

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В.Кирик
“ ____ ” _____ 2021р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

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

на тему: «Оптимізація розвитку та розрахунок усталених режимів електричної мережі»

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

Гаркуша Віктор Андрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: _____
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2021 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

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

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

В.В.Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)
«» _____ 2021р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Гаркуші Віктору Андрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.

4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Ситуаційний план.

5.2. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.

5.3. Результат розрахунку робочих режимів мережі.

6. Консультанти розділів проекту

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

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

Календарний план

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

Студент

(підпис)

Гаркуша В.А.

Керівник проекту

(підпис)

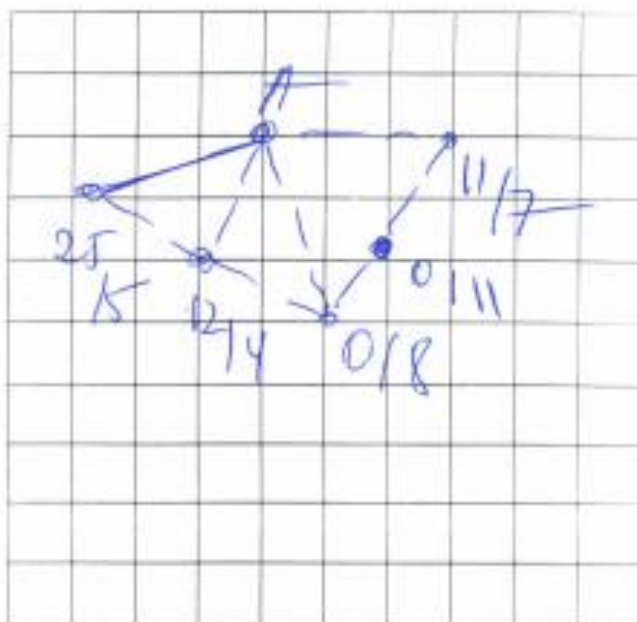
Баженов В.А.

НТУУ "КПІ"
Кафедра ЕМС

Група ЕС 378/

Студент Гаркуша

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 активна потужність пунктів P (МВт) ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{\text{ср}} = \underline{0,85}$ $\cos \varphi_{\text{ср}} = \underline{0,81}$ $T_{\text{ср}} = \underline{5100}$ [годин]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі планового навантаження $\alpha = \underline{63}$ (%), р-л I - II.
- $M_{\text{ср}} = \underline{\hspace{2cm}}$ [МВт·км]. $\alpha_n = \underline{\hspace{2cm}}$

\$ 29,3

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження: чисельник - навантаження на стороні С.Н., знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез оптимальних планових топологічних схем мережі.

Завдання
надане

Дата _____

Підпис викладача _____

K

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Оптимізація розвитку та розрахунків усталених режимів електричної мережі»



Гаркуша_Віктор_Андрійович_ПЗ
Uploaded: 06/17/2021 | Checked: 06/17/2021

Matches Citation Reference Character replacement

32% Matches

0% Citations

0% References

Matches

Web sources390

1	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolyniuk_bakalavr.pdf	24.88%
2	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf	13.91%
3	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf	8.7%
4	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28443/1/Slevych_bakalavr.pdf	3.36%
5	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf	3.04%
6	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28444/1/Hrypunova_bakalavr.pdf	1.83%
7	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30716/1/Blashchuk_magistr.pdf	1.36%
8	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23261/1/Kryklyvyi_magistr.pdf	1.33%
9	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28437/1/Firga_bakalavr.pdf	0.99%
10	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28485/1/Kolitsnyk.pdf	0.97%

Page 1

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ЕС81.141.002 ПЗ	Пояснювальна записка	76	
3	A1	ЕС8110.141.01.002 ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ЕС8110.141.01.002 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
5	A1	ЕС8110.141.01.002 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ	1	

					ЕС8109.141.002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Гаркуша В.А.			Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірів		Баженов В.А.					5	80
						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-зп81		
Н. Контр.		Моссаковський В.І.						
Затвердив		Кирик В.В.						

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 80 сторінках формату А4, до якої входить 37 таблиць, 17 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає в себе 3 аркуші формату А1.

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

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

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic chap-style. The explanatory note is made on 80 pages of A4 format, which includes 37 tables, 17 figures and 4 sources of literature. The graphic part includes 3 sheets of A1 format.

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

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

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

					EC8109.141.002 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	11
1.1 Загальні положення.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	13
Висновки до розділу.....	15
2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	16
2.1 Загальні положення.....	16
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	17
Висновки до розділу.....	20
3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	21
3.1 Загальні положення.....	21
3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ.....	22
Висновки до розділу.....	31
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ.....	32
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	32
4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі.....	33
4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ.....	37
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	43
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей.....	46
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	49
4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	56
4.8 Розрахунок післяаварійного режиму.....	62
Висновки до розділу.....	77
ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	79
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	80

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

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

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

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Загальні положення

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

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

де i – поточна гілка електричної мережі; M – множина усіх можливих гілок мережі.

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

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

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

Витрати для ЛЕП знаходять за виразом

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де Z_{v0} - приведені витрати на будівництво та експлуатацію одиниці довжини ЛЕП з перерізом S_{v0} ; l - довжина лінії електропередачі.

Приведені витрати Z_{v0} можливо розрахувати за виразом:

$$Z_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau,$$

K_{v0} - капітальні вкладення для будівництва одиниці довжини ЛЕП перерізом S_v ;

P_a - щорічні витрати для обслуговування та ремонту ЛЕП;

E - норма дисконту;

P - значення потоку потужності даною ЛЕП;

U_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 витрат ЛЕП можливо представити такому вигляді:

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

де a_{v0} та b_{v0} коефіцієнти параболи, які визначаються за формулами:

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

$$b_{v0} = \frac{r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E}.$$

Функцію приведених витрат можливо записати для будь-якого числа перерізів, які допустимі для даного класу напруги. В результаті отримаємо сімейство

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, що огинає дані параболи знизу.

1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах побудуємо функцію оптимальних витрат. Будемо використовувати скорочену номенклатуру стандартних перерізів, а саме 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Погонні активні опори ліній для перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм² 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
240/32	0,118

Базові показники вартості ПЛ – 110 кВ для перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм² на сталевих опорах, дивлячись на курс валют (5 гривень за 1 долар США), становитимуть:

Станом на 2021 рік курс долара приймаємо 29,3 гривень за 1 долар США

$$k_{\$} = \frac{29,3}{5} = 5.86$$

Тоді показники вартості ПЛ– 110 кВ будуть:

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм ²	Вартість, тис.грн./км
70	1612
120/19	1729
240/32	2051

Знаходимо час максимальних витрат:

$$T_{max} = 5100 \text{ год}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$\tau := \left(0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + 5100 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 3521.13$$

Знаходимо коефіцієнти параболі для обраних перерізів проводів:

Для проводу марки (АС-70/11)

$$a_{v0(70)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(70)}}{E} + K'_{v0(70)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1611.5}{0,1} + 1611.5 = 1805$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2.07 \cdot 3521.13}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 3.138$$

Для проводу марки (АС-120/19):

$$a_{v0(120)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(120)}}{E} + K'_{v0(120)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1728.7}{0,1} + 1728.7 = 1936$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2.07 \cdot 3521.13}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 1.81$$

Для проводу марки (АС-240/39):

$$a_{v0(240)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(240)}}{E} + K'_{v0(240)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2051}{0,1} + 2051 = 2297$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 2.07 \cdot 3521.13}{110^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 0.878$$

Функція сумарних дисконтованих витрат для перерізів 70 мм², 120 мм² та 240 мм² буде мати вигляд:

$$3_{v0(70)} = a_{v0(70)} + b_{v0(70)} \cdot P^2 = 1804.88 + 3,14 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(120)} = a_{v0(120)} + b_{v0(120)} \cdot P^2 = 1936.144 + 1,81 \cdot P^2;$$

$$3_{v0(240)} = a_{v0(240)} + b_{v0(240)} \cdot P^2 = 2297.12 + 0,88 \cdot P^2;$$

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

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

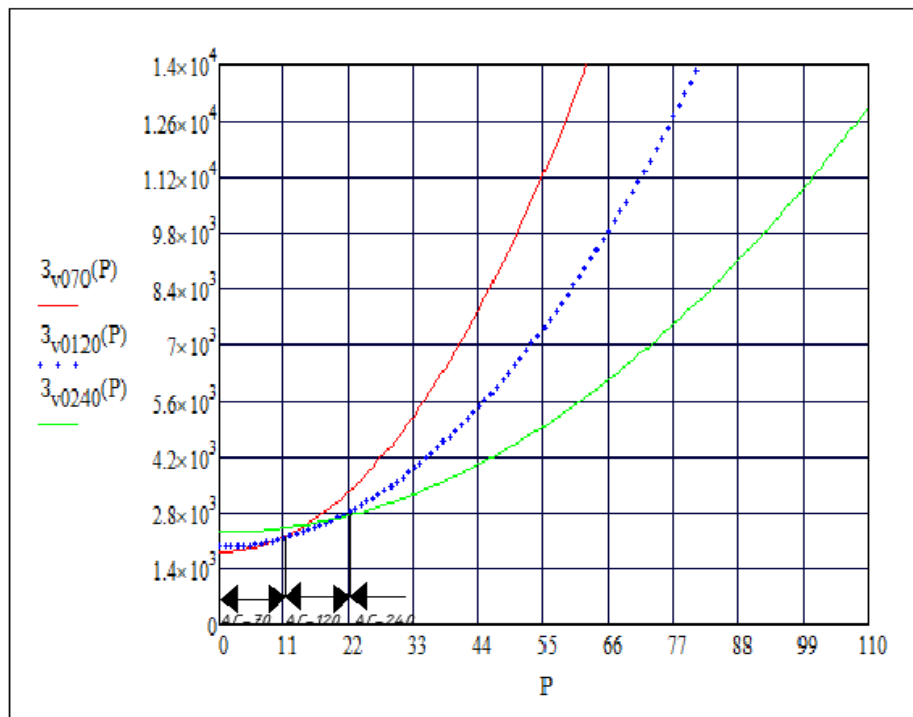


Рисунок 1.1 – Функція питомих приведених витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ

Висновки до даного розділу:

У цьому розділі побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Функція приведена на рисунку 1.1. та залежить від коефіцієнтів параболі, котрі були розраховані вище. Були розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм² та 240 мм².

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення

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

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

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

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

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

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

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

Попередній вираз в свою чергу можна записати у вигляді:

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Використаємо позначення:

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

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

Тоді знаходимо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

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

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

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

де

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

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Виконуємо апроксимацію функції дисконтованих витрат розраховану в попередньому розділі.

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Координати точок

P , МВт	0	2,5	5	10	11,28	15	18.16	30	60	90
$З$, тис.грн/км	1805	1824	1883	2119	2167	2344	2535	3087	5456	9405

Формуємо систему рівнянь:

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

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

$$= 0 + 2.5 + 5 + 10 + 11.28 + 15 + 18.16 + 30 + 60 + 90 = 241.94$$

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

$$= 0^2 + 2.5^2 + 5^2 + 10^2 + 11.28^2 + 15^2 + 18.16^2 + 30^2 + 60^2 + 90^2$$

$$= 13413.27;$$

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

$$= 1805 + 1824 + 1883 + 2119 + 2167 + 2344 + 2535 + 3087 + 5456$$

$$+ 9405 = 32626;$$

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

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

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

$$= 1804.88 \cdot 0 + 1824 \cdot 2.5 + 1883 \cdot 5 + 2119 \cdot 10 + 2167 \cdot 11.28 + 2344$$

$$\cdot 15 + 2535 \cdot 18.16 + 5188 \cdot 30 + 5456 \cdot 60 + 9405 \cdot 90 = 1407248;$$

Тоді отримуємо наступну систему рівнянь:

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

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

$$a_0 = 1285.07$$

$$a_1 = 81.7354$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

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

$$Z_H = 1285.07 + 81.7354 \cdot P$$

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

$$Z_{icn} = 81.735 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис. 2.1.

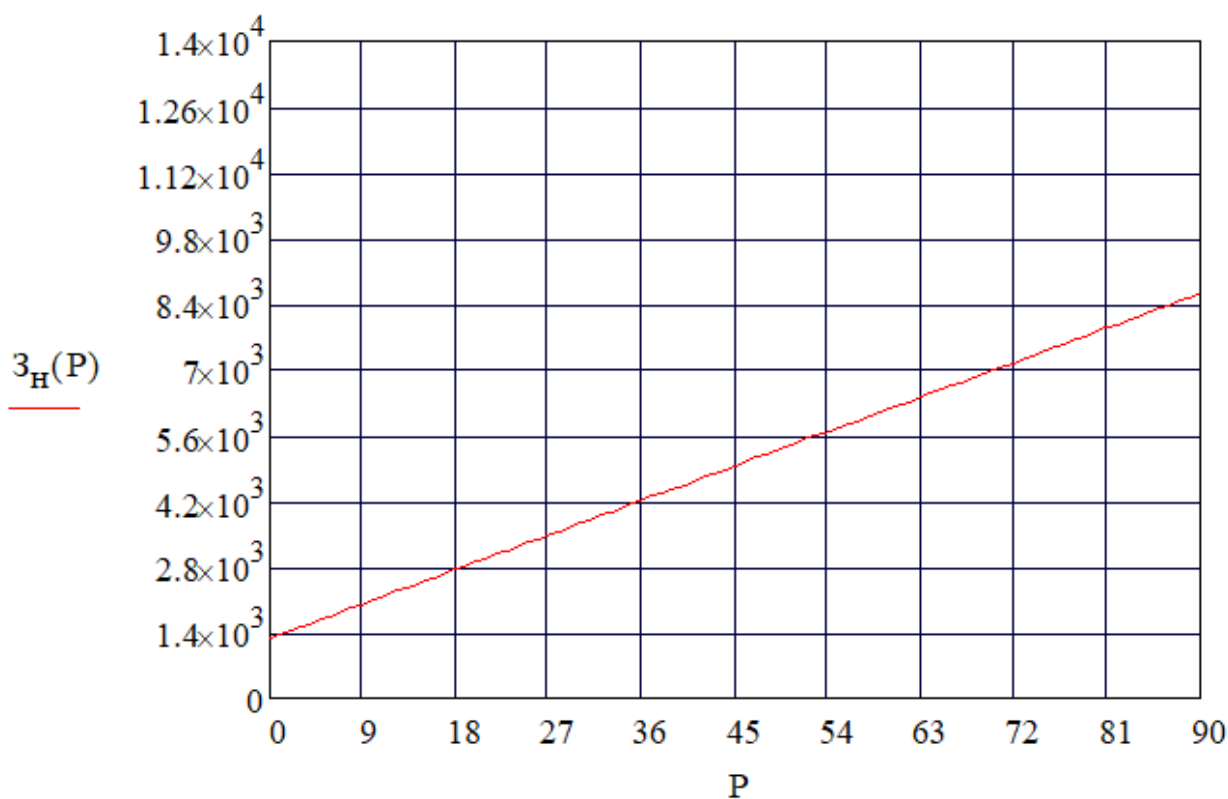


Рисунок. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу найменших квадратів зроблено апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для проводів перерізом 70, 120, 240 мм² для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах та приведена на рисунку 2.1. Апроксимацію виконано для проектованої та для існуючої ПЛ-110 кВ. Різниця між функціями в коефіцієнтах, оскільки для існуючої функції необхідно тільки один коефіцієнт.

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Загальні положення

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

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

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

Виконаємо вибір конфігурації електричної мережі 110 кВ

3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

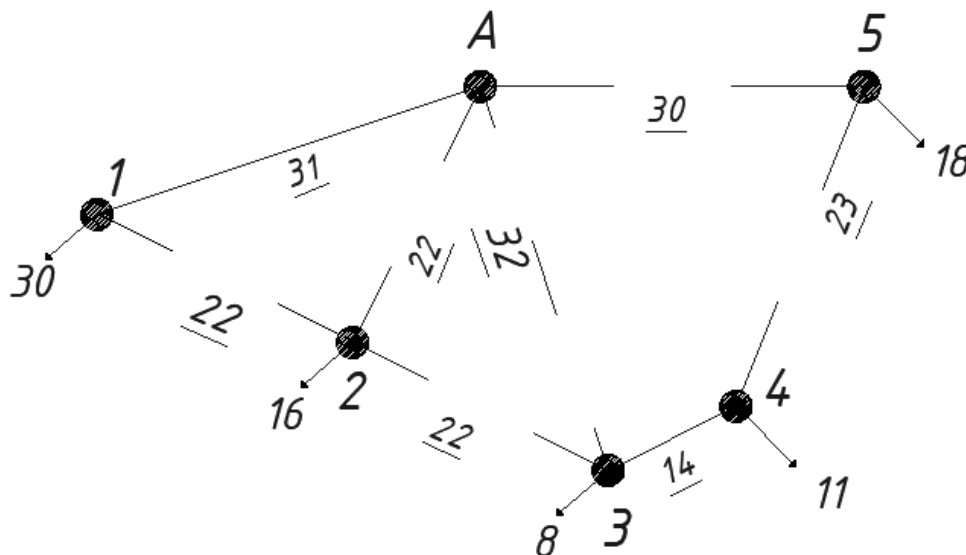


Рисунок. 3.1 – Надлишкова схема РЕМ

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

$$З_{\text{н}} = 1285.07 + 81.7354 \cdot P$$

$$З_{\text{н}} = 1.285 + 0.082 \cdot P$$

Для існуючої ЛЕП 110 кВ скористаємося наступною функцією:

$$З_{\text{існ}} = 0.082 \cdot P$$

Для початкової схеми РЕМ визначимо потокорозподіл за довжинами ділянок.

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

$$P_{1a.розр} := P_1 = 30 = 30 \quad MB_T$$

$$P_{2a.розр} := P_2 = 16 = 16 \quad MB_T$$

$$P_{3a.розр} := P_3 = 8 = 8 \quad MB_T$$

$$P_{54.розр} := P_4 = 11 = 11 \quad MB_T$$

$$P_{5a.розр} := P_5 + P_{54.розр} = 18 + 11 = 29 \quad MB_T$$

На рис. 3.2 зображено потокорозподіл в розімкненій мережі.

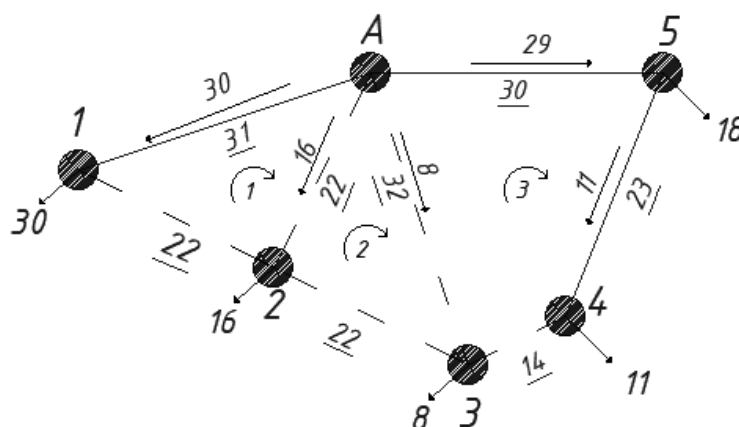


Рис. 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

$$S_I \cdot L_I - S_{II} \cdot L_{2A} = -(P_{2a.розр} \cdot L_{2A} - P_{1a.розр} \cdot L_{1A})$$

$$S_{II} \cdot L_{II} - S_I \cdot L_{2A} - S_{III} \cdot L_{3A} = -(-P_{2a.розр} \cdot L_{2A} + P_{3a.розр} \cdot L_{3A})$$

$$S_{III} \cdot L_{III} - S_{II} \cdot L_{3A} = -(P_{5a.розр} \cdot L_{5A} + P_{54.розр} \cdot L_{45} - P_{3a.розр} \cdot L_{3A})$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

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

$$S_I := 7.633853825$$

$$S_{II} := -0.2482255951$$

$$S_{III} := -8.837810293$$

Знаходимо результуючий потіокорозподіл:

$$P_{1a} := P_{1a, \text{розр}} - S_I = 30 - 7.633853825 = 22.366 \quad \text{МВт}$$

$$P_{21} := S_I = 7.633853825 = 7.634 \quad \text{МВт}$$

$$P_{2a} := P_{2a, \text{розр}} + S_I - S_{II} = 16 + 7.633853825 - -0.2482255951 = 23.882 \quad \text{МВт}$$

$$P_{3a} := P_{3a, \text{розр}} + S_{II} - S_{III} = 8 + -0.2482255951 - -8.837810293 = 16.59 \quad \text{МВт}$$

$$P_{23} := -S_{II} = - -0.2482255951 = 0.248 \quad \text{МВт}$$

$$P_{34} := -S_{III} = - -8.837810293 = 8.838 \quad \text{МВт}$$

$$P_{54} := P_{54, \text{розр}} + S_{III} = 11 + -8.837810293 = 2.162 \quad \text{МВт}$$

$$P_{5a} := P_{5a, \text{розр}} + S_{III} = 29 + -8.837810293 = 20.162 \quad \text{МВт}$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

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

$$P_{3a} \cdot L_{3A} - P_{23} \cdot L_{23} - P_{2a} \cdot L_{2A} = -0$$

$$P_{5a} \cdot L_{5A} + P_{54} \cdot L_{45} - P_{34} \cdot L_{34} - P_{3a} \cdot L_{3A} = 0$$

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

Для кожної ділянки ЛЕП розраховуємо приведені витрати:

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$3_{A1} := 81.7354 \cdot P_{1a} = 81.7354 \cdot 22.366146175 = 1828.106 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{A2} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{2a} \rightarrow 1285.07 + 81.7354 \cdot 23.8820794201 = 3237.081 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{A3} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{3a} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 16.5895846979 = 2641.026 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{A5} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{5a} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 20.162189707 = 2933.035 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{21} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{21} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 7.633853825 = 1909.026 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{23} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{23} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 0.2482255951 = 1305.359 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{34} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{34} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 8.837810293 = 2007.432 \quad \text{млн.грн}$$

$$3_{54} := 1285.07 + 81.7354 \cdot P_{54} = 1285.07 + 81.7354 \cdot 2.1621897069999996 = 1461.797 \quad \text{млн.грн}$$

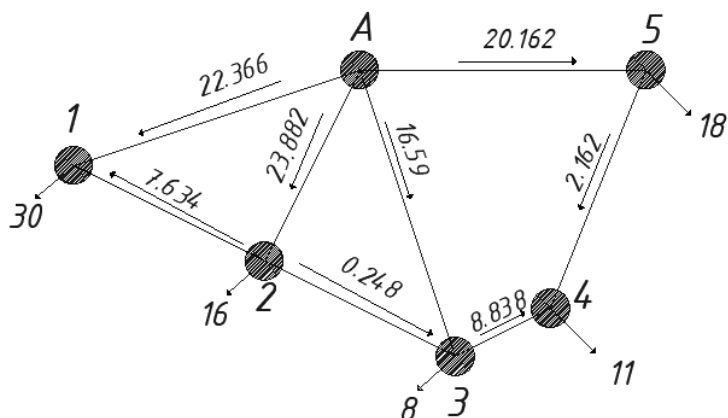


Рисунок. 3.3 – Потокорозподіл в замкненій мережі

Сумарні витрати для надлишкової мережі складуть:

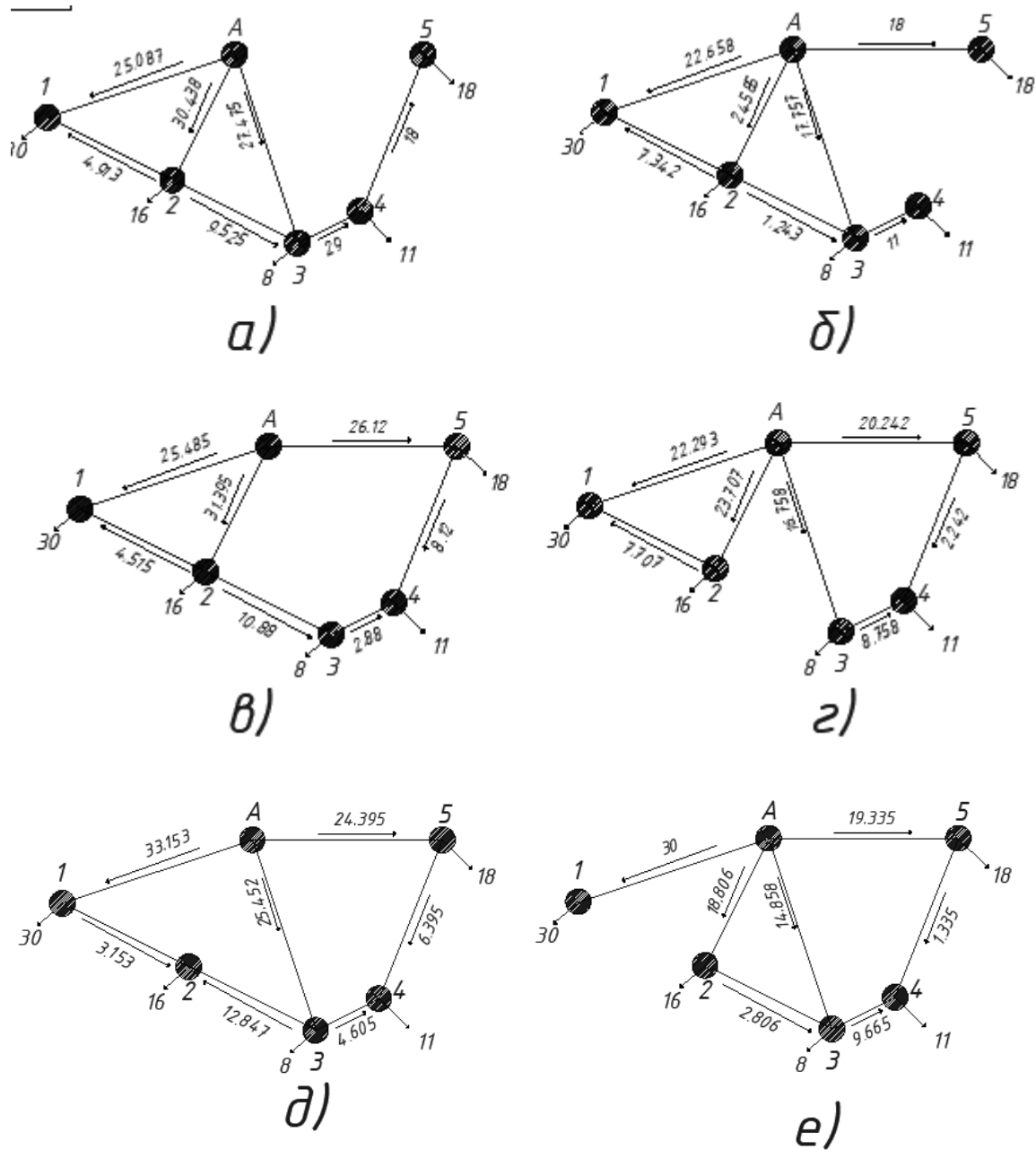
$$3_0 := 3_{A1} + 3_{A2} + 3_{A3} + 3_{A5} + 3_{21} + 3_{23} + 3_{34} + 3_{54} = 17322.863 \quad \text{млн.грн}$$

Переходимо до виконання кроків оптимізації конфігурації мережі.

Перший крок.

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

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



Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ЕС8109.141.002 ПЗ

Арк.

26

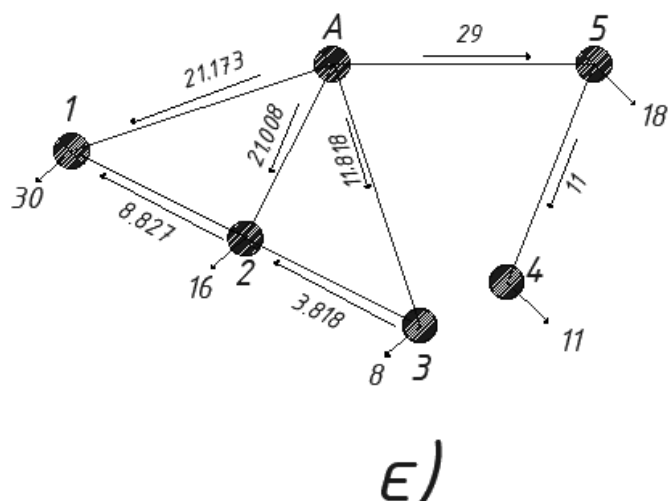


Рис. 3.4 – Варіанти конфігурації РЕМ на першому кроці після видалення ділянок: а – А-5; б – 4-5; в – А-3; г – 2-3; д – А-2; е – 1-2; є – 3-4;

Таблиця 3.1 – Перший крок оптимізації

Видалена ділянка	$3(i)$, млн. грн	$3_0 - 3(i)$, млн. грн
А-2	16,770	0,553
А-3	16,652	0,671
А-5	19,835	-2,512
1-2	15,945	1,377
2-3	16,023	1,299
3-4	16,427	0,896
4-5	16,095	1,228

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

Другий крок.

На другому кроці приймаємо 3_0 рівним $3_{1-2} = 15.945$ Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.2. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.5.

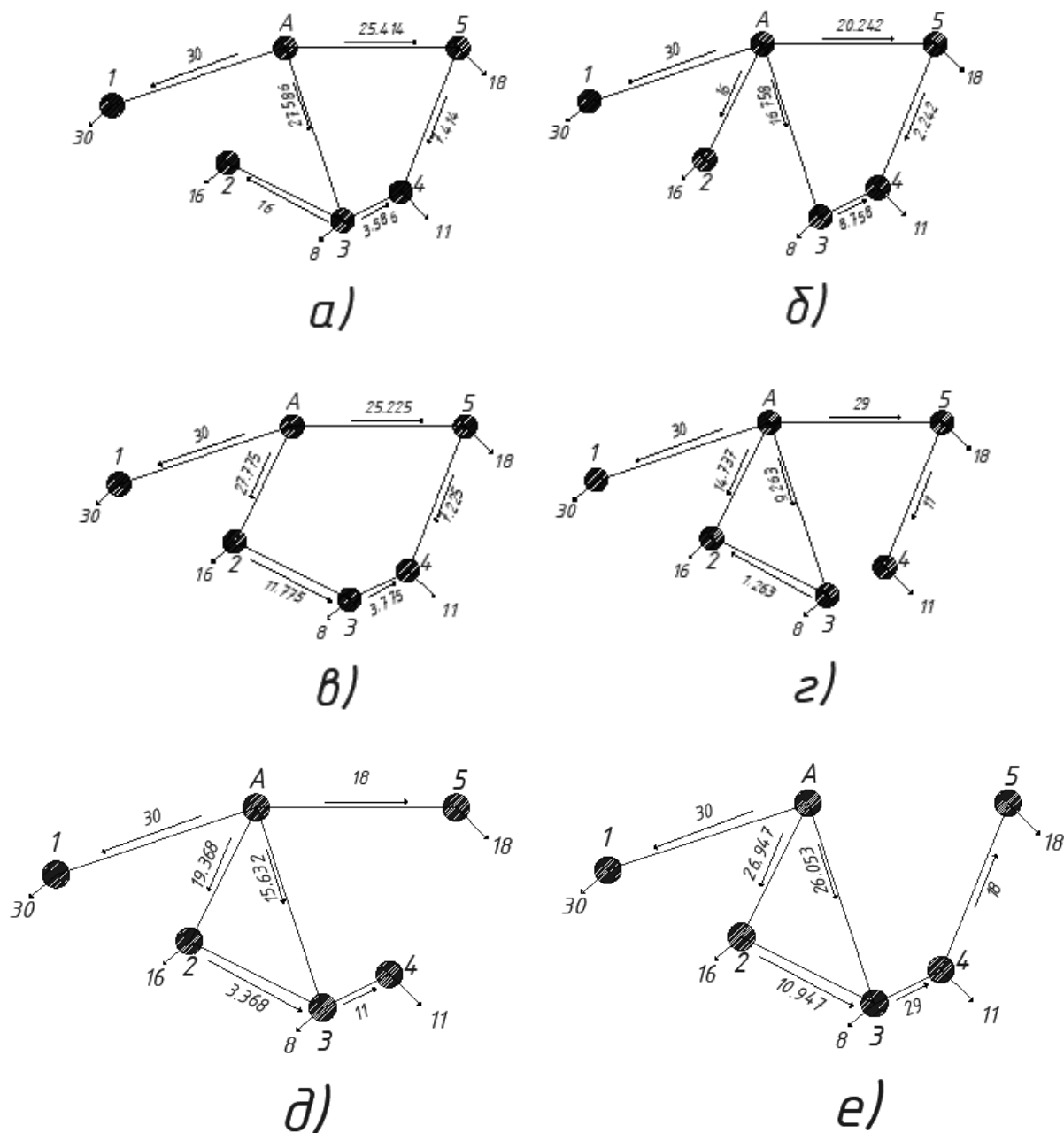


Рис. 3.5 - Варіанти конфігурації РЕМ на другому кроці після видалення ділянок: а – 1-2; б – 2-3; в – А-3; г – 3-4; д – А-3; е – 3-4;

Таблиця 3.2 – Другий крок оптимізації

Видалена ділянка	$З(i)$, млн. грн	$З_0 - З(i)$, млн. грн
А-2	15,583	0,129
А-3	15,217	0,494
А-5	18,258	-2,546
1-2	16,023	1,299

3-4	14,309	1,403
4-5	14,491	1,222
2-3	14,2	1,512

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

Третій крок.

На другому кроці приймаємо 3_0 рівним $3_{2-3} = 14.2$. Так само, як на першому кроці по чергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.3. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.6.

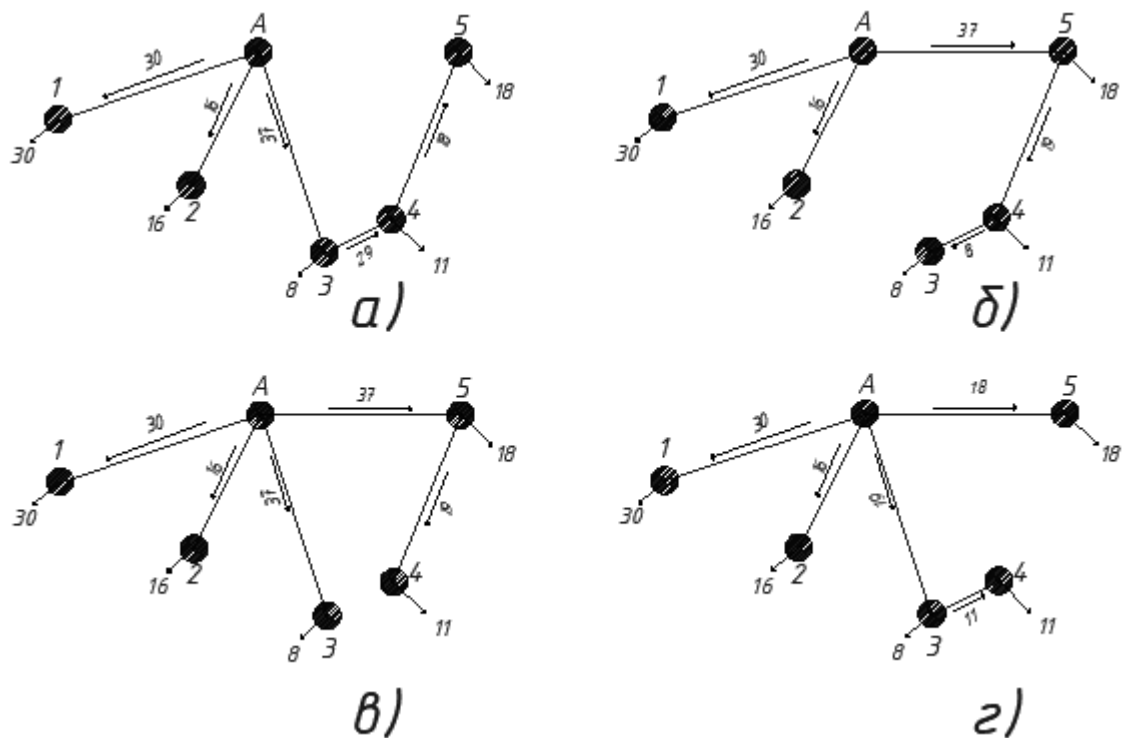


Рис. 3.6 – Варіанти конфігурації РЕМ на третьому кроці після видалення ділянок: а – А-5; б – А-3; в – 3-4; г – 4-5;

Таблиця 3.3 – Третій крок оптимізації

Видалена ділянка	$3(i)$, млн. грн	$3_0 - 3(i)$, млн. грн
A-5	16.096	-2.269
A-3	14.367	-0.541
3-4	12.985	0.841
4-5	14.493	0.841

Отже, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 3-4 надлишкової схеми. Оптимізацію закінчуємо, оскільки подальше видалення ліній призведе до порушення зв'язаності мережі. Оптимальна схема електричної мережі наведена на рис. 3.7.

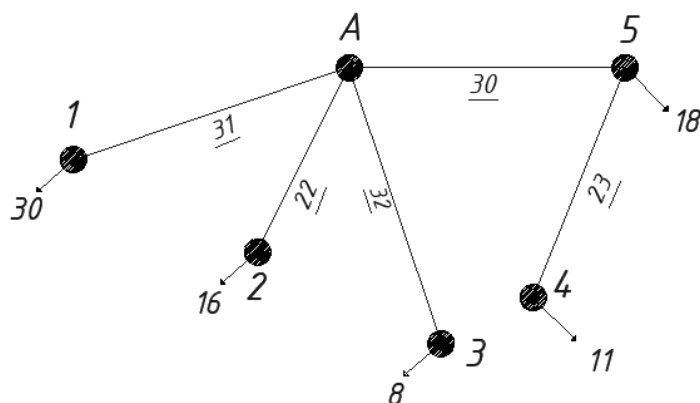


Рис. 3.7 – Оптимальна конфігурація мережі

Висновки до розділу

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

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ

4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

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

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

Наведемо приклад вибору трансформаторів для ПС №1.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №1:

$$\phi_{\text{НН}} := \arccos(\cos \phi_{\text{НН}}) \rightarrow \arccos(0.81) = 35.904.^\circ$$

$$\phi_{\text{СН}} := \arccos(\cos \phi_{\text{СН}}) \rightarrow \arccos(0.85) = 31.788.^\circ$$

$$Q_{\text{НН1}} := -P_{\text{НН1}} \cdot \tan(\phi_{\text{НН}}) \rightarrow -5 \cdot \tan(0.62664421164074047) = -3.62 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{СН1}} := -P_{\text{СН1}} \cdot \tan(\phi_{\text{СН}}) \rightarrow -25 \cdot \tan(0.55481103298007151) = -15.494 \quad \text{МВар}$$

Величина повного навантаження приєданого до ПС №1 складе:

$$S_{\text{max1}} := P_{\text{НН1}} + P_{\text{СН1}} + j \cdot (Q_{\text{НН1}} + Q_{\text{СН1}}) = 5 + 25 + j \cdot (-3.6199375089866033 + -15.493608460077557) = 30 - 19.11i \quad \text{МВА}$$

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

$$S_{\text{T1}} := S_1 \cdot 0.7 = 35.57144415836288 \cdot 0.7 = 24.9$$

До встановлення на ПС №1 приймаємо два силові трансформатори типу ТДТН-25000/110.

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\max}$, МВА	S_T , МВА	Тип трансформаторів
1	3019.11i	24,9	2× ТДТН-25000/110
2	16–10.33i	13,333	2×ТДТН-16000/110
3	8–5.79i	6,914	2× ТДТН-10000/110
4	11–7.96i	6,79	2× ТДТН-10000/110
5	18–11.89i	15,099	2×ТДТН-16000/110

4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі

Виконаємо розрахунок потокорозподілу потужності в режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Скористаємося методом контурних рівнянь. Із вихідної мережі умовно видаляємо перемички 1-2, 2-3 та 3-4 і згідно першого закону Кірхгофа визначаємо потокорозподіл в розімкненій мережі:

$$S_{pA1} := S_{\max 1} = 30 - 19.114i \quad \text{МВА}$$

$$S_{pA2} := S_{\max 2} = 16 - 10.333i \quad \text{МВА}$$

$$S_{p54} := S_{\max 4} = 11 - 7.9638625197705268i = 11 - 7.964i \quad \text{МВА}$$

$$S_{pA3} := S_{\max 3} = 8 - 5.792i \quad \text{МВА}$$

$$S_{pA5} := S_{\max 5} + S_{p54} = 29 - 19.849i \quad \text{МВА}$$

Результат розрахунку потокорозподілу потужності в умовно розімкненій мережі наведено на рисунку. 4.1.

Визначимо власні та взаємні довжини контурів:

$$L_1 := L_{1A} + L_{2A} + L_{12} = 31 + 22 + 22 = 75 \quad \text{км}$$

$$L_2 := L_{2A} + L_{3A} + L_{23} = 22 + 32 + 22 = 76 \quad \text{км}$$

$$L_3 := L_{5A} + L_{3A} + L_{45} + L_{34} = 30 + 32 + 23 + 14 = 99 \quad \text{км}$$

$$L_{12'} := L_{2A} = 22 \quad \text{км}$$

$$L_{23'} := L_{3A} = 32 \quad \text{км}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

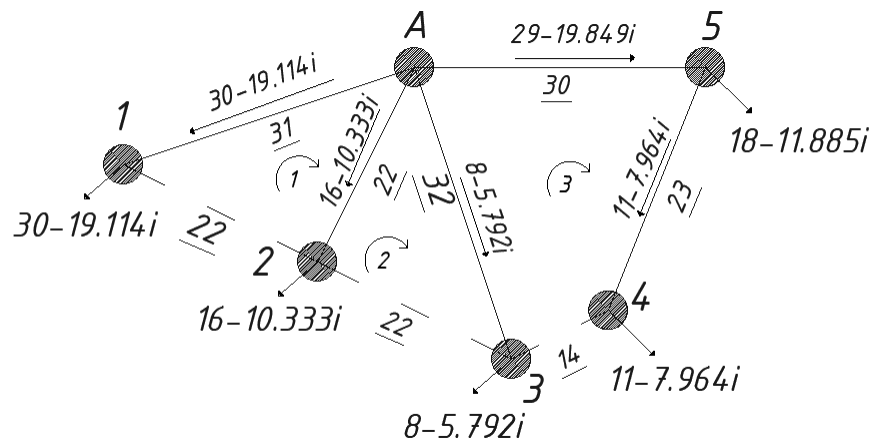


Рисунок. 4.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій мережі

Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми::

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

$$S_{pA3} \cdot L_{3A} - S_{pA2} \cdot L_{2A} = -S_{II} \cdot L_2 + S_I \cdot L_{12}' + S_{III} \cdot L_{23}'$$

$$S_{pA5} \cdot L_{5A} - S_{pA3} \cdot L_{3A} + S_{p54} \cdot L_{45} = -S_{III} \cdot L_3 + S_{II} \cdot L_{23}'$$

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

$$S_I = 7.633853825 - 4.657891231i$$

$$S_{II} = -0.2482255951 + 0.7206671452i$$

$$S_{III} = -8.837810293 + 6.225841099i$$

В замкненій мережі потокорозподіл потужності за L-схемою складе:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= S_{pA1} - S_{k1} = (30 - 19.11i) - (7.63 - 4.65i) \\ &= 22.366 - 14.456i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

$$S_{21} = S_{k1} = 7.634 - 4.658i \text{ MBA;}$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= S_{pA2} + S_{k1} - S_{k2} = (16 - 10.333i) + (7.634 - 4.658i) - \\ &- (-0.248 + 0.72i) = 23.882 - 15.711i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

$$S_{23} = -S_{k2} = 0.248 - 0.721i \text{ MBA;}$$

$$\begin{aligned} S_{A3} &= S_{pA3} + S_{k2} - S_{k3} = (8 - 5.792i) + (-7.634 + 4.658i) - \\ &- (-8.838 + 6.226i) = 16.59 - 11.297i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

$$S_{34} = -S_3 = 8.838 - 6.226i \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} S_{54} &= S_{p54} + S_{k3} = (11 - 7.964i) + (-8.838 + 6.226i) \\ &= 2.162 - 1.738i \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{A5} &= S_{pA5} + S_{k3} = (29 - 19.849i) + (-8.838 + 6.226i) \\ &= 20.162 - 13.623i \text{ MBA}; \end{aligned}$$

Результат розрахунку потокорозподілу потужності в замкненій мережі наведено на рисунок. 4.2.

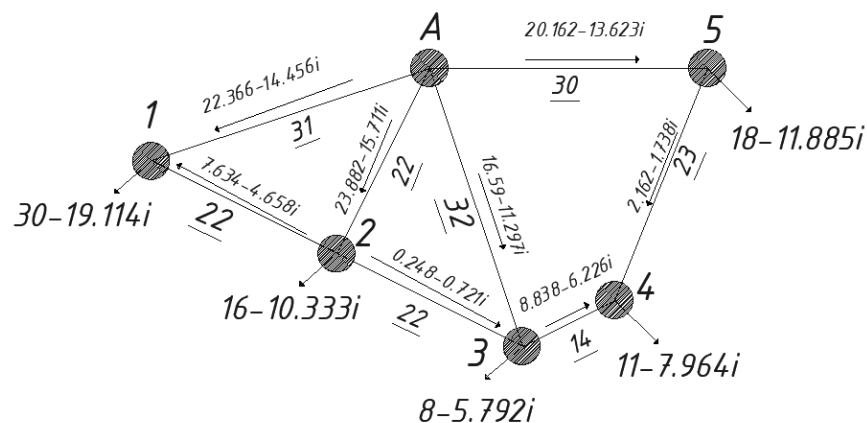


Рисунок. 4.2 – Потокорозподіл потужності в замкненій мережі

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

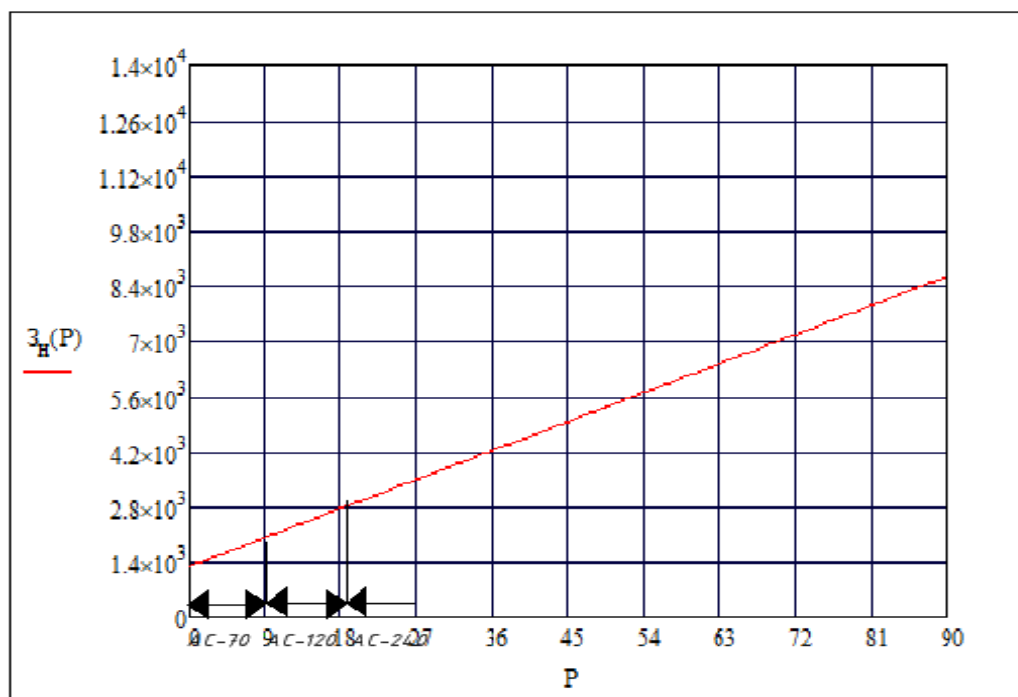
$$S_{A2} \cdot L_{2A} - S_{A1} \cdot L_{1A} + S_{21} \cdot L_{12} = -0 + 0i$$

$$S_{A3} \cdot L_{3A} - S_{A2} \cdot L_{2A} - S_{23} \cdot L_{23} = -0 - 0i$$

$$S_{A5} \cdot L_{5A} - S_{A3} \cdot L_{3A} + S_{54} \cdot L_{45} - S_{34} \cdot L_{34} = 0 + 0i$$

Отже, розрахунок потокорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно.

4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ



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

Рисунок. 4.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

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

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу
А-1	26.631	69.888	2хАС-120/19
А-2	28.587	75.021	2хАС-120/19
А-3	20.071	105.345	АС-240/32
А-5	24.333	127.716	АС-240/32
1-2	8.943	46.937	АС-70/11
2-3	0.762	4.001	АС-70/11
3-4	10.811	56.741	АС-120/19
4-5	2.774	14.56	АС-70/11

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

Перша група післяаварійних режимів.

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB1} &= \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}\%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{30}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-19.113}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 9.838 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}\%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{5}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-3.62}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 25} = 1.188 \text{ кВ} \end{aligned}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Визначаємо регульовальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №1:

$$U_{min1} = \frac{U_{HDЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 9.838 + 1.188 = 107.603 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{HDЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 9.838 + 1.188 = 144.449 \text{ кВ}.$$

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

Таблиця 4.3 – Регульовальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном}$, кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	107.60	144.44
		СН	38.5		
		НН	11		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	101.92	137.09
3	ТДТН-10000/110	ВН	115	104.21	139.38
		СН	38.5		

		НН	11		
4	ТДТН-10000/110	ВН	115	108.71	143.88
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	104.20	139.38
		СН	38.5		
		НН	11		

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

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

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 1:

$$U_{1A} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{A-1} \cdot r'_{A-1} - Q_{A-1} \cdot x'_{A-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22.366 \cdot 3.782 - (-14.456) \cdot 2)} = 114.009 \text{ кВ}$$

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

Таблиця 4.4 – Перша група післяаварійних режимів

№ пункту	Регулювальний діапазон		Рівень напруги, кВ
	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ	
1	107.60	144.44	114.009
2	101.92	137.09	113.836
3	104.21	139.38	112.591
4	108.71	143.88	112.012
5	104.20	139.38	112.939

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

Друга група післяаварійних режимів.

Перевірку виконання технічних обмежень здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму, а саме відключення найбільш завантаженої ділянки А-5. Виконаємо розрахунок пототокорозподілу потужності за L-схемою мережі.

Визначаємо струмові навантаження повітряних ліній. Наприклад, для ПЛ А-1 струмове навантаження складе:

$$I_{A-1} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{25.087^2 + (-16.294)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 78.506 \text{ А};$$

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

Таблиця 4.5 – Перевірка перерізу проводів за струмовим навантаженням

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм ²	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_i, \text{ А}$
А-1	2хАС-120/19	2х390	78.506
А-2	2хАС-120/19	2х390	95.783
А-3	АС-240/32	610	174.295
1-2	АС-70/11	265	29.728
2-3	АС-70/11	265	62.009
3-4	АС-120/19	390	184.449
4-5	АС-70/11	265	113.212

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}\%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{30}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-19.113}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4.919 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}\%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{5}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-3.62}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 25} = 1.156 \text{ кВ}$$

$$U_{min1} = \frac{U_{HДЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4.919 + 1.156 = 102.652 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{HДЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 4.919 + 1.156 = 139.498 \text{ кВ}.$$

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

Таблиця 4.6 – Регулювальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном}$, кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	102.65	139.49
		СН	38.5		
		НН	11		

2	ТДТН-16000/110	ВН	115	97.705	132.87
3	ТДТН-10000/110	ВН	115	100.28	135.45
		СН	38.5		
		НН	11		
4	ТДТН-10000/110	ВН	115	103.31	138.48
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	99.336	134.50
		СН	38.5		
		НН	11		

Визначимо рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій:

$$U_{1A} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{A-1} \cdot r'_{A-1} - Q_{A-1} \cdot x'_{A-1})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (25.087 \cdot 3.782 - (-16.294) \cdot 2)} = 113.886 \text{ кВ};$$

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

№ пункту	Діапазон регулювання		$U_{\text{макроб}}, \text{кВ}$	Розрахований рівень напруги
1	102.65	139.49	126	113.886
2	97.705	132.87		113.509
3	100.28	135.45		110.989
4	103.31	138.48		109.078
5	99.336	134.50		106.442

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

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

Під час будівництва повітряних ліній планується використання проводів перерізом 70 та 240 мм². Знаходимо погонний реактивний опір даних проводів:

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

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

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

Розраховуємо погонну ємнісну реактивну провідність:

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

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

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

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

$$r_{\text{ЛА-1}} = \frac{r_{0120} \cdot L_{\text{А-1}}}{k_{\text{А-1}} \cdot n_{\text{А-1}}} = \frac{0,244 \cdot 31}{1 \cdot 2} = 3,78 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ЛА-1}} = \frac{x_{0120} \cdot L_{\text{А-1}}}{k_{\text{А-1}} \cdot n_{\text{А-1}}} = \frac{0,403 \cdot 31}{1 \cdot 2} = 6,58 \text{ Ом};$$

Знаходимо комплексний опір лінії 0-1:

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{лA-1} + ix_{лA-1} = 3.782 + 6.582i \text{ Ом};$$

Ємнісна провідність повітряної лінії 0-1 складе:

$$b_{л0-1} = k_{A-1} \cdot n_{A-1} \cdot b_{0120} \cdot L_{A-1} = 2 \cdot 1 \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 31 = \\ = 166.762 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

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

Знаходимо комплексну провідність лінії 0-1:

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + ib_{л0-1} = 166.762 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

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

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення повітряних ліній

Ділянка	Перетин, мм ²	Довжина, км	$\underline{Z}_{ПЛ}$, Ом	$\underline{Y}_{ПЛ}$, Ом
1	2	3	4	5
A-1	120	31	3.782+6.582i	166.762i · 10 ⁻⁶
A-2	120	22	2.684+4.671i	118.347i · 10 ⁻⁶
A-3	240	32	3.776+12.88i	90.998i · 10 ⁻⁶
1-2	70	22	9.284+9.74i	56.661i · 10 ⁻⁶
2-3	70	22	9.284+9.74i	56.661i · 10 ⁻⁶
3-4	120	14	3.416+5.945i	37.656i · 10 ⁻⁶
4-5	70	23	9.706+10.183i	59.237i · 10 ⁻⁶
A-5	240	30	3.54+12.075i	85.311i · 10 ⁻⁶

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

На ПС №1 планується встановлення двох трансформаторів типу, а на ПС №1 – ТДТН-25000/110. Знаходимо активний опір обмоток даних трансформаторів:

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{4 \cdot (25000)^2} = 0.741 \text{ Ом.}$$

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

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \% \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28.43 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \% \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot (0) \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \% \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17.85 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активну і реактивну провідність блоків трансформаторів на ПС №1

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^3}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.69 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

Знайдемо комплексну провідність блоків трансформаторів:

$$b_{T1} = - \frac{2 \cdot I_{xx1} \% \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = - \frac{2 \cdot 0.7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} \\ = -26.47 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

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

$$Y_{6T1} = g_{6T1} + jb_{6T1} = (4.69 - 26.47i) \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

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

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом				Провідність, См
		r_T	x_B	x_C	x_H	
1	ТДТН-25000/110	0.741	28.43	0	17.85	$(4.69-26.47i) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	1.292	44.428	0	25.83	$(3.48-24.2i) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-10000/110	2.513	71.084	0	41.328	$(2.57-16.64i) \cdot 10^{-6}$

4	ТДТН-10000/110	2.513	71.084	0	41.328	$(2.57-16.64i) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-16000/110	1.292	44.428	0	25.83	$(3.48-24.2i) \cdot 10^{-6}$

4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Розрахунок приведених навантажень наведемо для ПС №1.

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

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на ПС №1 складе:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{max1}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{35.571}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.711;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{25^2 + (-15.494)^2}}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.588;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{5^2 + (-3.62)^2}}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.123.$$

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

$$\begin{aligned} \Delta P_{TZ1} &= \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) \cdot \\ &= \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0.711^2 + 0.588^2 + 0.123^2) = 121.435 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_{TZ1} &= -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} \% + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1} \%) \\ &\cdot 10^{-2} \\ &= -2 \cdot 25000 \\ &\cdot (0.711^2 \cdot 10,75 + 0.588^2 \cdot (-0.25) + 0.123^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} \\ &= -2771.895 \text{ ВАр}. \end{aligned}$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №1 складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{пр1} &= \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} \\ &= 30 - 19.114i + (121.435 - 2771.895i) \cdot 10^{-3} \\ &= 30.121 - 21.885i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ		Арк.
							45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

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

Таблиця 4.8 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}, \text{MBA}$	$\Delta \dot{S}_{\text{tz}}, \text{MBA}$	$\dot{S}_{\text{пр}}, \text{MBA}$
1	30-19.114i	0.121-2.772i	30.121-21.885i
2	16-10.333i	0.057-1.266i	16.057-11.599i
3	22-j14.156	0.037-0.829i	8.037-6.621i
4	11-7.964i	0.035-0.991i	11.035-8.955i
5	18-11.885i	0.069-1.709i	18.069-13.594i

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

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{ЛA-1}} + \underline{Y}_{2-1}) + \underline{Y}_{\text{БТ1}} \\
 &= 0,5 \cdot (1.668i + 5.666i) \cdot 10^{-6} + (4.688 - 2.647i) \cdot 10^{-6} \\
 &= (4.688 + 85.246j) \cdot 10^{-6} \text{ См};
 \end{aligned}$$

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

Таблиця 4.9 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей

№ пункту	$\underline{Y}_i, \text{См}$
1	$(4.688+85.246i) \cdot 10^{-6}$
2	$(3.478+91.638i) \cdot 10^{-6}$
3	$(2.571+76.023i) \cdot 10^{-6}$
4	$(2.571+31.811i) \cdot 10^{-6}$
5	$(3.478+48.077i) \cdot 10^{-6}$
A	$230.709i \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема мережі наведена на рис. 4.5.

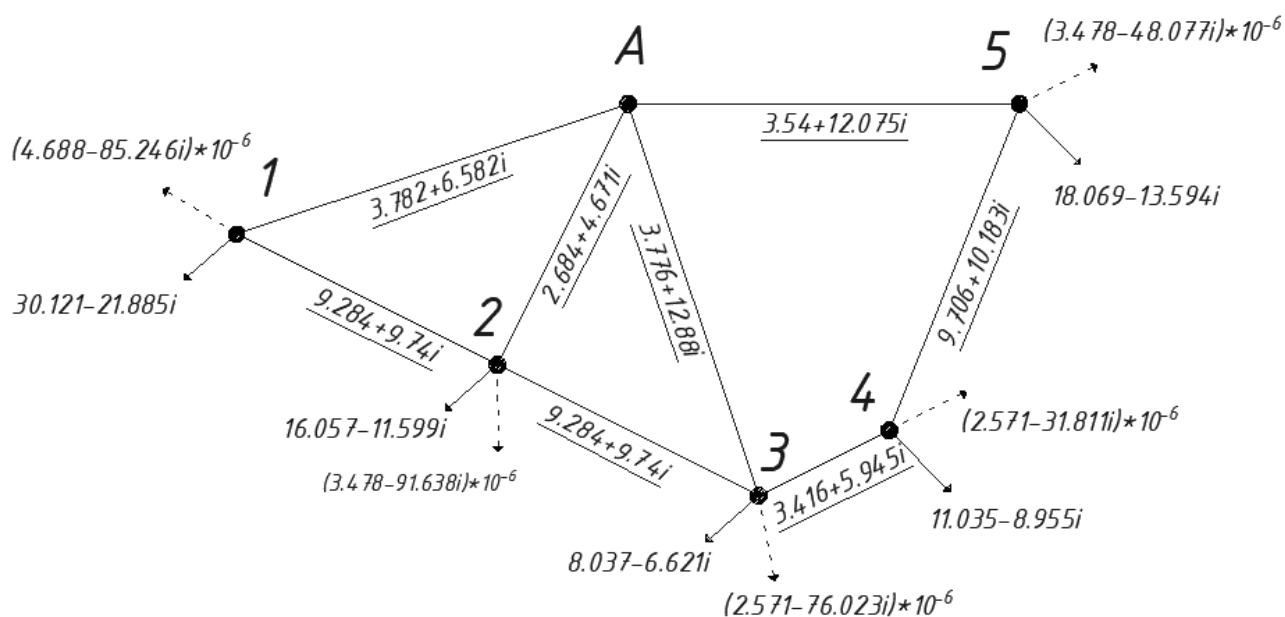


Рисунок. 4.5 – Розрахункова схема мережі

4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Визначимо основний потікорозподілу потужностей в умовно розімкненій схемі на рисунок.4.6.

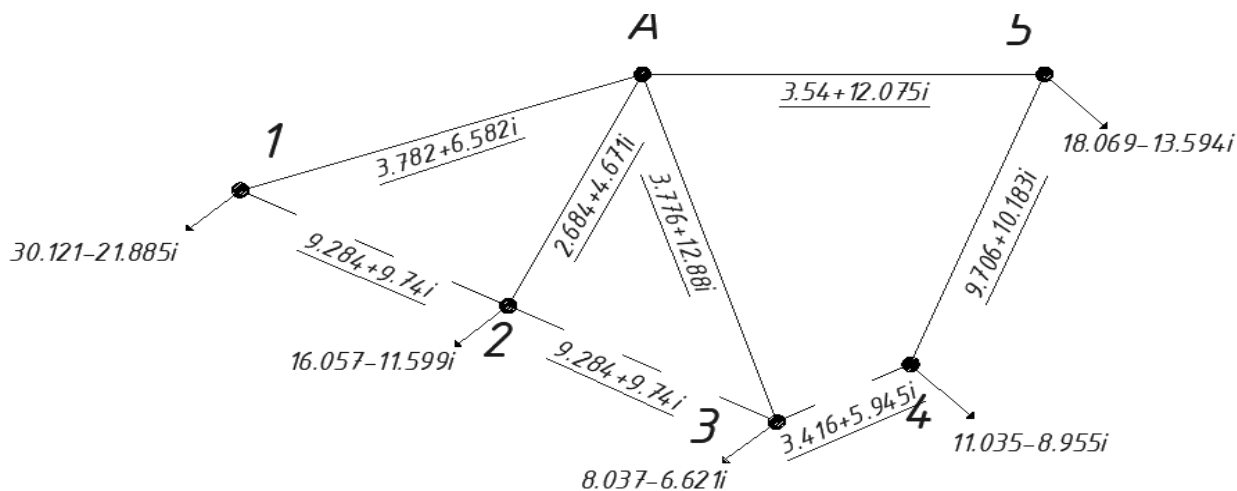


Рисунок. 4.6 – Умовно розімкнута схема мережі

$$S_{pA1} := S_{np1} = 30.121 - 21.885i \quad \text{MBA}$$

$$S_{p54} := S_{np4} = 11.035040390184424 - 8.9551367157772326i = 11.035 - 8.955i \quad \text{MBA}$$

$$S_{pA3} := S_{np3} = 8.037 - 6.621i \quad \text{MBA}$$

$$S_{pA2} := S_{np2} = 16.057 - 11.599i \quad \text{MBA}$$

$$S_{pA5} := S_{np5} + S_{p54} = 29.104 - 22.549i \quad \text{MBA}$$

$$Z_1 := Z_{La2} + Z_{La1} + Z_{L21} = 15.75 + 20.993i$$

$$Z_2 := Z_{La2} + Z_{La3} + Z_{L23} = 15.744 + 27.292i$$

$$Z_3 := Z_{La5} + Z_{La3} + Z_{L54} + Z_{L34} = 20.438 + 41.083i$$

$$Z_{12'} := Z_{La2} = 2.684 + 4.671i$$

$$Z_{23'} := Z_{La3} = 3.776 + 12.88i$$

Для схеми мережі складемо системуконтурних рівнянь:

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

$$S_{pA3} \cdot Z_{La3} - S_{pA2} \cdot Z_{La2} = -S_{II} \cdot Z_2 + S_I \cdot Z_{12'} + S_{III} \cdot Z_{23'}$$

$$S_{pA5} \cdot Z_{La5} - S_{pA3} \cdot Z_{La3} + S_{p54} \cdot Z_{L54} = -S_{III} \cdot Z_3 + S_{II} \cdot Z_{23'}$$

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

$$S_I := 4.725289799 - 3.143616083i$$

$$S_{II} := -5.403360718 + 1.2347213i$$

$$S_{III} := -10.32919332 + 6.892824812i$$

В замкненій мережі потокорозподіл потужності за Z-схемою складе:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= S_{pA1} - S_{k1} = (30.121 - 21.885i) - (4.725 - 3.144i) \\ &= 25.396 - 18.742i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

$$S_{21} = S_{k1} = 4.725 - 3.144i \text{ MBA;}$$

$$\begin{aligned} S_{A2} &= S_{pA2} + S_{k1} - S_{k2} = (16.057 - 11.599i) + (4.725 - 3.144i) - \\ &- (-5.403 + 1.235ii) = 26.186 - 15.978i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

$$S_{23} = -S_{k2} = -(1.406 - 1.535i) = 5.403 - 1.235i \text{ MBA;}$$

$$\begin{aligned} S_{A3} &= S_{pA3} + S_{k2} - S_{k3} = (8.037 - 6.621i) + (-5.403 + 1.235i) - \\ &- (-10.329 + 6.893i) = 30.107 - 23.232i \text{ MBA;} \end{aligned}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$S_{34} = -S_{k3} = 10.329 - 6.893i \text{ MBA};$$

$$S_{54} = S_{k3} + S_{p54} = (11.035 - 8.955i) + (-10.329 + 6.893i) \\ = 0.706 - 2.062i \text{ MBA};$$

$$S_{A5} = S_{pA5} + S_{k3} = (29.104 - 22.549i) + (-10.329 + 6.893i) \\ = 18.775 - 15.656i \text{ MBA};$$

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

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

$$S_{A3} \cdot Z_{La3} - S_{A2} \cdot Z_{La2} - S_{23} \cdot Z_{L23} = -0 + 0i$$

$$S_{A5} \cdot Z_{La5} - S_{A3} \cdot Z_{La3} + S_{54} \cdot Z_{L54} - S_{34} \cdot Z_{L34} = -0 - 0i$$

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

Потокорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень представлений на рисунку 4.7.

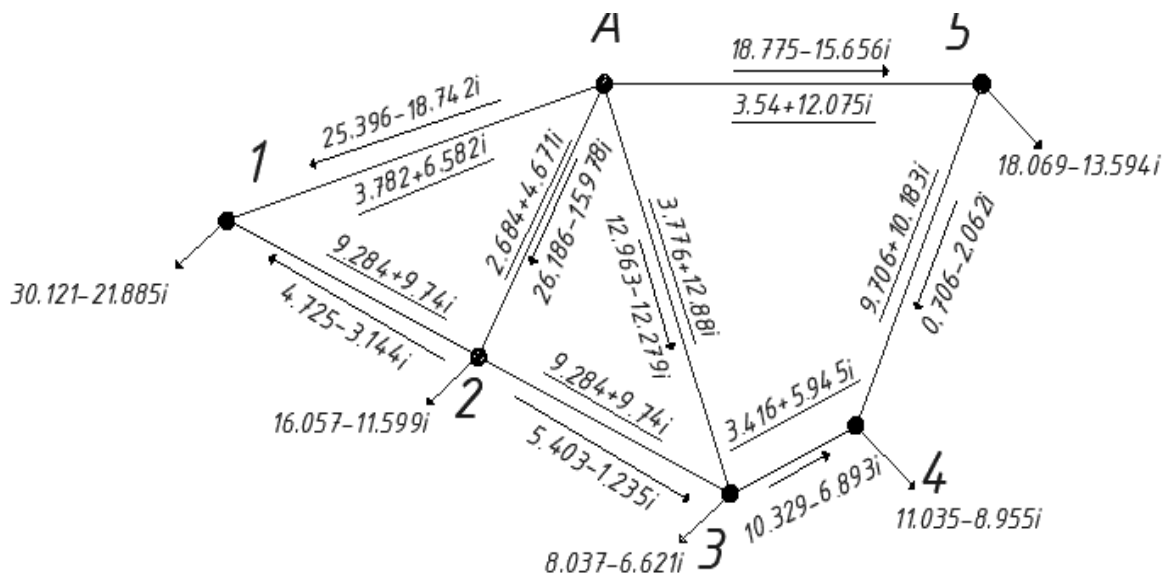


Рисунок. 4.7 – Основний потокорозподіл схеми

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

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

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

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{iz} , МВА, за основним потоком розподілу потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах.

Для ділянки 0-1 будемо мати:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{\text{осн}0-1}^2 + Q_{\text{осн}0-1}^2}{0.5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(0)})^2)} \cdot (r_{\text{л}0-1} - jx_{\text{л}0-1}) = \\ &= \frac{25.396^2 - -18.742^2}{0.5 \cdot (115^2 - 110^2)} \cdot (3.782 - 6.582i) \\ &= 0.298 - 0.518i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

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

Таблиця 4.10 – Втрати потужності в опорах

Ділянка	0-1	0-2	0-3	0-5	1-2	2-3	3-4	4-5
$\Delta \dot{S}_z^{(1)}$	0.298- 0.518i	0.199- 0.347i	0.095- 0.324i	0.167- 0.57i	0.025- 0.026i	0.024- 0.025i	0.044- 0.076i	0.004- 0.004i

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів, ΔS_{ys} МВА, за початковими наближеннями рівнів напруги в пунктах. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} &= Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4.688 + 8.525i) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \\ &= 0.057 + 1.031i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

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

Таблиця 4.11 – Втрати потужності у провідностях пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_y^{(1)}$	0.057+1.031i	0.042+1.109i	0.031+0.92i	0.031+0.385i	0.0421+0.5817i

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-1}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} \\ &= 0,5 \cdot (0.298 - 0.518i + 0.025 - 0.026i) + 0.057 + 1.031i \\ &= 0.218 + 0.76i \text{ МВА};\end{aligned}$$

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

Таблиця 4.12 – Додаткові навантаження пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_{п}^{(1)}$	0.218+0.76i	0.166+0.91i	0.06+0.87i	0.102+0.183i	0.128+0.295i

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

$$\begin{aligned}\Delta S_{дA1.1} &:= \Delta S_{дод1.1} = 0.218 + 0.76i \\ \Delta S_{д54.1} &:= \Delta S_{дод4.1} = 0.102 + 0.183i \\ \Delta S_{дA2.1} &:= \Delta S_{дод2.1} = 0.166 + 0.91i \\ \Delta S_{дA3.1} &:= \Delta S_{дод3.1} = 0.065 + 0.87i \\ \Delta S_{дA5.1} &:= \Delta S_{дод5.1} + \Delta S_{д54.1} = 0.23 + 0.478i\end{aligned}$$

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\begin{aligned}\Delta S_{дA2.1} \cdot Z_{La2} - \Delta S_{дA1.1} \cdot Z_{La1} &= -S_I \cdot Z_1 + S_{II} \cdot Z_{12}' \\ \Delta S_{дA3.1} \cdot Z_{La3} - \Delta S_{дA2.1} \cdot Z_{La2} &= -S_{II} \cdot Z_2 + S_I \cdot Z_{12}' + S_{III} \cdot Z_{23}' \\ \Delta S_{дA5.1} \cdot Z_{La5} - \Delta S_{дA3.1} \cdot Z_{La3} + \Delta S_{д54.1} \cdot Z_{L54} &= -S_{III} \cdot Z_3 + S_{II} \cdot Z_{23}'\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}\underline{S}_I &:= 0.04245554181 - 0.006289211553i \\ \underline{S}_{II} &:= 0.06053410694 - 0.2160205009i \\ \underline{S}_{III} &:= -0.08309301321 + 0.01031735676i\end{aligned}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схемизнаходимо таким чином:

$$S_{A1} = \Delta \dot{S}_{d0-1} - S_{k1} = (0.218 + 0.76i) - (0.042 - 0.006i) \\ = 0.175 + 0.766i \text{ МВА};$$

$$S_{21} = S_{k1} = 0.042 - 0.006i \text{ МВА};$$

$$S_{A2} = \dot{S}_{d0-2} + S_{k1} - S_{k2} = (0.166 + 0.91i) + (0.042 - 0.006i) - \\ -(0.061 - 0.216i) = 0.148 + 1.12i \text{ МВА};$$

$$S_{32} = S_{k2} = 0.061 - 0.216i \text{ МВА};$$

$$S_{A3} = S_{pA3} + S_{k2} - S_{k3} = (0.065 + 0.87i) + (0.061 - 0.216i) - \\ -(-0.083 + 0.01i) = 0.107 - 23.232i \text{ МВА};$$

$$S_{34} = -S_{k3} = 0.083 - 0.01i \text{ МВА};$$

$$S_{54} = S_{k3} + S_{54} = (-0.083 + 0.01i) + (0.102 + 0.183i) \\ = 0.019 + 0.193i \text{ МВА};$$

$$S_{A5} = S_{pA5} + S_{k3} = (0.23 + 0.478i) + (-0.083 + 0.01i) \\ = 0.147 + 0.488i \text{ МВА};$$

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

$$S_{A2,д.1} \cdot Z_{La2} - S_{A1,д.1} \cdot Z_{La1} + S_{21,д.1} \cdot Z_{L21} = -0 + 0i$$

$$S_{A3,д.1} \cdot Z_{La3} - S_{A2,д.1} \cdot Z_{La2} + S_{32,д.1} \cdot Z_{L23} = 0 - 0i$$

$$S_{A5,д.1} \cdot Z_{La5} - S_{A3,д.1} \cdot Z_{La3} + S_{54,д.1} \cdot Z_{L54} - S_{34,д.1} \cdot Z_{L34} = -0 + 0i$$

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

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

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде:

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta \dot{S}_{\text{п1}}^{(1)} = 30.121 - 21.885i + 0.218 + 0.76i \\ &= 30.339 - 21.126i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

Таблиця 4.13 – Результуючі навантаження пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_{\text{рез}i}^{(1)}$	30.339- 21.126i	16.223-10.689i	8.102-5.751i	11.137-8.772i	18.197-13.299i

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

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta \dot{S}_{\text{д0-1}}^{(1)} = 25.396 - 18.742i + 0.175 + 0.766i \\ &= 25.572 - 17.976i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

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

Таблиця 4.14 – Результуючий потік потужності на ділянках

Ділянка	0-1	0-2	0-3	0-5	2-1	2-3	3-4	5-4
$\Delta \dot{S}_{\text{рез}i-j}^{(1)}$	25.572- 17.976i	26.334-14.858i	13.171- 11.636i	18.922- 15.168i	4.768-3.15i	5.343- 1.019i	10.412- 6.903i	0.725- 1.869i

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

$$\begin{aligned}U_{1A} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-1}} \cdot r'_{0-1} - Q_{\text{рез0-1}} \cdot x'_{0-1})} \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (25.572 \cdot 3.782 - (-17.976) \cdot 6.582)} \\ &= 113.115 \text{ кВ;}\end{aligned}$$

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

Таблиця 4.15 – Результуючі напруги в пунктах

					ЕС8109.141.002 ПЗ			Арк.
								53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Ділянка	0-1	0-2	0-3	0-5	2-1	2-3	3-4	5-4
$\dot{U}_{\text{рез}i-j}^{(1)}$	113.115	113.775	113.251	112.804	113.115	113.251	112.573	112.573

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

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу схеми електричної мережі:

$$\Delta U_{1a}^{(1)} = \frac{|U_{1a}^{(1)} - U_{1a}^{(0)}|}{U_{1a}^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113.115 - 112.528|}{112.528} \cdot 100\% = 0.522 \%;$$

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

Таблиця 4.16 – Результуючі зміни модулів напруги

Ділянка	0-1	0-2	0-3	0-5	2-1	2-3	3-4	5-4
$\Delta \dot{U}_{\text{рез}i-j}^{(1)}$	0.522	1.109	0.643	0.245	2.832	2.955	2.339	2.339

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

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез}0-1}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез}0-2}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез}0-5}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез}0-3}^{(1)} + 0,5 \\ &\quad \cdot \left(\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}}^2 = 84.378 - 57.466i \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад}1} + \dot{S}_{\text{зад}2} + \dot{S}_{\text{зад}3} + \dot{S}_{\text{зад}4} + \dot{S}_{\text{зад}5} = 83 - 55.087i \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84.378 - 57.466i - (83 - 55.087i) \\ &= 1.378 - 2.379i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Друга ітерація розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.17 – Розрахунок 2-ї ітерації

					ЕС8109.141.002 ПЗ			Арк.
								54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(2)}$	0-1	0.289-0.503i	2-3	0.021-0.022i
	0-2	0.19-0.33i	3-4	0.042-0.073i
	0-3	0.091-0.31i	5-4	0.003-0.003i
	0-5	0.164-0.558i	-	-
	2-1	0.024-0.025i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(2)}$	1	0.06+1.091i	5	0.0443+0.6118i
	2	0.045+1.186i	-	-
	3	0.033+0.975i	-	-
	4	0.033+0.403i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ps}^{(2)}$	1	0.216+0.827i	4	0.101+0.21i
	2	0.162+0.998i	5	0.128+0.331i
	3	0.06+0.93i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{ds}^{(2)}$	0-1	0.172+0.834i	2-1	0.044-0.007i
	0-2	0.139+1.22i	3-2	0.068-0.23i
	0-3	0.214+0.699i	3-4	0.082+0.002i
	0-5	0.147+0.539i	5-4	0.019+0.208i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	1	30.338-21.058i	4	11.136-8.745i
	2	16.22-10.602i	5	18.197-13.263i
	3	8.102-5.694i	-	-
Результуючий потік розподіл, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	0-1	25.568-17.907i	2-1	4.77-3.151i
	0-2	26.325-14.757i	2-3	5.336-1.005i
	0-3	13.177-11.58i	3-4	10.411-6.891i
	0-5	18.921-15.117i	5-4	0.725-1.854i

$U_s^{(2)}$	1	113.119	3	113.257
	2	113.78	5	112.809
	2-3	113.257	3-4	112.579
	2-1	113.119	5-4	112.579
$\Delta U_s^{(2)}$	1	0.004	3	0.005
	2	0.004	5	0.005
	2-3	0.005	3-4	0.006
	2-1	0.004	5-4	0.006

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(2)} + 0,5 \\ &\quad \cdot \left(\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} \right) + Y_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} \\ &= 84.358 - 57.161i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84.358 - 57.161i - (83 - 55.087i) \\ &= 1.459 - 3.539i \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 11.12\%$$

Третя ітерація розраховується аналогічно першій та другій.

Таблиця 4.18 – Розрахунок 3-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(3)}$	0-1	0.288-0.501i	2-3	0.021-0.022i
	0-2	0.189-0.329i	3-4	0.042-0.073i
	0-3	0.091-0.309i	5-4	0.003-0.003i
	0-5	0.163-0.557i	-	-
	2-1	0.024-0.025i	-	-

Втрати потужності в провідно- стях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(3)}$	1	0.06+1.091i	5	0.0443+0.6118i
	2	0.045+1.186i	-	-
	3	0.033+0.975i	-	-
	4	0.033+0.403i	-	-
Додаткові навантаженняпун- ктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(3)}$	1	0.216+0.828i	4	0.1+0.211i
	2	0.162+0.998i	5	0.127+0.332i
	3	0.06+0.93i	-	-
Потоки потужностей за ділянка- мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(3)}$	0-1	0.171+0.835i	2-1	0.044-0.007i
	0-2	0.138+1.221i	3-2	0.068-0.23i
	0-3	0.214+0.7i	3-4	0.081+0.002i
	0-5	0.146+0.54i	5-4	0.019+0.208i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{резs}^{(3)}$	1	30.337- 21.058i	4	11.135-8.745i
	2	16.219- 10.601i	5	18.196-13.262i
	3	8.102-5.694i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{резs}^{(3)}$	0-1	25.568- 17.907i	2-1	4.77-3.151i
	0-2	26.324- 14.756i	2-3	5.335-1.005i
	0-3	13.177- 11.579i	3-4	10.411-6.89i
	0-5	18.921- 15.116i	5-4	0.725-1.854i
$U_s^{(3)}$	1	113.119	3	113.257
	2	113.78	5	112.809
	2-3	113.257	3-4	112.58
	2-1	113.119	5-4	112.58
$\Delta U_s^{(3)}$	1	0	3	0
	2	0	5	0
	2-3	0	3-4	0

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

	2-1	0	5-4	0
--	-----	---	-----	---

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі третьої ітерації розрахунку

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(3)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-5}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \\ &\cdot U_{\text{бп}}^2 == 84.355 - 57.155i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 84.355 - 57.155i - (83 - 55.087i) \\ &= 1.355 - 2.068i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 0.26\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2 %, то, відповідно до даного критерію, розрахунок режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях можна вважати завершеним. Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок мережі. Для ділянки 0-5 струмове навантаження складе:

$$\begin{aligned}I_{p.a.0-5} &= \frac{\sqrt{P_{\text{рез0-5}}^2 + Q_{\text{рез0-5}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{c0-5}}^2 \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{18.921^2 + (-11.579)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5(112.809)}} \cdot 10^3 \\ &= 123.946 \text{ А}\end{aligned}$$

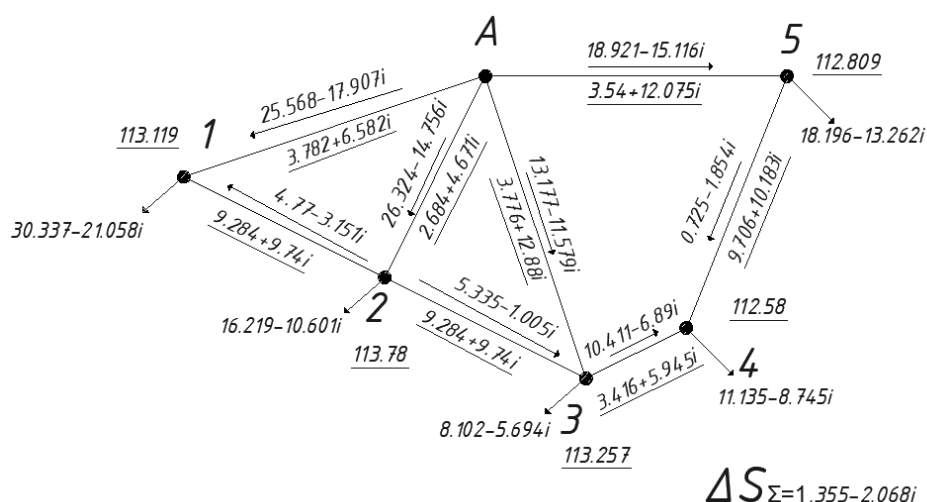
Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати в таблиці 4.19.

Таблиця 4.19 – Розрахунок струмових навантажень

Ділянка	0-1	0-2	0-3	0-5	2-1	2-3	3-4	5-4
Струмове наванта-	79.659	76.566	89.423	123.94	29.177	27.676	64.025	10.21

					ЕС8109.141.002 ПЗ			Арк.
								58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

ження								
Тривало допусти- мий струм	2*390	2*390	610	610	265	265	390	265



Рисунко. 4.8 – Режим максимальних навантажень

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

Наведемо приклад розрахунку для ПС №1. На ПС №1 плануються встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН-25000/110.

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

$$\begin{aligned}
\Delta U_{\text{TB1}} &= \\
&= \frac{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}} + \Delta P_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} + g_{\text{CT1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{CB1}}}{U_1} - \frac{(Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}} + \Delta Q_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} + b_{\text{CT1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{CB1}}}{U_1} \\
&= \\
&= \frac{(25 + 5 + (121.435) \cdot 10^{-3} + (4.688 \cdot 10^{-6}) \cdot 113.119^2) \cdot 0.741}{113.119} \\
&\quad - \frac{(-15.494 + (-3.62) + (-2771.895) \cdot 10^{-3} + (-26.465 \cdot 10^{-6}) \cdot 113.119^2) \cdot 28.434}{113.119} \\
&= 0.703 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{\text{TC1}} &= \frac{P_{\text{CH1}} \cdot r_{\text{CB1}} - Q_{\text{CH1}} \cdot x_{\text{CB1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{25 \cdot 0.741 - (-15.494) \cdot (28.434)}{113.119 - 0.703} \\
&= 4.084 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{\text{TH1}} &= \frac{P_{\text{HH1}} \cdot r_{\text{CB1}} - Q_{\text{HH1}} \cdot x_{\text{CB1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{TB1}}} = \frac{5 \cdot 0.741 - (-3.62) \cdot 28.434}{113.119 - 0.703} \\
&= 0.949 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

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

$$U_{\text{ПН1}} = U_1 - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TH1}} = 113.119 - 0.703 - 4.084 = 108.333 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ПС1}} = U_1 - \Delta U_{\text{TB1}} - \Delta U_{\text{TC1}} = 113.119 - 0.703 - 0.949 = 111.468 \text{ кВ}$$

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

$$\omega_{\text{ВЖ1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} \cdot U_{\text{НН1}}}{U_{\text{ВН1}} \cdot U_{\text{НДЖ}}} - 1 = \frac{108.333 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.0307$$

Ступінь регулювання РПН для трансформаторів ПС №1 складе:

$$N_{\text{В1}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ1}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{-0.0307}{0.018} = -1.726$$

Заокруглюємо:

$$N_{\text{В1}}^{\text{СТ}} = -2$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 1 \cdot 0.0178 = -0.036$$

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

$$U_{HD1} = \frac{U_{PH1} \cdot U_{HH1}}{U_{BH1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{111.468 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.036)} = 10.558 \text{ кВ}$$

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

$$\omega_{CЖ1} = \frac{U_{CDЖ} \cdot U_{BH1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})}{U_{PC1} \cdot U_{CH1}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 - 0.036)}{108.333 \cdot 38.5} - 1 = 0.024$$

Ступінь регулювання ПБЗ для трансформаторів ПС №5 складе:

$$N_{C1} = \frac{\omega_{CЖ1}}{\omega_{C0}} = \frac{0.024}{0.025} = 0.95$$

$$N_{C1}^{CT} = 1$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{C1}^{CT} = N_{C1}^{CT} \cdot \omega_{C0} = 1 \cdot 0.025 = 0.025$$

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

$$U_{CD1} = \frac{U_{PC1} \cdot U_{CH1} \cdot (1 + \omega_{C1}^{CT})}{U_{BH1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{108.333 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.025)}{115 \cdot (1 - 0.036)} = 38.547 \text{ кВ}$$

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

Таблиця 4.20 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	U_i , кВ	N_B^{CT}	N_C^{CT}	U_{HD} , кВ	U_{CD} , кВ
1	113.119	-2	1	10.558	38.55

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2	113.78	2	4	10.354	39.197
3	113.257	-1	1	10.605	39.39
4	112.58	-2	-1	10.582	37.89
5	112.809	1	3	10.337	38.65

4.7. Розрахунок режиму мінімальних навантажень

В режимі мінімальних навантажень:

Величина споживання зменшується в коефіцієнт зниження навантаження разів

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

Напруга БП знижується до 110 (зазвичай) кВ

Приймається рішення про вимкнення окремих груп паралельно працюючих трансформаторів.

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

$$P_{\text{сн1.min}} := \alpha \cdot P_{\text{сн1}} = 0.63 \cdot 25 = 15.75 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{нн1.min}} := \alpha \cdot P_{\text{нн1}} = 0.63 \cdot 5 = 3.15 \quad \text{МВт}$$

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

$$Q_{\text{нн1.min}} := -P_{\text{нн1.min}} \cdot \tan(\phi_{\text{нн}}) \rightarrow -3.15 \cdot \tan(0.62664421164074047) = -2.281 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{сн1.min}} := -P_{\text{сн1.min}} \cdot \tan(\phi_{\text{сн}}) \rightarrow -15.75 \cdot \tan(0.55481103298007151) = -9.761 \quad \text{МВар}$$

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

$$S_{\text{min1}} := P_{\text{нн1.min}} + P_{\text{сн1.min}} + j \cdot (Q_{\text{нн1.min}} + Q_{\text{сн1.min}}) = 3.15 + 15.75 + j \cdot (-2.281 - 9.761) = 18.9 - 12.04i \quad \text{МВА}$$

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

Таблиця 4.21 - Навантаження ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ пункту	$\dot{S}_i^{\min}$, МВА
1	18.9-12.04i
2	10.08-6.51i
3	5.04-3.65i
4	6.93-5.02i
5	11.34-7.49i

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

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

$$\Sigma S_1 := (|S_{\min 1}|)^2 + (|P_{\text{CH1.min}} + j \cdot Q_{\text{CH1.min}}|)^2 + (|P_{\text{HH1.min}} + j \cdot Q_{\text{HH1.min}}|)^2 = 860.671 \quad \text{МВА}$$

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

$$S_{\text{кр1}} := \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{x1}} \cdot 10^{-3} \cdot S_{\text{ном1}}^2}{\Delta P_{\text{к1}} \cdot 10^{-3}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 10^{-3} \cdot 25^2}{140 \cdot 10^{-3}} = 553.571 \quad \text{МВА}$$

Таким чином на ПС №1 при мінімальних навантаженнях повинен бути включений два силових трансформатора (235.52 МВА < 321.833 МВА).

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

Таблиця 4.22 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma(S_i ^2)$, МВА	$S_{\text{крj}}$, МВА	Кількість трансформаторів
1	860.671	553.571	2
2	232.767	235.52	1
3	77.432	89.474	1
4	146.395	89.474	2
5	280.772	235.52	2

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

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

№ пункту	$\dot{S}_{\text{пр}}, \text{ МВА}$	$\underline{Y}_i, \text{ См}$
1	2	3
1	18.948-13.142i	$(4.688+85.246i) \cdot 10^{-6}$
2	10.125-7.515i	$(1.739+103.737i) \cdot 10^{-6}$
3	5.069-4.307i	$(1.285+84.34i) \cdot 10^{-6}$
4	6.944-5.411i	$(2.571+31.811i) \cdot 10^{-6}$
5	11.367-8.166i	$(3.478+48.077i) \cdot 10^{-6}$
0	-	$230.709i \cdot 10^{-6}$

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

Таблиця 4.24 – Розрахунок 1-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(1)}$	0-1	0.115-0.2i	2-3	0.009-0.01i
	0-2	0.079-0.137i	3-4	0.016-0.029i
	0-3	0.037-0.127i	5-4	0.002-0.002i
	0-5	0.065-0.22i	-	-
	2-1	0.009-0.009i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів,	1	0.057+1.031i	5	0.0421+0.5817i
	2	0.021+1.255i	-	-

$\Delta \dot{S}_{ys}^{(1)}$	3	0.016+1.021i	-	-
	4	0.031+0.385i	-	-
Додаткові навантаження- пунктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(1)}$	1	0.119+0.927i	4	0.04+0.37i
	2	0.069+1.177i	5	0.075+0.471i
	3	0.05+0.94i	-	-

Потоки потужностей за ділянка- мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(1)}$	0-1	0.077+0.947i	2-1	0.042-0.021i
	0-2	0.017+1.41i	3-2	0.094-0.253i
	0-3	0.172+0.817i	3-4	0.03+0.133i
	0-5	0.085+0.708i	5-4	0.01+0.237i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{резs}^{(1)}$	1	19.067- 12.215i	4	6.984-5.041i
	2	10.195- 6.338i	5	11.443-7.695i
	3	5.116-3.369i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{резs}^{(1)}$	0-1	16.079- 10.429i	2-1	2.988-1.786i
	0-2	16.468- 8.588i	2-3	3.285-0.464i
	0-3	8.332-6.823i	3-4	06.5-3.918i
	0-5	11.926- 8.818i	5-4	0.484-1.123i
$U_s^{(1)}$	1	113.869	3	113.958
	2	114.264	5	113.7
	2-3	113.958	3-4	113.558
	2-1	113.869	5-4	113.558
$\Delta U_s^{(1)}$	1	1.192	3	1.271
	2	1.543	5	1.041
	2-3	3.598	3-4	3.234
	2-1	3.517	5-4	3.234

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{\text{z0-1}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-5}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(1)} \right) + Y_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} \\ &== 52.953 - 31.949i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 52.953 - 31.949i - (83 - 55.087i) \\ &= -30.047 + 23.138i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Друга ітерація розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.25 – Розрахунок 2-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(2)}$	0-1	0.107-0.186i	2-3	0.008-0.008i
	0-2	0.071-0.123i	3-4	0.015-0.027i
	0-3	0.034-0.115i	5-4	0.001-0.001i
	0-5	0.06-0.205i	-	-
	2-1	0.009-0.009i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(2)}$	1	0.061+1.105i	5	0.045+0.6215i
	2	0.023+1.354i	-	-
	3	0.017+1.095i	-	-
	4	0.033+0.41i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(2)}$	1	0.119+1.008i	4	0.041+0.396i
	2	0.066+1.284i	5	0.076+0.518i
	3	0.05+1.02i	-	-
Потоки потужностей за ділянка-	0-1	0.074+1.03i	2-1	0.045-0.023i

мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(2)}$	0-2	0.008+1.534i	3-2	0.104-0.273i
	0-3	0.18+0.889i	3-4	0.031+0.142i
	0-5	0.086+0.772i	5-4	0.01+0.254i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	1	19.067- 12.134i	4	6.985-5.014i
	2	10.192- 6.231i	5	11.443-7.648i
	3	5.115-3.287i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	0-1	16.076- 10.346i	2-1	2.991-1.789i
	0-2	16.458- 8.464i	2-3	3.275-0.444i
	0-3	8.34-6.751i	3-4	6.501-3.908i
	0-5	11.927- 8.754i	5-4	0.484-1.106i
$U_s^{(2)}$	1	113.874	3	113.965
	2	114.27	5	113.706
	2-3	113.965	3-4	113.566
	2-1	113.874	5-4	113.566
$\Delta U_s^{(2)}$	1	0.004	3	0.007
	2	0.005	5	0.006
	2-3	0.007	3-4	0.007
	2-1	0.004	5-4	0.007

Зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітераціїрозрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{бп}^{(2)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-2}^{(2)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{бп} \cdot U_{бп} \\ &== 52.938 - 31.578i \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{зад1} + \dot{S}_{зад2} + \dot{S}_{зад3} + \dot{S}_{зад4} + \dot{S}_{зад5} = 83 - 55.087i \text{ МВА;}$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 52.938 - 31.578i - (83 - 55.087i) \\ = -30.062 + 23.51i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 0.97 \%$$

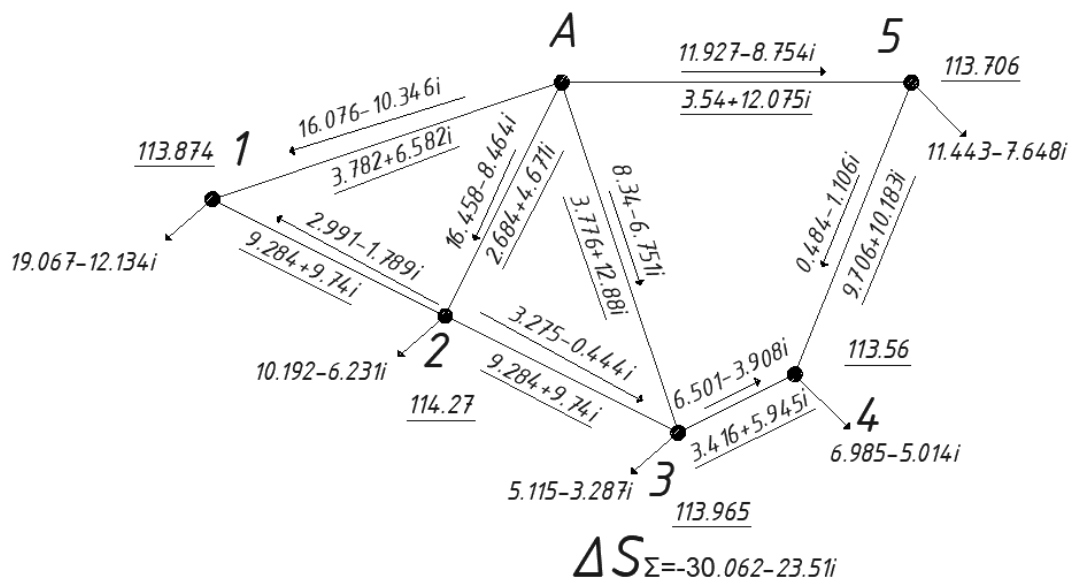


Рисунок. 4.9 – Режим мінімальних навантажень

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

Таблиця 4.26 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	U_i , кВ	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	113.874	-1	1	10.703	38.797
2	114.27	2	4	10.344	38.989
3	113.965	-1	-1	10.55	37.599
4	113.566	1	2	10.339	39.136
5	113.706	1	3	10.453	39.166

4.8. Розрахунок післяаварійного режиму

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

Видаляємо ділянку 0-5:

$$Y_1 = 3,478 \cdot 10^{-6} + 4,422i \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

$$Y_A = 188,053i \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

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

В цілях скорочення обсягу дипломної роботи, розрахунок основного потоко-розподілу не буду, оскільки він розраховується так само, як і другий після аварійний режим. Ітерації знаходяться так само як і в режимі максимальних навантажень, . Приведу дані розрахунків першої, другої, третьої та четвертої ітерацій у табл. 4.27, 4.28, 2.29, 4.30.

Таблиця 4.27 – Розрахунок 1-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta S_{zi-j}^{(1)}$	0-1	0.339-0.59i	2-3	0.202-0.212i
	0-2	0.327-0.569i	3-4	0.383-0.666i
	0-3	0.306-1.042i	4-5	0.41-0.43i
	0-5	-	-	-
	2-1	0.01-0.01i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta S_{ys}^{(1)}$	1	0.059+1.079i	5	0.0421+0.0656i
	2	0.044+1.16i	-	-
	3	0.033+0.963i	-	-
	4	0.031+0.385i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta S_{ps}^{(1)}$	1	0.234+0.779i	4	0.428-0.163i
	2	0.313+0.765i	5	0.247-0.15i
	3	0.478+0.002i	-	-
Потоки потужностей за ділянка-	0-1	0.339+0.691i	1-2	0.105-0.089i

мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(1)}$	0-2	0.681+0.695i	2-3	0.473-0.159i
	0-3	0.679-0.152i	3-4	0.675-0.313i
	0-5	-	4-5	0.247-0.15i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{резs}^{(1)}$	1	30.355- 21.106i	4	11.463-9.118i
	2	16.371- 10.834i	5	18.316-13.743i
	3	8.515-6.619i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{резs}^{(1)}$	0-1	27.83-18.77i	2-1	2.525-2.336i
	0-2	34.476- 19.282i	2-3	15.58-6.111i
	0-3	22.713- 23.369i	3-4	29.779-22.862i
	0-5	-	4-5	18.316-13.743i
$U_s^{(1)}$	1	112.993	3	111.586
	2	113.401	5	-
	2-3	111.586	3-4	109.436
	2-1	112.993	4-5	109.197
$\Delta U_s^{(1)}$	1	0.413	3	0.837
	2	0.776	5	-
	2-3	1.442	3-4	0.513
	2-1	2.721	4-5	0.73

Зміни модулів напруги в пунктах схеми перевищують 2%.

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітераціїрозрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6п}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{6п} \cdot U_{6п} = \\ &= 85.505 - 60.034i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{зад1} + \dot{S}_{зад2} + \dot{S}_{зад3} + \dot{S}_{зад4} + \dot{S}_{зад5} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 85.505 - 60.034i - (83 - 55.087i) \\ = 2.505 - 4.947i \text{ МВА.}$$

Друга ітерація розраховуються аналогічно першій.

Таблиця 4.28 – Розрахунок 2-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(2)}$	0-1	0.334-0.581i	2-3	0.209-0.219i
	0-2	0.326-0.567i	3-4	0.402-0.7i
	0-3	0.322-1.099i	4-5	0.003-0.003i
	0-5	-	-	-
	2-1	0.009-0.009i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(2)}$	1	0.06+1.088i	5	0.0415+0.0647i
	2	0.045+1.178i	-	-
	3	0.032+0.947i	-	-
	4	0.031+0.381i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ps}^{(2)}$	1	0.231+0.793i	4	0.233+0.029i
	2	0.316+0.781i	5	0.043+0.063i
	3	0.5-0.06i	-	-
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{ds}^{(2)}$	0-1	0.295+0.72i	1-2	0.064-0.073i
	0-2	0.527+0.799i	2-3	0.275-0.056i
	0-3	0.5+0.086i	3-4	0.277+0.092i
	0-5	-	4-5	0.043+0.063i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	1	30.352-21.092i	4	11.268-8.926i
	2	16.374-10.818i	5	18.112-13.531i
	3	8.536-6.683i	-	-
Результуючий потік розподіл, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	0-1	27.786-18.74i	2-1	2.566-2.352i
	0-2	34.322-	2-3	15.382-6.008i

		19.178i		
	0-3	22.534- 23.132i	3-4	29.381-22.457i
	0-5	-	4-5	18.112-13.531i
$U_s^{(2)}$	1	112.996	3	111.62
	2	113.409	5	-
	2-3	111.62	3-4	109.504
	2-1	112.996	4-5	106.602
$\Delta U_s^{(2)}$	1	0.003	3	0.03
	2	0.007	5	-
	2-3	0.03	3-4	0.063
	2-1	0.003	4-5	2.377

Зміни модулів напруги в пунктах схеми перевищують 2%.

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(2)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 85.133 - 59.686i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 85.133 - 59.686i - (83 - 55.087i) \\ &= 2.133 - 4.599i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Третя ітерація розраховуються аналогічно першій та другій.

Таблиця 4.29 – Розрахунок 3-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z\ i-j}^{(3)}$	0-1	0.333-0.579i	2-3	0.203-0.213i
	0-2	0.323-0.561i	3-4	0.39-0.678i
	0-3	0.316-1.078i	4-5	0.437-0.458i
	0-5	-	-	-
	2-1	0.009-0.009i	-	-

Втрати потужності в провідно- стях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(3)}$	1	0.06+1.088i	5	0.0395+0.0616i
	2	0.045+1.179i	-	-
	3	0.032+0.947i	-	-
	4	0.031+0.381i	-	-
Додаткові навантаженняпун- ктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(3)}$	1	0.231+0.794i	4	0.444-0.187i
	2	0.312+0.787i	5	0.258-0.167i
	3	0.49-0.04i	-	-
Потоки потужностей за ділянка- мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(3)}$	0-1	0.342+0.699i	1-2	0.112-0.095i
	0-2	0.697+0.688i	2-3	0.497-0.194i
	0-3	0.691-0.198i	3-4	0.702-0.354i
	0-5	-	4-5	0.258-0.167i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{резs}^{(3)}$	1	30.352- 21.091i	4	11.479-9.142i
	2	16.369- 10.812i	5	18.327-13.761i
	3	8.524-6.659i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{резs}^{(3)}$	0-1	27.834- 18.761i	2-1	2.518-2.33i
	0-2	34.492- 19.288i	2-3	15.605-6.146i
	0-3	22.725- 23.416i	3-4	29.806-22.903i
	0-5	-	4-5	18.327-13.761i
$U_s^{(3)}$	1	112.993	3	111.58
	2	113.4	5	-
	2-3	111.58	3-4	109.427
	2-1	112.993	4-5	106.481
$\Delta U_s^{(3)}$	1	0.002	3	0.035
	2	0.008	5	-
	2-3	0.035	3-4	0.071
	2-1	0.002	4-5	0.114

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Зміни модулів напруги в пунктах схемине перевищують 2%.

Визначимо втрати потужності в схемі на третій ітераціїрозрахунку

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(3)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-3}}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-2}}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 85.536 - 60.087i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 85.536 - 60.087i - (83 - 55.087i) \\ &= 2.536 - 5i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітераціїрозрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 11.2 \%$$

Четверта ітерація розраховуються аналогічно першій та другій.

Таблиця 4.30 – Розрахунок 4-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(4)}$	0-1	0.334-0.581i	2-3	0.21-0.22i
	0-2	0.326-0.567i	3-4	0.403-0.701i
	0-3	0.323-1.101i	4-5	0.45-0.472i
	0-5	-	-	-
	2-1	0.009-0.009i	-	-
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(4)}$	1	0.06+1.088i	5	0.0394+0.0615i
	2	0.045+1.178i	-	-
	3	0.032+0.946i	-	-
	4	0.031+0.381i	-	-
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(4)}$	1	0.231+0.793i	4	0.457-0.206i
	2	0.317+0.78i	5	0.264-0.174i
	3	0.5-0.07i	-	-
Потоки потужностей за ділянка-	0-1	0.348+0.694i	1-2	0.117-0.099i

мивід додаткових навантажень- пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(4)}$	0-2	0.716+0.668i	2-3	0.516-0.212i
	0-3	0.705-0.233i	3-4	0.721-0.38i
	0-5	-	4-5	0.264-0.174i
Результуюче навантаженняпунк- ту, $\dot{S}_{резs}^{(4)}$	1	30.352- 21.091i	4	11.492-9.161i
	2	16.374- 10.819i	5	18.333-13.768i
	3	8.537-6.686i	-	-
Результуючийпотокорозподіл, $\dot{S}_{резs}^{(4)}$	0-1	27.839- 18.766i	2-1	2.513-2.326i
	0-2	34.511- 19.309i	2-3	15.624-6.164i
	0-3	22.739- 23.451i	3-4	29.826-22.929i
	0-5	-	4-5	18.333-13.768i
$U_s^{(4)}$	1	112.993	3	111.576
	2	113.399	5	-
	2-3	111.576	3-4	109.42
	2-1	112.993	4-5	106.473
$\Delta U_s^{(4)}$	1	0	3	0.004
	2	0.001	5	-
	2-3	0.004	3-4	0.006
	2-1	0	4-5	0.008

Зміни модулів напруги в пунктах схемине перевищують 2%.

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітераціїрозрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{бп}^{(4)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(4)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(4)} + \dot{S}_{рез0-2}^{(4)} + 0,5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(4)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(4)} + \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(4)} \right) + \underline{Y}_{бп} \cdot U_{бп} = \\ &= 85.58 - 60.164i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{зад1} + \dot{S}_{зад2} + \dot{S}_{зад3} + \dot{S}_{зад4} + \dot{S}_{зад5} = 83 - 55.087i \text{ МВА};$$

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(4)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(4)} - \dot{S}_{\Sigma} = 85.58 - 60.164i - (83 - 55.087i) \\ = 2.58 - 5.077i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на черговій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(4)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(4)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)}|} 100\% = 1.57 \%$$

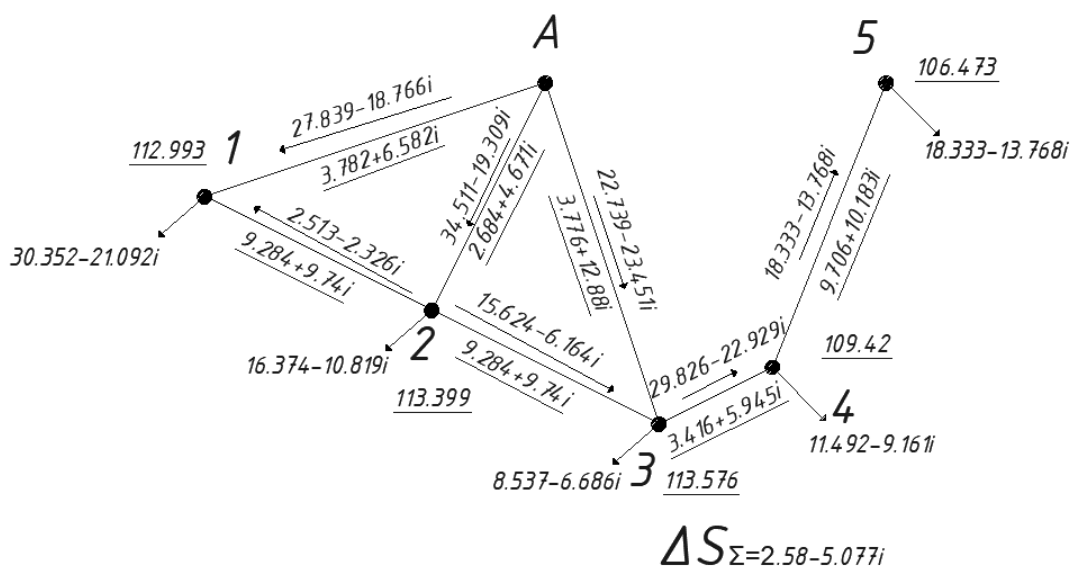


Рисунок. 4.9 – Післяаварійний режим

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.31.

Таблиця 4.31 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	U_i , кВ	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	112.993	-2	1	10.545	38.5
2	113.399	-1	2	10.881	39.309
3	111.576	-2	-1	10.628	37.584
4	109.42	-4	-1	10.637	38.226
5	106.473	-4	2	10.65	38.89

Висновки до розділу:

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

Виконано розрахунок режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. В після аварійному режимі отримав $\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = 2.288 - 5.077i$ МВА значення втрат потужності. Для режиму мінімальних навантажень $\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = -30.062 + 23.51i$ МВА. Для режиму максимальних навантажень $\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = 1.355 - 2.068i$ МВА. Розрахунки підтверджують, що після аварійний режим найтяжчий для енергосистеми, тому я маю більші втрати потужності, аніж у інших режимах. Точками поточкорозподілу являються пункти 2 та 3. Аналізуючи напруги в різних режимах, найбільша просадка напруги в пункті 5. Це можна пояснити тим, що в післяаварійному режимі біла відключена ділянка А-5.

В режимі мінімальних навантажень були відключені трансформатори в пунктах 2 та 3. Відключення трансформаторів в режимі не викликало зниження напруги, тому що із-за навантаження це було можна зробити.

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

ВИСНОВКИ

В першому розділі цієї роботи побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм² та 240 мм². За допомогою методу найменших квадратів в другому розділі зроблено апроксимацію функції оптимальних питомих приведених витрат.

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

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

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

					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

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

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

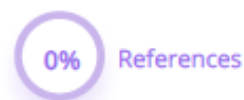
					ЕС8109.141.002 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Гаркуша_Віктор_Андрійович_ПЗ

Uploaded: 06/17/2021 | Checked: 06/17/2021

Matches Citation Reference Character replacement



Matches

Web sources 380

1	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolyniuk_bakalavr.pdf	24.68%
2	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf	13.91%
3	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf	8.7%
4	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28443/1/Slevych_bakalavr.pdf	3.36%
5	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf	3.04%
6	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28444/1/Hrypunova_bakalavr.pdf	1.83%
7	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30716/1/Blashchuk_magistr.pdf	1.36%
8	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23281/1/Kryklyvyi_magistr.pdf	1.33%
9	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28437/1/Friga_bakalavr.pdf	0.99%
10	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28485/1/Koltsnyk.pdf	0.97%

Page 1

					EC8109.141.002 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

