) - \\ &- (0,05 - j0,09) \cdot (110,03 - j1,65) + (0,02 - j0,08) \cdot 115 + \\ &+ (-0,07 + j0,17) \cdot (111,68 - j1,08) \cdot (111,68 + j1,08)) = 9,957 \text{ МВА}; \\ \delta \dot{S}_2 &= \left| \dot{S}_{p2} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3 + \dot{y}_{2-2} \cdot \dot{U}_2) \cdot \hat{U}_2 \right| = ((18,07 - j13,41) - \\ &- (0,05 - j0,09) \cdot (111,68 - j1,08) + (0,03 - j0,04) \cdot (110,85 - j2,1) + \\ &+ (-0,09 + j0,13) \cdot (110,03 - j1,65) \cdot (110,03 + j1,65)) = 5,017 \text{ МВА}; \\ \delta \dot{S}_3 &= \left| \dot{S}_{p3} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4 + \dot{y}_{3-3} \cdot \dot{U}_3) \cdot \hat{U}_3 \right| = ((19,04 - j12,52) - \\ &- (0,03 - j0,04) \cdot (110,03 - j1,65) + (0,02 - j0,05) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \times \\ &\times (111,4 - j2,31) + (-0,09 + j0,13) \cdot (110,85 - j2,1) \cdot (110,85 + j2,1)) = \\ &= 5,947 \text{ МВА}; \\ \delta \dot{S}_4 &= \left| \dot{S}_{p4} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_5 + \dot{y}_{4-4} \cdot \dot{U}_4) \cdot \hat{U}_4 \right| = ((29,06 - j20,12) - \\ &- (0,03 - j0,04) \cdot (110,85 - j2,1) + (0,02 - j0,05) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \times \\ &\times (112,47 - j1,99) + (-0,09 + j0,14) \cdot (111,39 - j2,31) \cdot (111,39 + j2,31)) = \\ &= 2,658 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$\delta \dot{S}_5 = \left| \dot{S}_{p5} - (\underline{y}_{5-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \dot{y}_{5-5} \cdot \dot{U}_5) \cdot \hat{U}_5 \right| = ((18,07 - j13,07) - (0,02 - j0,08) \cdot 115 + (0,03 - j0,04) \cdot (111,39 - j2,31) + (-0,06 + j0,11) \cdot (112,47 - j1,99) \cdot (112,47 + j1,99)) = 0,086 \text{ МВА.}$$

Перевірка можливості завершення ітераційного процесу:

$$\delta S_{\max} = 8,957 \text{ МВА.}$$

Оскільки $\delta > \varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$, то продовжуємо ітераційний розрахунок.

Як бачимо, потрібно продовжувати ітераційний розрахунок уточнення режиму напруги. Результати наступних ітерацій наведено в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Результати наступних ітерацій

Ітерація	1	2	3	...	16	17	18
U ₁ , кВ	111,708 – j0,579	111,677 – j1,08	111,829 – j1,498	...	112,397 – j1,955	112,397 – j1,955	112,397 – j1,955
U ₂ , кВ	109,841 – j0,884	110,034 – j1,65	110,28 – j2,163	...	110,945 – j2,566	110,945 – j2,566	110,945 – j2,566
U ₃ , кВ	110,486 – j1,356	110,851 – j2,102	111,272 – j2,404	...	111,685 – j2,483	111,685 – j2,483	111,685 – j2,483
U ₄ , кВ	110,525 – j1,698	111,393 – j2,307	111,676 – j2,362	...	111,865 – j2,332	111,865 – j2,332	111,865 – j2,332
U ₅ , кВ	112,052 – j1,899	112,473 – j1,997	112,594 – j1,982	...	112,666 – j1,949	112,666 – j1,949	112,666 – j1,949
δ _{МАХ} , МВА	15,456	8,957	6,453	...	0,0024	0,00127	0,0007

Розрахунок лінійних струмів у ділянках мережі:

$$\dot{I}_{0-1} = \frac{\dot{U}_0 - \dot{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{01}} = \frac{115 - (112,397 - j1,955)}{\sqrt{3} \cdot (3,54 + j12,075)} = 119,681 - j89,357 \text{ А;}$$

$$\dot{I}_{0-3} = \frac{\dot{U}_0 - \dot{U}_3}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{03}} = \frac{115 - (111,685 - j2,483)}{\sqrt{3} \cdot (4,956 + j15,905)} = 108,653 - j81,374 \text{ А;}$$

$$\dot{I}_{0-4} = \frac{\dot{U}_0 - \dot{U}_4}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{04}} = \frac{115 - (111,865 - j2,332)}{\sqrt{3} \cdot (3,894 + j13,284)} = 130,147 - j98,12 \text{ А;}$$

$$\dot{I}_{0-5} = \frac{\dot{U}_0 - \dot{U}_5}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{05}} = \frac{115 - (112,666 - j1,949)}{\sqrt{3} \cdot (3,54 + j12,075)} = 115,927 - j77,613 \text{ А;}$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1-2} &= \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}} = \frac{(112,397 - j1,955) - (110,945 - j2,556)}{\sqrt{3} \cdot (4,88 + j8,493)} = 73,833 - j56,274 \text{ A}; \\ \dot{I}_{3-2} &= \frac{\dot{U}_3 - \dot{U}_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{32}} = \frac{(111,685 - j2,483) - (110,945 - j2,556)}{\sqrt{3} \cdot (12,238 + j12,84)} = 18,548 - j15,558 \text{ A}; \\ \dot{I}_{4-3} &= \frac{\dot{U}_4 - \dot{U}_3}{\sqrt{3} \cdot Z_{43}} = \frac{(111,865 - j2,332) - (111,685 - j2,483)}{\sqrt{3} \cdot (13,504 + j14,168)} = 6,881 - j0,785 \text{ A}; \\ \dot{I}_{5-4} &= \frac{\dot{U}_5 - \dot{U}_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{54}} = \frac{(112,666 - j1,949) - (111,865 - j2,332)}{\sqrt{3} \cdot (13,504 + j14,168)} = 24,497 - j9,296 \text{ A}. \end{aligned}$$

Розрахуємо середньолінійні напруги:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{0-1} &= \frac{\dot{U}_0 + \dot{U}_1}{2} = \frac{115 + (112,397 - j1,955)}{2} = 113,699 - j0,978 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{0-3} &= \frac{\dot{U}_0 + \dot{U}_3}{2} = \frac{115 + (111,685 - j2,483)}{2} = 113,342 - j1,241 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{0-4} &= \frac{\dot{U}_0 + \dot{U}_4}{2} = \frac{115 + (111,865 - j2,332)}{2} = 113,432 - j1,166 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{0-5} &= \frac{\dot{U}_0 + \dot{U}_5}{2} = \frac{115 + (112,666 - j1,949)}{2} = 113,833 - j0,974 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{1-2} &= \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2} = \frac{(112,397 - j1,955) + (110,945 - j2,556)}{2} = 111,671 - j2,26 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{3-2} &= \frac{\dot{U}_3 + \dot{U}_2}{2} = \frac{(111,685 - j2,483) + (110,945 - j2,556)}{2} = 111,315 - j2,524 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{4-3} &= \frac{\dot{U}_4 + \dot{U}_3}{2} = \frac{(111,865 - j2,332) + (111,685 - j2,483)}{2} = 111,775 - j2,408 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_{5-4} &= \frac{\dot{U}_5 + \dot{U}_4}{2} = \frac{(112,666 - j1,949) + (111,865 - j2,332)}{2} = 112,265 - j2,141 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

					ДП0115.141.008.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знайдемо поточкорозподіл та струморозподіл потужностей за ділянками:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Pi 0-3} &= (U_0 - \dot{U}_3) \cdot \underline{y}_{0-3} \cdot \hat{U}_0 + 0,5 \cdot \dot{Y}_{0-3} \cdot U_0^2 = ((115 - (111,69 - j2,48)) \times \\ &\times (0,016 - j0,054) \cdot 115 + 0,5 \cdot (-1,194 \cdot 10^{-4}) \cdot 115^2 = 22,432 - j16,209 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{K 0-3} &= (U_0 - \dot{U}_3) \cdot \underline{y}_{0-3} \cdot \hat{U}_3 - 0,5 \cdot \dot{Y}_{0-3} \cdot U_3^2 = ((115 - (111,69 - j2,48)) \times \\ &\times (0,016 - j0,054) \cdot (111,69 - j2,48) - 0,5 \cdot (-1,194 \cdot 10^{-4}) \cdot (111,69 - j2,48)^2 = \\ &= 22,113 - j15,274 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Для наступних значень поточкорозподілу розрахунок виконуємо аналогічно, Значення потужностей занесено в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Результати поточкорозподілу потужностей

Діл.	$S_{\Pi}, \text{МВА}$	$S_K, \text{МВА}$	Діл.	$S_{\Pi}, \text{МВА}$	$S_K, \text{МВА}$
0-3	22,432 – j16,209	22,113 – j15,274	3-2	3,189 – j2,93	4,093 – j2,907
0-5	22,527 – j15,459	23,426 – j14,754	5-4	4,189 – j1,731	5,3 – j1,702
0-1	23,275 – j17,799	24,141 – j16,99	4-3	0,821 – j0,124	1,849 – j0,122
0-4	25,303 – j19,544	26,201 – j18,486	1-2	14,224 – j10,705	14,769 – j10,486

Перевірка виконання другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}-\dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} &= -(115,9 - j77,6) \cdot (3,5 + j12,1) + (130,1 - j98,1) \times \\ &\times (3,8 + j13,3) - (24,5 - j9,3) \cdot (13,5 + j14,2) = 0; \\ \dot{I}_{03} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{04} - \dot{I}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{4-3} &= (108,7 - j81,4) \cdot (4,9 + j16,9) + (130,1 - j98,1) \times \\ &\times (3,9 + j13,3) - (6,9 + j0,8) \cdot (13,5 + j14,2) = 0; \\ \dot{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{3-2} \cdot \underline{Z}_{3-2} + \dot{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} &= (119,7 - j89,4) \cdot (3,5 + j12,1) - \\ &- (108,7 - j81,4) \cdot (4,9 + j16,9) - (18,5 - j15,6) \cdot (12,2 + j12,84) + \\ &+ (73,8 - j56,3) \cdot (4,9 + j8,5) = 0.\end{aligned}$$

Як бачимо другий закон Кірхгофа виконується.

Сумарне навантаження в мережі становить:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} = (9 - j6,516) + (18 - j12,46) + \\ &+ (19 - j13,03) + (29 - j19,96) + (18 - j12,41) = 93 - j64,368 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Потужність БП:

$$\dot{S}_0 = \dot{S}_{01} + \dot{S}_{03} + \dot{S}_{04} + \dot{S}_{05} = (23,72 - j17,39) + (21,51 - j15,74) + (25,77 - j19,02) + (22,99 - j15,11) = 93,981 - j67,258 \text{ МВА.}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_0 - \dot{S}_{\Sigma} = (93,981 - j67,258) - (93 - j64,368) = 1 - j2,9 \text{ МВА.}$$

Наступні розрахунки сумарних втрат потужностей для інших режимів виконуються аналогічно .

Результат розрахунку режимних параметрів при максимальних навантаженнях на рис. 4.4.

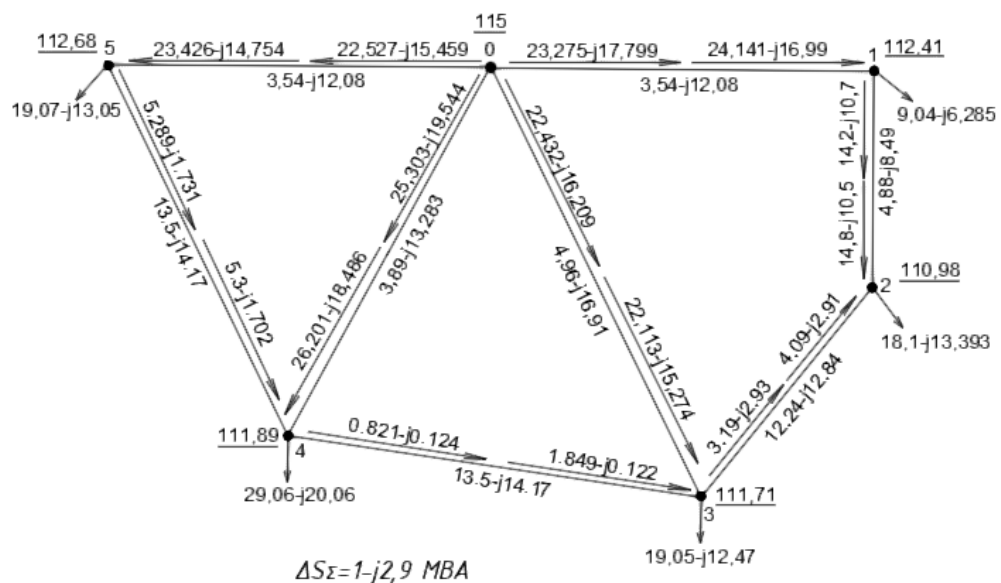


Рисунок. 4.4 –Параметри режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

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

Розрахунок приведем для ПС №4, На ПС №4 планується встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН-40000/110.

$$\begin{aligned}\Delta U_{m64} &= \frac{(P_{64} + \Delta P_{tz4} + g_{m4} \cdot (U_4)^2) \cdot r_{64}}{(U_4)} - \frac{(Q_{64} + \Delta Q_{tz4} + b_{m4} \cdot (U_4)^2) \cdot x_{64}}{(U_4)} = \\ &= \frac{(29 + 0,061 + 6,503 \cdot (111,889)^2) \cdot 0,827}{111,889} - \\ &- \frac{(19,95 + (-1,727) + (-3,629) \cdot (111,889)^2) \cdot 27,28}{111,889} = 0,742 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{mc4} &= \frac{P_{cn4} \cdot r_{64} - Q_{cn4} \cdot x_{mc4}}{(U_4) - \Delta U_{m64}} = \frac{20 \cdot 0,827 - (-9,408) \cdot 0}{111,889 - 0,742} = 0,149 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{mn4} &= \frac{P_{nn4} \cdot r_{64} - Q_{nn4} \cdot x_{mn4}}{(U_4) - \Delta U_{mn4}} = \frac{9 \cdot 0,827 - (-6,516) \cdot 9,919}{111,889 - 0,742} = 0,648 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Для трансформаторів на ПС №4 знайдемо значення напруги:

$$\begin{aligned}U_{nc4} &= (U_4) - \Delta U_{m64} - \Delta U_{mc4} = 111,889 - 0,724 - 0,149 = 110,998 \text{ кВ}; \\ U_{nn4} &= (U_4) - \Delta U_{mn4} - \Delta U_{mn4} = 111,889 - 0,742 - 0,648 = 110,499 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Для силових трансформаторів на ПС №4 бажане відносне число регулювання витків РПН:

$$N_{4РПНбаж} = \frac{1}{\omega_{60РПН}} \cdot \left(\frac{U_{nn4} \cdot U_{TH}}{U_{T40B} \cdot U_{HHбаж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left(\frac{110,499 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = 0,607 = 1.$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах НН в ПС №4:

$$U_{фактНН4} = \frac{U_{nn4} \cdot U_{TH}}{U_{T40B} \cdot (1 + N_{4РПНбаж} \cdot \omega_{60РПН})} = \frac{110,499 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,0178)} = 10,428 \text{ кВ}.$$

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{4ПБЗбаз} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left(\frac{U_{CHбаз} \cdot U_{T40B} \cdot (1 + N_{4РПНбаз} \cdot \omega_{0РПН})}{U_4 \cdot U_{TC}} - 1 \right) =$$

$$= \frac{1}{0,025} \cdot \left(\frac{37,5 \cdot 115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,018)}{111,889 \cdot 38,5} - 1 \right) = -1,199 = -1.$$

Дійсна напруга на шинах СН:

$$U_{фактСН4} = \frac{U_4 \cdot U_{TC} \cdot (1 + N_{4ПБЗбаз} \cdot \omega_{0ПБЗ})}{U_{T40B} \cdot (1 + N_{4ПБЗбаз} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{111,889 \cdot 38,5 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,018)} = 35,88 \text{ кВ}.$$

Для всіх інших ПС розрахунків виконуємо аналогічно. Результати розрахунків наведено в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	Напруга на ВН, кВ	N _{РПН}	N _{ПБЗ}	Дійсна напруга на СН, кВ	Дійсна напруга на НН, кВ
1	112,41	1	-	35,61	10,53
2	110,98	0	-2	35,84	10,52
3	111,71	0	1	35,55	10,54
4	111,89	1	-1	35,88	10,43
5	112,68	0	-2	35,84	10,52

4.7 Розрахунок мінімальних навантажень

В режимі роботи при мінімальних навантаженнях напругу на БП приймаємо 110 кВ. Коефіцієнт зниження навантаження 0,63. Для ПС №4 знайдемо активне та реактивне навантаження, яке приєднано до шин ПС при мінімальних навантаженнях:

$$\dot{S}_{\min 4} = \dot{S}_{\max 4} \cdot 0,63 = (29 - j19,956) \cdot 0,63 = 18,27 - j12,572 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{НН}4} = (P_{\text{НН}4} + jQ_{\text{НН}4}) \cdot 0,63 = (9 + j(-6,516)) \cdot 0,63 = 5,67 - j4,105 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{СН}4} = (P_{\text{СН}4} + jQ_{\text{СН}4}) \cdot 0,63 = (20 + j(-9,408)) \cdot 0,63 = 12,6 - j5,927 \text{ МВА}.$$

Повне навантаження в режимі мінімальних навантажень на ПС №4:

$$\dot{S}_{4-\min} = \dot{S}_{HH4} + \dot{S}_{CH4} = (5,67 - j4,105) + (12,6 - j5,927) = 18,27 - j10,032 \text{ МВА.}$$

Для всіх інших ПС розрахунок виконується аналогічно. Результати розрахунку занесено в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Навантаження пунктів при мінімальних навантаженнях

ПС	$\dot{S}_{\min}, \text{МВА}$
1	5,67-j4,105
2	11,34-j7,85
3	11,97-j8,208
4	18,27-j10,032
5	11,34-j7,82

Розрахуємо кількість силових трансформаторів, які повинні бути включені при мінімальних навантаженнях кожної ПС.

Наведемо розрахунок суми квадратів модулів обмоток силового трансформатора для ПС №4:

$$S_4 = (S_{BH4})^2 + (S_{CH4})^2 + (S_{HH4})^2 = (22,18)^2 + (13,92)^2 + (7)^2 = 734,745 \text{ МВА}^2.$$

Розрахуємо критичну потужність трансформаторів встановлених на ПС №4:

$$S_{кр4} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx4} \cdot S_{ном4}^2}{\Delta P_{к4}} = \frac{4 \cdot 43 \cdot 40^2}{200 \cdot 10^{-3}} = 1376 \text{ МВА}^2.$$

Так, як $(734,745 \text{ МВА}^2 < 1376 \text{ МВА}^2)$ то на ПС №4 повинно буде включено один силовий трансформатор ТДТН-40000/110.

Розрахунок для всіх інших ПС виконується аналогічно, Результати розрахунків занесено в табл. 4.13.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.13 – Включення трансформаторів при мінімальних навантаженнях

ПС	S_i^2, MBA^2	$S_{\text{кри}}, \text{MBA}^2$	Загальна кількість трансформаторів
1	98	93,333	2
2	289,569	235,52	2
3	338,692	553,571	1
4	743,745	1376	1
5	294,443	235,52	2

Коригуємо параметри розрахункової схеми мережі з урахуванням нових значень навантажень у ПС мережі. Результати заносимо в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Навантаження пунктів при мінімальних навантаженнях

ПС	Приведене навантаження, МВА
1	5,707-j4,753
2	11,411-j9,574
3	12,018-j9,372
4	18,331-j14,299
5	11,412-j9,497

Ітераційний розрахунок параметрів режиму мінімальних навантажень виконуємо аналогічно розрахунку максимальних навантажень. Напругу для БП було взято 110 кВ. Результати розрахунку ітерацій заносимо то табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Результати наступних ітерацій

Ітерація	1	2	3	...	15	16	17
$U_1, \text{кВ}$	109,703 – j0,183	109,162 – j1,44	108,773 – j0,691	...	108,287 – j1,282	108,287 – j1,282	108,287 – j1,282
$U_2, \text{кВ}$	109,005 – j0,353	18,281 – j0,724	107,807 – j1,06	...	107,326 – j1,677	107,326 – j1,677	107,326 – j1,677
$U_3, \text{кВ}$	108,929 – j0,498	108,285 – j0,951	107,991 – j1,281	...	107,829 – j1,637	107,829 – j1,637	107,829 – j1,637
$U_4, \text{кВ}$	108,611 – j0,647	108,076 – j1,182	107,966 – j1,378	...	107,94 – j1,534	107,94 – j1,534	107,94 – j1,534
$U_5, \text{кВ}$	108,631 – j0,873	108,467 – j1,127	108,445 – j1,214	...	108,452 – j1,276	108,452 – j1,276	108,452 – j1,276
$\delta \dot{S}_1, \text{MBA}$	11,847	9,1	6,471		0,0028	0,0014	0,0007
$\delta \dot{S}_2, \text{MBA}$	7,372	4,869	2,706		0,00069	0,00036	0,00019
$\delta \dot{S}_3, \text{MBA}$	8,717	4,869	1,234		0,00025	0,00013	0,00007
$\delta \dot{S}_4, \text{MBA}$	9,223	4,125	0,467		0,00011	0,00005	0,00003
$\delta \dot{S}_5, \text{MBA}$	0,21	1,68	0,012		0,0000024	0,0000013	0,0000007
$\delta_{\text{MAX}}, \text{MBA}$	11,847	9,1	6,471	...	0,0028	0,0014	0,0014

Виконуємо розрахунок лінійних струмів ,струморозподілу та потокорозподілу потужності дані заносимо в табл.4.16.

Таблиця 4.16 – Результати потокорозподілу потужностей

Ділянка	$\dot{I}_{i-j}$, А	$\dot{S}_{i-j}^{поч}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{кін}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}$, МВА
0-1	78,563-j58,857	14,452-j11,217	15,366-j10,868	14,917-j11,043
0-3	71,487-j53,188	14,343-j10,134	14,197-j9,731	13,561-j9,932
0-4	85,577-j64,431	15,737-j12,276	16,717-j11,819	16,237-j12,047
0-5	76,148-j51,679	13,992-j9,846	14,92-j9,539	14,463-j9,693
1-2	48,388-j37,52	8,843-j6,93	9,414-j6,834	9,131-j6,882
3-2	12,241-j10,949	1,883-j2,01	2,738-j2	2,312-j2,005
4-3	4,456-j0,297	2,521-j1,029	3,474-j1,017	0,833-j0,043
5-4	15,934-j5,666	0,354-j0,044	1,312-j0,043	3-j1,023

Перевірка виконання другого закону Кірхгофа:

$$-\dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} = -(76,1 - j51,7) \cdot (3,5 + j12,1) + (85,6 - j64,4) \times \\ \times (3,8 + j13,3) - (15,9 - j5,7) \cdot (13,5 + j14,2) = 0;$$

$$\dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{4-3} = (71,5 - j53,2) \cdot (4,9 + j16,9) + (85,6 - j64,4) \times \\ \times (3,9 + j13,3) - (4,5 - j0,3) \cdot (13,5 + j14,2) = 0;$$

$$\dot{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{3-2} \cdot \underline{Z}_{3-2} + \dot{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (78,6 - j58,9) \cdot (3,5 + j12,1) - \\ - (71,5 - j53,2) \cdot (4,9 + j16,9) - (12,2 - j10,9) \cdot (12,2 + j12,84) + \\ + (48,4 - j37,5) \cdot (4,9 + j8,5) = 0.$$

Результат розрахунку режимних параметрів при мінімальних навантаженнях на рис. 4.5.

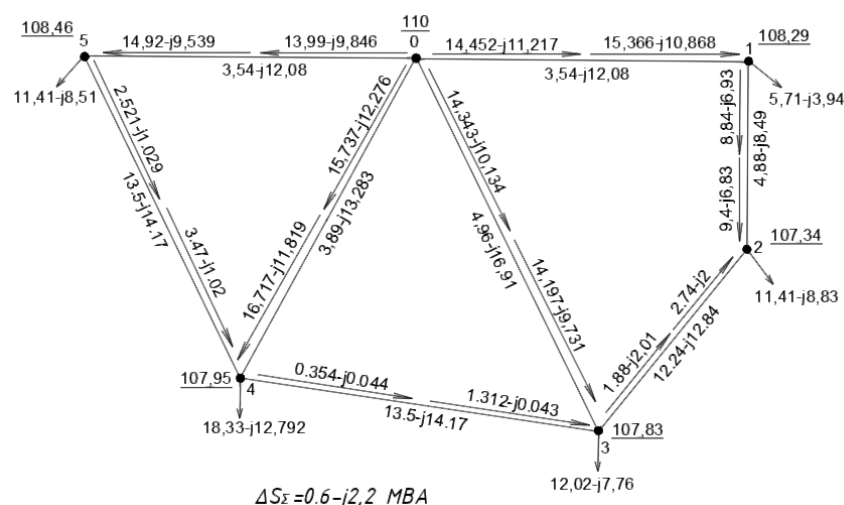


Рисунок. 4.5 – Параметри мережі при мінімальних навантаженнях

Результат вибору положення РПН та ПБЗ трансформаторів також виконуємо аналогічно максимальних навантажень. Результати наведено в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	Напруга на ВН, кВ	N _{РПН}	N _{ПБЗ}	Дійсна напруга на СН, кВ	Дійсна напруга на НН, кВ
1	108,29	-2	-	35,65	10,58
2	107,34	-2	0	35,79	10,55
3	107,83	-1	0	35,43	10,43
4	107,95	0	1	35,81	10,47
5	108,46	-1	0	35,84	10,58

4.8. Розрахунок післяаварійного режиму

Розглянемо режим роботи розподільчої мережі після аварійного відключення лінії, що транспортує найбільшу потужність. У розрахунковій мережі такою ділянкою є 0-4.

Еквівалентні провідності для пунктів 0 та 4:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (b_{05} + b_{01} + b_{03}) = 0,5 \cdot (j8,531 + j8,531 + j1,194) = j145,03 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_4 = 0,5 \cdot (b_{43} + b_{45}) = 0,5 \cdot (j8,242 + j8,242) = j82,42 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Розрахунок параметрів схеми мережі виконуються аналогічно, як для режиму максимальних навантажень. Результати розрахунку ітерацій заносимо до табл. 4.18.

Таблиця 4.18 – Результати розрахунку ітерацій для післяаварійного режиму

Ітерація	1	2	3	...	18	19	20
1	2	3	4	5	6	7	8
U ₁ , кВ	114,719 - j0,176	114,205 - j0,424	113,837 - j0,665	...	113,119 - j1,495	113,119 - j1,495	113,119 - j1,495
U ₂ , кВ	114,054 - j0,342	113,367 - j0,699	112,8 - j1,054	...	111,962 - j2,029	111,962 - j2,029	111,962 - j2,029
U ₃ , кВ	113,984 - j0,482	113,033 - j0,956	112,449 - j1,403	...	111,957 - j2,162	111,957 - j2,162	111,957 - j2,162
U ₄ , кВ	112,602 - j0,9	111,221 - j1,297	110,666 - j1,725	...	110,272 - j2,234	110,272 - j2,234	110,272 - j2,234

					ДП0115.14.1.008.ПЗ		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			63

Продовження таблиці 4.18

1	2	3	4	5	6	7	8
$U_5, \text{кВ}$	113,279 – j0,941	112,809 – j1,369	112,639 – j1,596	...	112,554 – j1,876	112,554 – j1,876	112,554 – j1,876
$\delta \dot{S}_1, \text{МВА}$	11,802	9,053	7,795		0,0027	0,0016	0,00094
$\delta \dot{S}_2, \text{МВА}$	7,33	6,863	4,72		0,00095	0,00056	0,0009
$\delta \dot{S}_3, \text{МВА}$	14,512	9,05	4,069		0,00068	0,0004	0,0002
$\delta \dot{S}_4, \text{МВА}$	11,699	3,779	1,63		0,00029	0,00017	0,00001
$\delta \dot{S}_5, \text{МВА}$	0,242	0,08	0,036		0,000006	0,000003	0,0000011
$\delta_{\text{MAX}}, \text{МВА}$	14,512	9,053	7,795	...	0,0027	0,0016	0,00009

Виконуємо розрахунок лінійних струмів ,струморозподілу та потокорозподілу потужності дані заносимо в табл.4.19.

Таблиця 4.19 – Результати потокорозподілу потужностей

Ділянка	$\dot{I}_{i-j}, \text{А}$	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{i-j}, \text{МВА}$
0-1	90,118-j63,516	17,386-j12,652	18,367-j12,211	17,886-j12,431
0-3	96,045-j75,766	19,92-j15,092	19,657-j14,333	19,019-j14,712
0-5	114,159-j83,495	22,175-j16,631	23,067-j15,906	22,633-j16,269
1-2	61,252-j43,42	11,769-j8,349	12,368-j8,205	12,072-j8,277
3-2	3,246+j2,846	0,151-j0,563	1,087+j0,564	0,619+j0,564
4-3	38,099-j32,352	6,992-j6,131	7,909-j6,025	7,459-j6,078
5-4	56,355-j39,268	0,354-j0,044	1,312-j0,043	11,018-j7,372

Перевірка виконання другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & -\dot{I}_{05} \cdot \underline{Z}_{05} + \dot{I}_{03} \cdot \underline{Z}_{03} - \dot{I}_{45} \cdot \underline{Z}_{45} + \dot{I}_{34} \cdot \underline{Z}_{43} = -(114,16 - j83,49) \cdot (3,5 + j12,1) + \\
 & + (96,045 - j75,766) \cdot (4,956 + j16,905) - (56,355 - j39,268) \times \\
 & \times (13,504 - j14,168) + (38,099 - j32,352) \cdot (13,504 - j14,168) = 0; \\
 & \dot{I}_{01} \cdot \underline{Z}_{01} - \dot{I}_{03} \cdot \underline{Z}_{03} + \dot{I}_{32} \cdot \underline{Z}_{32} + \dot{I}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} = (90,12 - j63,52) \cdot (3,5 + j12,1) - \\
 & - (96,045 - j75,766) \cdot (4,956 + j16,905) + (3,246 + j2,846) \times \\
 & \times (12,238 + j12,84) + (61,252 - j43,42) \cdot (4,88 + j8,493) = 0;
 \end{aligned}$$

Результат розрахунку параметрів післяаварійного режиму на рис. 4.6.

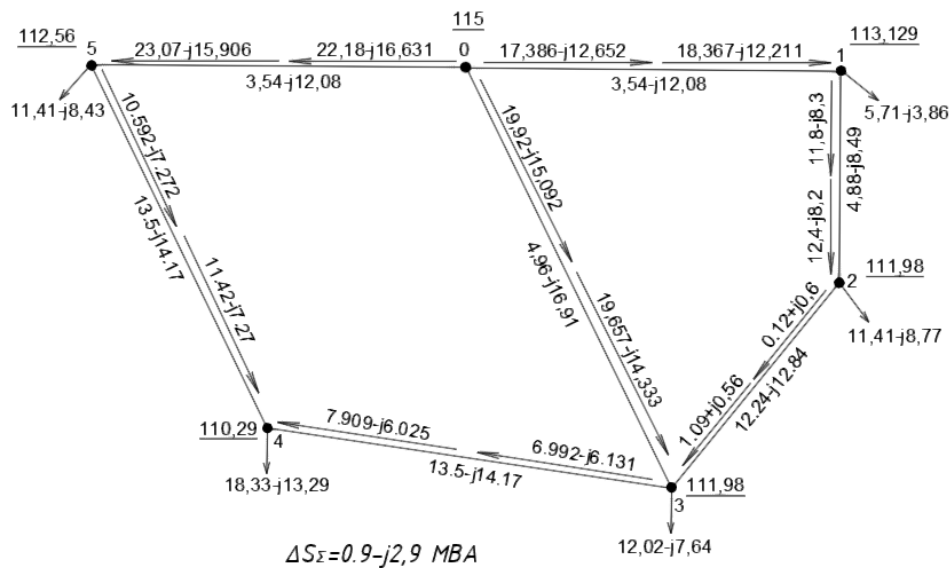


Рисунок. 4.6 –Схема післяаварійного режиму

Таблиця 4.20 – РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	Напруга на ВН, кВ	Н _{РПН}	Н _{ПБЗ}	Дійсна напруга на СН, кВ	Дійсна напруга на НН, кВ
1	113,129	-1	-	36,65	10,46
2	111,98	-2	0	35,84	10,59
3	111,98	2	0	37,54	10,56
4	110,29	0	1	35,81	10,47
5	112,56	-3	-1	36,73	10,48

Висновки до розділу 4

В цьому розділі було вибрано силові трансформатори для установлення на ПС. Розраховано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній 110 кВ. Далі було розраховано режими роботи розподільчої мережі за допомогою методу Зейделя, а саме режим мінімальних навантажень, максимальних навантажень та післяаварійний режим. Також було обрано положення РПН і ПБЗ для цих режимів роботи.

При розрахунках максимальних навантажень було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 1 - j2,9 \text{ MVA}$, номінальна напруга була прийнята для розрахунку даного режиму 110 кВ а напруга БП була прийнята 115 кВ найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №2 $U_2 = 110,98 \text{ кВ}$. Для досягнення інженерної точності знадобилося 19 ітерацій розрахунку.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При розрахунках мінімальних навантажень було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 0,6 - j2,2 \text{ МВА}$, найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №2 $U_2 = 107,34 \text{ кВ}$. Номінальна напруга та напруга БП при розрахунку даного режиму була прийнята 110 кВ. Коефіцієнт зниження навантаження був прийнятий – 0,63. Виходячи з розрахунків в ПС №4 та ПС №3 залишається в роботі лише 1 трансформатор. Для досягнення інженерної точності мінімальних навантажень знадобилося 17 ітерацій розрахунку.

Розрахунок післяаварійного режиму виконуємо після відключення ділянки 0-4, яка є самою завантаженою в режимі максимальних навантажень, а саме $I_{0-4} = 162,991 \text{ А}$, було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 0,9 - j2,9 \text{ МВА}$. Номінальна напруга та напруга БП при розрахунку даного режиму була прийнята 115 кВ. Найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №4 $U_4 = 110,297 \text{ кВ}$. Для досягнення інженерної точності даного режиму знадобилося 20 ітерацій розрахунку.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В першому розділі було побудовано графік функцій оптимальних витрат для повітряних ліній 110 кВ, також було розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм² та 240 мм², розраховано час максимальних витрат. Розраховано коефіцієнти парабол для обраних перерізів проводів та побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах.

В другому розділі завдяки методу найменших квадратів розраховано апроксимацію функцій сумарних витрат для повітряних ліній 110 кВ, які виконані на залізобетонних опорах. У розрахунку було використано координати точок, які належали знайденим функціям для різних видів перерізів проводів, сформовано системи рівнянь з яких було знайдено коефіцієнти для розрахунку сумарних дисконтованих витрат.

В третьому розділі було виконано оптимізацію РЕМ 110 кВ завдяки методу поконтурної оптимізації. За рахунок лінійної апроксимації функції сумарних дисконтованих затрат було вибрано оптимальну схему мережі. Зі схеми мережі було прибрано ділянки мережі з кожного контуру, а саме: 4-5 в першому контурі, 3-4 в другому контурі та 3-2 в третьому контурі.

В четвертому розділі було розраховано та обрано силові трансформатори для кожного пункту ПС мережі. В ПС №1 було обрано двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110, в ПС №2 та ПС №5 було обрано триобмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110, для ПС №3 було обрано триобмоткові трансформатори типу ТДТН-25000/110, а для ПС №4 обрано триобмоткові трансформатори типу ТДТН-40000/110. Також було вибрані перерізи проводів для ділянок: 0-1, 0-5, 0-4 та 0-3 було обрано АС-240/19; 3-2, 4-3, 4-5 було обрано АС-70/11, а для ділянки 1-2 АС-120/19. Також було розраховано параметри Z-схеми електричної мережі, обчислено характеристики мережі в таких режимах, як: максимальних, мінімальних навантажень та у післяаварійному режимі.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При розрахунках максимальних навантажень було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 1 - j2,9 \text{ МВА}$, номінальна напруга була прийнята для розрахунку даного режиму 110 кВ а напруга БП була прийнята 115 кВ найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №2 $U_2 = 110,98 \text{ кВ}$.

При розрахунках мінімальних навантажень було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 0,6 - j2,2 \text{ МВА}$, найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №2 $U_2 = 107,34 \text{ кВ}$. Номінальна напруга та напруга БП при розрахунку даного режиму була прийнята 110 кВ. Виходячи з розрахунків в ПС №4 та ПС №3 залишається в роботі лише 1 трансформатор.

Розрахунок післяаварійного режиму виконуємо після відключення ділянки 0-4, яка є самою завантаженою в режимі максимальних навантажень, а саме $I_{0-4} = 162,991 \text{ А}$, було отримано величину сумарних втрат потужності $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 0,9 - j2,9 \text{ МВА}$. Номінальна напруга та напруга БП при розрахунку даного режиму була прийнята 115 кВ. Найнижчим рівнем напруги спостерігається у ПС №4 $U_4 = 110,297 \text{ кВ}$.

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Навчальний посібник. [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної та освітньо-наукової програм магістерської підготовки. / В. А. Баженов; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.-56 с.

2. Районні електричні мережі: Метод, вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 95 с.

3. В.В.КИРИК ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ Навчальний посібник для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології».

4. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до ви-кон. 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 «КІП». 2016. - 59 с.

5. В.А.Баженов. МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі».

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат

					ДП0115.14.1.008.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
11.06.2024 19:34:25 EEST

Дата звіту:
11.06.2024 21:48:30 EEST

ID перевірки:
1016348699

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Яковчук Олексій Богданович

Кількість сторінок: 58 Кількість слів: 12331 Кількість символів: 69652 Розмір файлу: 1.58 MB ID файлу: 1016151987

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

24.2%
Схожість

Найбільша схожість: 5.51% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260749)

18.5% Джерела з Інтернету

541

Сторінка 60

22.1% Джерела з Бібліотеки

408

Сторінка 76

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи

76

Підозріле форматування

26
сторінок