

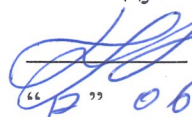
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

в.о завідувача кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ  
"Р" 06 2024 р.

**ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ**


на здобуття ступеня бакалавра

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

на тему: «Розподільна електрична мережа змінного струму 110 кВ»

Виконав:

студент III курсу, групи ЕС-п1  
Бондаренко Сергій Андрійович



Науковий керівник:

ст. викл. кафедри електричних мереж та систем, д. т. н.  
Халіков Володимир Акнафович



Консультант:

асистент кафедри електричних мереж та систем  
Моссаковський Вадим Ігорович



Рецензент:

доцент кафедри відновлюваних джерел енергії, к.т.н.  
Баррик Іван Іванович



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

Студент 

Київ – 2024 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

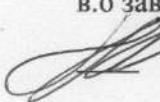
Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

в.о завідувача кафедри

 Теймураз Кацадзе

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект студенту**

Бондаренко Сергій Андрійович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема проекту «Розподільна електрична мережа змінного струму 110 кВ», науковий керівник дисертації Халіков Володимир Акнафович, д.т.н., ст. викладач, затверджені наказом по університету від «28» 05 2024 р. №2128-с.
2. Строк подання студентом проекту 12 червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
  - 1) Виконати синтез конфігурації районної електричної мережі.
  - 2) Вибрати кількість, тип і потужність трансформаторів на підстанціях.
  - 3) Визначити потокорозподіл потужностей за L- схемою мережі.

- 4) Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів за ділянками замкненої мережі.
- 5) Розрахувати параметри Z-схеми заміщення електричної мережі.
- 6) Виконати електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійного режиму.
- 7) Вибрати відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для двох розглянутих режимів.
- 8) Обґрунтувати оптимальний варіант поліпшення режиму напруги у мережі за допомогою засобів компенсації та реконструкції мережі.

#### 5. Консультанти з розділів проекту


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

6. Дата видачі завдання 21 травня 2024 року.

#### Календарний план

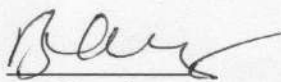
№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми проекту	від 21.03 до 26.03	
2	Синтез варіантів конфігурації мережі. Вибір найбільш доцільних.	від 27.03 до 30.03	
3	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів. Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів на ділянках мережі.	від 31.03 до 14.04	
4	Техніко-економічне зіставлення варіантів мережі	від 15.04 до 29.04	
5	Електричний розрахунок усталених режимів	від 30.04 до 14.05	
6	Вибір засобів та способів регулювання напруги	від 15.05 до 29.05	
7	Оформлення пояснювальної записки	від 30.05 до 08.06	
8	Оформлення технічних креслень	від 08.06 до 12.06	

Студент

  
(підпис)

Сергій БОНДАРЕНКО

Керівник проекту

  
(підпис)

Володимир ХАЛІКОВ

# **Пояснювальна записка до дипломного проекту**

на тему: Розподільна електрична мережа змінного струму 110 кВ

Київ – 2024 року





## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка має обсяг 94 сторінок у форматі А4 і включає 18 рисунків, 39 таблиць і 6 джерел використаної літератури. Графічна частина включає 3 технічні креслення у форматі А1.

Головним завдання дипломного проекту являється розробка проекту районної електричної мережі з напругою 110 кВ та вибір оптимального варіанту для поліпшення режиму напруги за допомогою встановлення додаткових компенсуючих пристроїв та зміни перерізу провідників окремих ділянок.

Було здійснено розрахунок та подільший вибір конфігурації електричної мережі та здійснено ітераційний розрахунок режимів роботи електричної мережі.

Не дивлячись на складні умови сьогодення, численні ворожі обстріли, електроенергетика України змогла впоратись з усіма викликами, втримати свої позиції, та трансформувати необхідним чином технологічні та бізнес-процеси.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,  
ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ОПТИМАЛЬНА  
КОНФІГУРАЦІЯ.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note has a volume of 94 pages in A4 format and includes 18 figures, 39 tables and 6 sources of used literature. The graphic part includes 3 technical drawings in A1 format.

The main task of the diploma project is the development of the project of the district electric network with a voltage of 110 kV and the selection of the optimal option for improving the voltage regime by installing additional compensating devices and changing the cross-section of conductors of individual sections.

The calculation and further selection of the configuration of the electric network was carried out, and the iterative calculation of the modes of operation of the electric network was carried out.

Despite the difficult conditions of today, numerous enemy attacks, the electric power industry of Ukraine was able to cope with all challenges, maintain its positions, and transform technological and business processes in the necessary way.

ELECTRICAL NETWORK, ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, TRANSFORMER, VOLTAGE REGULATION, OPTIMAL CONFIGURATION.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Проект електричної мережі.....	11
1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ.....	11
1.2 Вибір типу, потужності та кількості трансформаторів.....	20
1.3 Розрахунок поточкорозподілу за L-схемою.....	25
1.4 Вибір перерізів РЕМ .....	31
1.5 Параметри схеми заміщення РЕМ.....	38
1.6 Розрахунок режиму мережі при максимальних навантаженнях....	45
1.7 Післяаварійний режим.....	68
Висновок по розділу 1: .....	73
2 Вибір оптимального варіанта поліпшення режиму напруги у проєктованій РЕМ.....	74
2.1 Підсилення ділянок РЕМ.....	74
2.2 Застосування УПК.....	77
2.3 Застосування УППК.....	83
Висновок по розділу 2: .....	89
Загальні висновки.....	90
Список використаних джерел .....	92
Додаток А. Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат .....	93

									Арк.
									8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП1101.141.001.ПЗ				



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- БП – балансуєчий пункт;  
БСК – батарея статичних конденсаторів;  
ВН – вища напруга;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередавання;  
НН – низька напруга;  
ПБЗ – перемикач без збудження;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПС – підстанція;  
РЕМ – район електричних мереж;  
РПН – регулювання під навантаженням;  
СН – середня напруга;  
УПК – установка поздовжньої компенсації.  
УППК – установка поперечної компенсації;

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

На даний момент електроенергетика є невід'ємною частиною нашого сьогодення, незважаючи на складні умови теперішнього часу, електроенергетика України показує непогані кроки трансформування під сьогодення. Вона відіграє ключову роль у сучасній економіці, забезпечуючи роботу промислової галузі, транспорту, зв'язку, та побутових приймачів. До складу електроенергетичних систем входять електричні станції, лінії електропередавання, споживачі електроенергії, та пристрої які займаються розподіленням електроенергії разом з трансформаторами.

Під час проектування електричних мереж потрібно враховувати такі фактори як надійність електропостачання, якість електроенергії, економічність та зручність конструктивного виконання.

Основна ідея проектування полягає в виборі оптимальної конфігурації районної електричної мережі, що зв'язує споживачів електроенергії та джерел її генерації. Для вибору конфігурацій електромереж найчастіше використовують техніко-економічне порівняння.

За для надійності і правильності проектування електромереж використовують системний підхід, зміст його полягає в врахуванні на заключних етапах результатів які були отримані при попередніх розрахунках. Оскільки при зміні значень одного елементу його характеристики впливають на значення інших елементів.

Темою дипломної роботи є проектування розподільчої електричної мережі змінного струму, з напругою 110 кВ. Аргументація доцільності встановлення компенсуючих пристроїв, для покращення режиму напруги. Проект розроблено із дотриманням вимог державних стандартів, державних будівельних норм, та вимог до оформлення технічної документації.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ПРОЄКТ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

## 1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ 110 кВ

Формування варіантів схеми районної мережі 110 кВ. Відповідно методу граничних моментів потужностей  $M = P \cdot L$ , МВт · км. Виходячи з умови завдання гранична величина потужності складає:

$$M_{\text{гран}} = 4300 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Ситуаційний план мережі із вказаним розміщення балансуєчого пункту та понижуючих підстанцій в масштабі 1 см:10 км зображено на рис. 1.1.

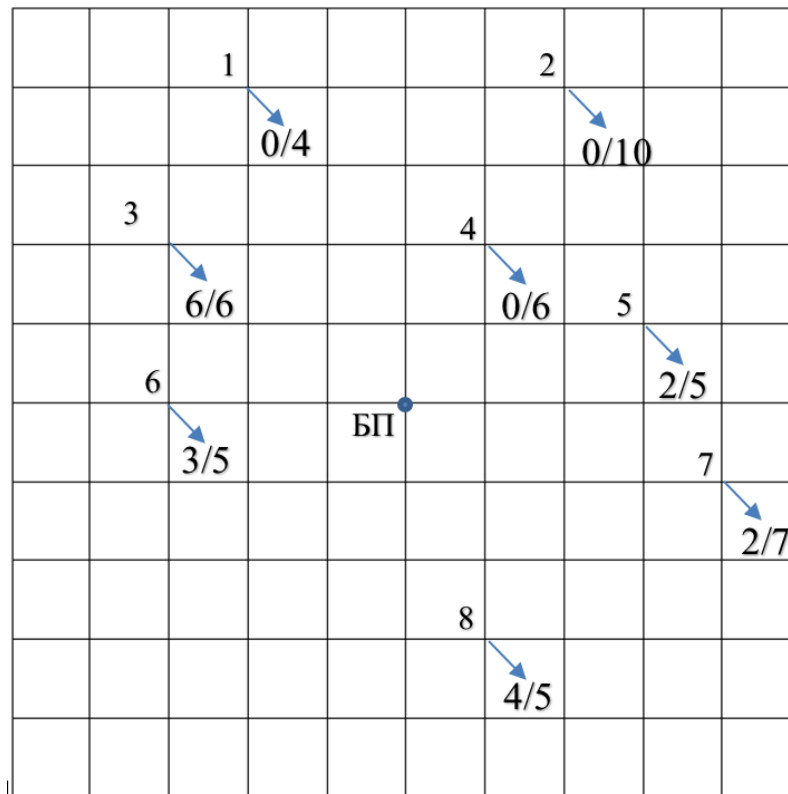


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план мережі

Обмежимося п'ятьма варіантами схеми електричної мережі. Кожен варіант електричної мережі має відповідати технічним вимогам.

Перший варіант схеми РЕМ.

Для максимальної наочності схеми електричної мережі з'єднується БП із вузлом №8 та визначено момент потужності:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M_8 = P_8 \cdot L_{0-8} = 9 \cdot 31 = 279 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Очевидно, що момент потужності не досягає максимально наближеного значення до граничного, то з'єднуємо восьмий вузол із сьомим. Знаходимо момент потужності від другої підстанції до балансуєчого пункту та приплюсовуємо до попереднього:

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8}) + M_8 = 9 \cdot (31 + 36) + 279 = 882 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Після з'єднання вузла №7 до балансуєчого значення, момент потужності не досягає гранично допустимого значення, тому аналогічно приєднуємо вузли та розрахунок моментів потужності:

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7}) + M_7 = 7 \cdot (31 + 36 + 22) + 882 = 1505 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5}) + M_5 = 6 \cdot (31 + 36 + 22 + 22) + 1505 = 2171 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{4-2}) + M_4 = 10 \cdot (31 + 36 + 22 + 22 + 22) + 2171 = 3501 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_1 = P_1 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{4-2} + L_{2-1}) + M_2 = 4 \times (31 + 36 + 22 + 22 + 22 + 40) + 3501 = 4193 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{4-2} + L_{2-1} + L_{1-3}) + M_1 = 12 \times (31 + 36 + 22 + 22 + 22 + 40 + 22) + 4193 = 6533 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Як бачимо після приєднання вузла №3 значення загального моменту потужності перевищило допустиме значення. Тому з'єднуємо вузол №1 з БП, замкнувши перший контур розрахуємо його в зворотному напрямку:

$$M_1 = P_1 \cdot L_{0-1} = 4 \cdot 45 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-1} + L_{2-1}) + M_1 = 10 \cdot (45 + 40) + 180 = 1030 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-1} + L_{2-1} + L_{4-2}) + M_2 = 6 \cdot (45 + 40 + 22) + 1030 = \\ = 1672 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-1} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5}) + M_4 = 7 \cdot (45 + 40 + 22 + 22) + \\ + 1672 = 2575 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{0-1} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5} + L_{5-7}) + M_5 = 9 \cdot (45 + 40 + 22 + \\ + 22 + 22) + 2575 = 3934 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{0-1} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5} + L_{5-7} + L_{7-8}) + M_7 = 9 \times \\ \times (45 + 40 + 22 + 22 + 22 + 36) + 3934 = 5617 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

При розрахунку контуру в зворотному напрямку момент потужності перевищив допустиме значення. Тому ділянки 0-1 та 0-8 переводяться в дволанцюгове виконання і перерахується момент потужності:

Прямий обхід:

$$M_8 = P_8 \cdot \frac{L_{0-8}}{2} = 9 \cdot 15,5 = 139,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} \right) + M_8 = 9 \cdot (15,5 + 36) + 139,5 = 603 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} \right) + M_7 = 7 \cdot (15,5 + 36 + 22) + 603 = \\ = 1117,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} \right) + M_5 = 6 \cdot (15,5 + 36 + 22 + 22) + \\ + 1117,5 = 1690,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{4-2} \right) + M_4 = 10 \cdot (15,5 + 36 + \\ 22 + 22 + 22) + 1690,5 = 2865,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_1 = P_1 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{4-2} + L_{2-1} \right) + M_2 = 4 \times \\ \times (15,5 + 36 + 22 + 22 + 22 + 40) + 2865,5 = 3495,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перший контур має конфігурацію: 0-8-7-5-4-2-1-0, розраховуємо його в зворотному напрямку:

$$M_1 = P_1 \cdot \frac{L_{0-1}}{2} = 4 \cdot 22,5 = 90 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{2-1} \right) + M_1 = 10 \cdot (22,5 + 40) + 90 = 715 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{2-1} + L_{4-2} \right) + M_2 = 6 \cdot (22,5 + 40 + 22) + 715 = 1222,2 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5} \right) + M_4 = 7 \cdot (22,5 + 40 + 22 + 22) + 1222,2 = 1967,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5} + L_{5-7} \right) + M_5 = 9 \cdot (22,5 + 40 + 22 + 22 + 22) + 1967,5 = 3124 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_8 = P_8 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{2-1} + L_{4-2} + L_{4-5} + L_{5-7} + L_{7-8} \right) + M_7 = 9 \times (22,5 + 40 + 22 + 22 + 22 + 36) + 3124 = 4604,4 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Очевидно, що при обході в зворотному напрямку, момент потужності все ще перевищує допустиме значення тому переводимо і ділянку 4-2 в дволанцюгове виконання і перерахуємо момент потужності:

Прямий обхід:

$$M_8 = P_8 \cdot \frac{L_{0-8}}{2} = 9 \cdot 15,5 = 139,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} \right) + M_8 = 9 \cdot (15,5 + 36) + 139,5 = 603 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} \right) + M_7 = 7 \cdot (15,5 + 36 + 22) + 603 = 1117,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} \right) + M_5 = 6 \cdot (15,5 + 36 + 22 + 22) + 1117,5 = 1690,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





$$M_1 = P_1 \cdot \left( \frac{L_{0-8}}{2} + L_{6-8} + L_{3-6} + L_{1-3} \right) + M_6 = 4 \cdot (15,5 + 50 + 20 + 22) + 663,5 = 2119,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

І розрахунок в зворотному напрямку:

$$M_1 = P_1 \cdot \frac{L_{0-1}}{2} = 4 \cdot 22,5 = 90 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_3 = P_3 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{1-3} \right) + M_1 = 12 \cdot (22,5 + 22) + 90 = 624 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_6 = P_6 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{1-3} + L_{3-6} \right) + M_3 = 8 \cdot (22,5 + 22 + 20) + 624 = 1140 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_8 = P_8 \cdot \left( \frac{L_{0-1}}{2} + L_{1-3} + L_{3-6} + L_{6-8} \right) + M_6 = 9 \cdot (22,5 + 22 + 20 + 50) + 1140 = 2170,5 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Другий контур має конфігурацію: 0-8-6-3-1-0.

Отже, кінцевий синтезований варіант конфігурації РЕМ, зображено на рис. 1.2. Аналогічно проводимо розрахунок для ще чотирьох конфігурацій. Результати значень моментів потужності наведені в табл. 1.1. Схеми чотирох конфігурацій зображено на рис. 1.3-1.6.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

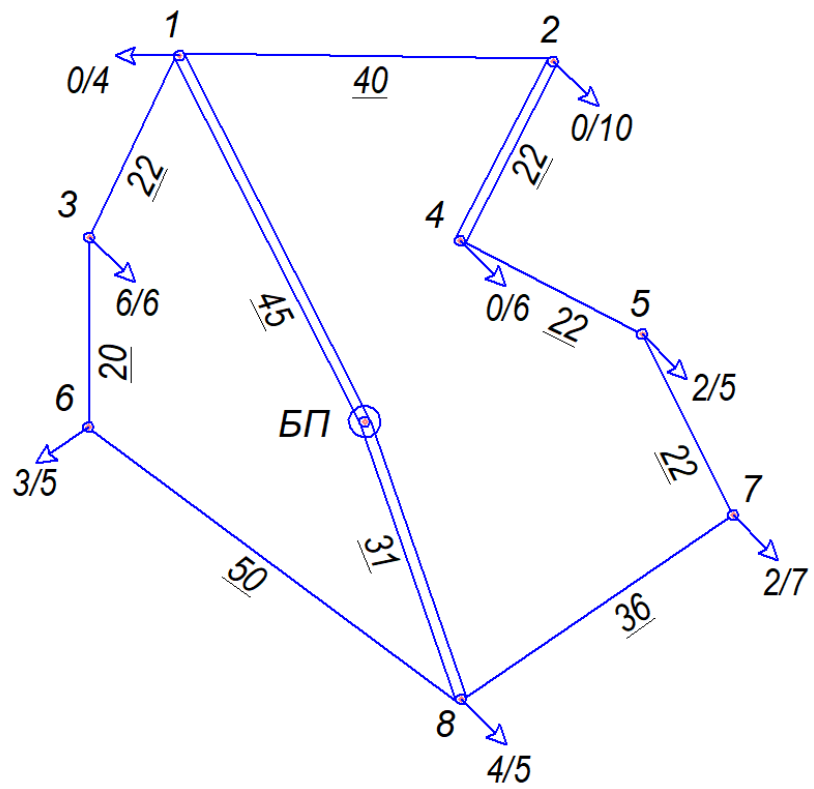


Рисунок 1.2 – I вариант РЕМ

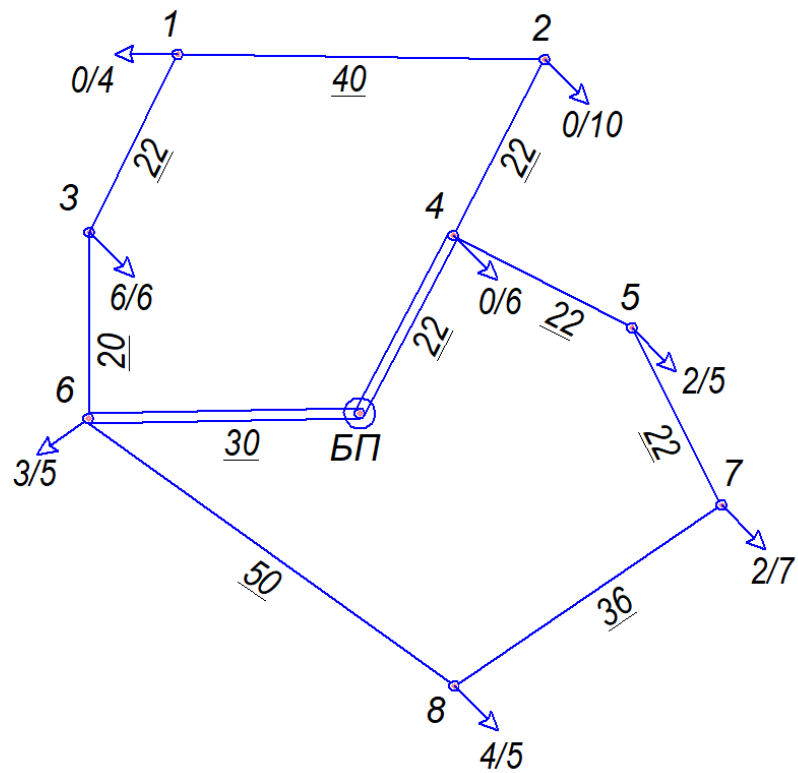


Рисунок 1.3 – II вариант РЕМ

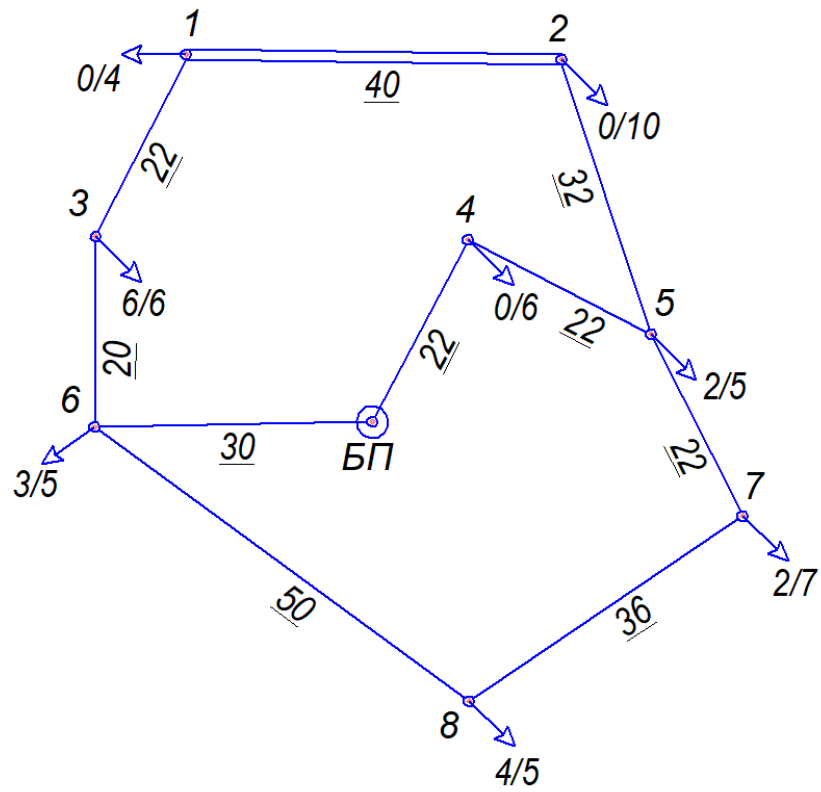


Рисунок 1.4 – III варіант РЕМ

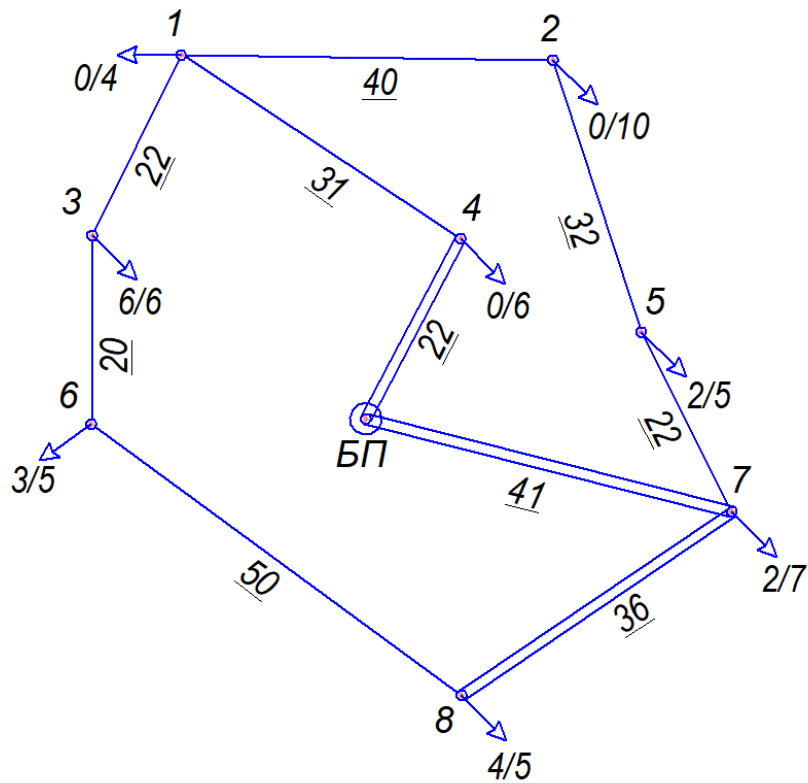


Рисунок 1.5 – IV варіант РЕМ

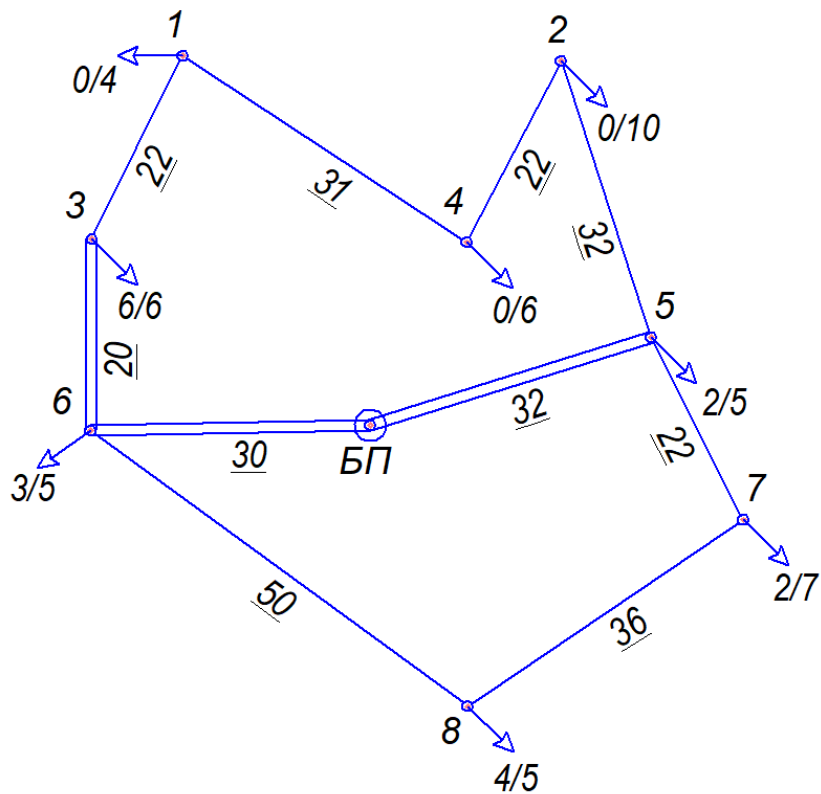


Рисунок 1.6 – V варіант РЕМ

Таблиця 1.1 – Таблиця порівняння схем РЕМ.

Варіант схеми	Обхід контуру	Моменти потужності, М МВт·км		Довжина одноколових ПЛ, $l_I$ , км	Довжина двоколових ПЛ, $l_{II}$ , км	Загальна довжина ПЛ, $l_{\Sigma} = l_I + 1,7 \cdot l_{II}$
		I контур	II контур			
I	Прямий	3341,5	2119,5	212	98	378,6
	Зворотній	4263,5	2170,5			
II	Прямий	2748	2739	234	52	322,4
	Зворотній	2452	3345			
III	Прямий	3764	3168	296	40	364
	Зворотній	3792	3930			
IV	Прямий	4248	3076	217	99	385,3
	Зворотній	4032	2558			
V	Прямий	4036	2112	265	32	319,4
	Зворотній	4095	2970			

Як видно з таблиці, критерії мінімуму сумарної довжини ПЛ, для подальших розрахунків техніко-економічних порівнянь вибираємо схеми №II та №V. В подальшому будуть позначатися відповідно №I та №II.

## 1.2 Вибір кількості, типу і величини потужності трансформаторів на ПС РЕМ

Для безперебійної роботи понижаючих підстанцій, обираємо на ній встановлення 2-ох силових трансформаторів. В пунктах 1,2,4 обрано встановлення двообмоткових силових трансформаторів через задане значення навантаження, а в пунктах 3,5,6,7,8 – відповідно буде встановлено триобмоткові силові трансформатори.

Розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій і підвищуючої підстанції пункту буде мати вид:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos\varphi_{CH}) = \arccos(0,86) = 30,683^\circ;$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos\varphi_{HH}) = \arccos(0,72) = 43,946^\circ;$$

На підстанції №1 значення реактивної потужності на шинах СН та НН матиме наступні значення реактивної потужності:

$$Q_{HH1} = -P_{CH} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CH} = -0 \cdot \operatorname{tg}(30,683^\circ) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{HH} = -4 \cdot \operatorname{tg}(43,946^\circ) = -3,855 \text{ МВАр};$$

На підстанції №1 значення повного навантаження на шинах СН та НН матиме наступні значення:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{max1} &= P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = (0 + 4) + j(0 + (-3,855)) = \\ &= 4 - j3,855 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Відповідно до виразу модуль навантаження матиме наступні значення:

$$\begin{aligned} S_{max1} &= \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2} = \\ &= \sqrt{(0 + 4)^2 + (0 + (-3,855))^2} = 5,556 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Результати обчислених значень повних потужностей ПС знаходяться в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. – Результати значень повних потужностей ПС

№ пункту	Активні потужності P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{max}$ , МВА	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	0	4	0	-3,855	4-j3,855	5,556
2	0	10	0	-9,639	10-j9,639	13,889
3	6	6	-3,56	-5,783	12-j9,343	15,208
4	0	6	0	-5,783	6-j5,783	8,333
5	2	5	-1,187	-4,819	7-j6,006	9,223
6	3	5	-1,78	-4,819	8-j6,599	10,371
7	2	7	-1,187	-6,747	9-j7,934	11,998
8	4	5	-2,373	-4,819	9-j7,193	11,521

При обранні потужності та числа трансформаторів враховано, те що до шин кожної ПС 110 кВ приєднані споживачі I-ї та II-ї категорії, і відповідно з цим для стабільної роботи ПС встановлюється два силові трансформатори, які мають однакові паспорти дані і найголовніше це однакову номінальну потужність. Перевантаження трансформаторів в післяаварійному режимі складає на 40% більше чим у процесі добового максимуму навантаження не більше 6 годин на добу і упродовж 5 днів.

Значення потужності силових трансформаторів які були встановлені на ПС №1 матиме значення:

$$S_{T1} = \frac{S_{max1}}{1,5} = \frac{5,556}{1,5} = 3,704 \text{ МВА}$$

Відповідно до значення потужності силових трансформаторів обрано для ПС №1 два силові трансформатори типу ТМН-6300/110. В подібний метод виконано підбір трансформаторів для інших підстанцій 110 кВ. Результати вибору трансформаторів занесені в табл.1.3.

#### Обчислення зведеного навантаження

Каталожні дані трансформатора №1 – двообмотковий.

2×ТДН-10000/110

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{T1} = 6,3 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.3. – Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	5,556	3,704	2	2×ТМН-6300/110
2	13,889	9,259	2	2×ТДН-10000/110
3	15,208	10,139	3	2×ТДТН-10000/110
4	8,333	5,556	2	2×ТМН-6300/110
5	9,223	6,149	3	2×ТДТН -6300/110
6	10,371	6,914	3	2×ТДТН-10000/110
7	11,998	7,998	3	2×ТДТН-10000/110
8	11,521	7,681	3	2×ТДТН-10000/110

$$u_{k1} = 10,5 \%$$

$$\Delta P_{k1} = 44 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{x1} = 11,5 \text{ кВт}$$

$$I_{x1} = 0,8 \%$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора у пункті №1.

$n=2$  – число трансформаторів які працюють паралельно.

$$\beta_1 = \frac{S_1}{n \cdot S_{T1}} = \frac{5,556}{2 \cdot 6,3} = 0,441$$

Втрати потужності в Z та Y елементах схеми заміщення трансформатора складають:

$$\Delta P_{TZ1} = n \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta P_{k1} = 2 \cdot 0,441^2 \cdot 44 = 17,108 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{T1} \cdot 10^3 \cdot \beta_1^2 \cdot u_{k1} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 0,441^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -257,202 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{TY1} = n \cdot \Delta P_{x1} = 2 \cdot 11,5 = 23 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TY1} = -n \cdot S_{T1} \cdot 10^3 \cdot I_{x1} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 10^{-2} = -100,8 \text{ кВАр};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Каталожні дані трансформатора №3 – триобмотковий.

2×ТДТН-10000/110

$S_{T3} = 10$  МВА

$u_{к BN3} = 17$  %

$u_{к BC3} = 10,5$  %

$u_{к CN3} = 6$  %

$\Delta P_{k3} = 76$  кВт

$\Delta P_{x3} = 17$  кВт

$I_{x3} = 1,1$  %

Фіктивна напруга к.з для триобмоткового трансформатора пункту 2:

$$u_{к B3} = 0,5(u_{к BN3} + u_{к BC3} - u_{к CN3}) = 0,5(17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ \%};$$

$$u_{к C3} = 0 \text{ \%};$$

$$u_{к N3} = 0,5(u_{к CN3} + u_{к BN3} - u_{к BC3}) = 0,5(6 + 17 - 10,5) = 6,25 \text{ \%};$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора у пункті 2  $n=2$

$$\beta_{BN3} = \frac{S_3}{n \cdot S_{T3}} = \frac{15,208}{2 \cdot 10} = 0,76 \text{ в. о.}$$

$$\beta_{CN3} = \frac{\sqrt{P_{CH3}^2 + Q_{CH3}^2}}{n \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-3,56)^2}}{2 \cdot 10} = 0,349 \text{ в. о.}$$

$$\beta_{NN3} = \frac{\sqrt{P_{HH3}^2 + Q_{HH3}^2}}{n \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-5,783)^2}}{2 \cdot 10} = 0,417 \text{ в. о.}$$

Втрати потужності в Z та Y елементах схеми заміщення трансформатора:

$$\Delta P_{TZ3} = (\beta_{BN3}^2 + \beta_{CN3}^2 + \beta_{NN3}^2) \cdot \frac{2 \cdot \Delta P_{k3}}{2} = (0,76^2 + 0,349^2 + 0,417^2) \cdot \frac{2 \cdot 76}{2} =$$
$$= 66,389 \text{ кВт};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{ТЗ3} = -n \cdot S_{ТЗ} \cdot 10^3 \cdot (\beta_{BN3}^2 \cdot u_{кВЗ} + \beta_{CN3} \cdot u_{кСЗ} + \beta_{NN3} \cdot u_{кNЗ}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot (0,76^2 \cdot 10,75 + 0,349^2 \cdot 0 + 0,417^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -1460,237 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{ТУ3} = n \cdot \Delta P_{х3} = 2 \cdot 17 = 34 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ТУ3} = -n \cdot S_{ТЗ} \cdot 10^3 \cdot I_{х3} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 10^{-2} = -220 \text{ кВАр};$$

Аналогічно розраховано втрати потужності для дво-, три- обмоткових трансформаторів в Z – та Y – елементах схеми заміщення інших силових трансформаторів. Результати підрахунків Наведено в табл 1.5.

Таблиця 1.5. – Коефіцієнти завантаження та втрати потужності в елементах схеми заміщення силових трансформаторів

№ пункту	Тип тр-рів	$u_k, \%$			$\beta_i$			$\Delta \dot{S}_{ТЗ}, \text{ МВА}$	$\Delta \dot{S}_{ТУ}, \text{ МВА}$
		ВН	ВН	ВН	ВН	ВС	СН		
1	ТМН-6300/110	–	10,5	–	0,441	–	0,441	0,017-j0,257	0,023-j0,101
2	ТДН-10000/110	–	10,5	–	0,694	–	0,694	0,058-j1,013	0,028-j0,14
3	ТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,76	0,349	0,417	0,066-j1,46	0,034-j0,220
4	ТМН-6300/110	–	10,5	–	0,661	–	0,661	0,038-j0,579	0,023-j0,101
5	ТДТН - 6300/110	10,75	0	6,25	0,732	0,185	0,551	0,051-j0,965	0,028-j0,151
6	ТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,519	0,174	0,347	0,032-j0,729	0,034-j0,220
7	ТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,6	0,116	0,486	0,046-j1,069	0,034-j0,220
8	ТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,576	0,233	0,347	0,038-j0,864	0,034-j0,220

Розрахунок зведеного навантаження пунктів:

$$\dot{S}_{зв1} = \dot{S}_1 + (\Delta P_{ТУ1} + \Delta P_{ТЗ1} + j(\Delta Q_{ТЗ1} + \Delta Q_{ТУ1})) \cdot 10^{-3} = (4,04 - j4,213) +$$

$$+ (23 + 17,108 + j((-257,202) + (-100,8))) \cdot 10^{-3} = 4,04 - j4,213 \text{ МВА};$$

Розрахунок зведене навантаження інших пунктів ПС виконано аналогічно. Результати підрахунків знаходяться в табл 1.6.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 – Зведене навантаження пунктів ПС

№ пункту	$\dot{S}_{зв1}$ , МВА
1	$4,04 - j4,213$
2	$10,086 - j10,791$
3	$12,1 - j11,024$
4	$6,061 - j6,463$
5	$7,079 - j7,122$
6	$8,066 - j7,548$
7	$9,08 - j9,223$
8	$9,072 - j8,277$

### 1.3 Розрахунок L – схеми електричної мережі

Для виконання розрахунку поточкорозподілу потужності за довжинами ділянок, тобто розрахунок L – схеми електричної мережі, за результатами розрахунку зведених потужностей підстанції, зроблено припущення, що мережа електрично однорідна. Це означає що на всіх ділянках схеми, мережа виконана однаковим перерізом проводів, які розташовуються на опорах на однаковій відстані. Розрахунок виконано з використанням методу контурних рівнянь.

Вибір контурів та перемичок у схемі. Перший контур має ділянки: 0-6, 6-3, 3-1, 1-2, 2-4, 4-0, з перемичкою: 3-1, до другого контуру входять ділянки: 0-6, 6-8, 8-7, 7-5, 5-4, 4-0, з перемичкою: 7-5.

Напрямок обходу контурів вибрано за годинниковою стрілкою. Розрахунок виконано для схеми варіант №1, розрахунок почато з знаходження поточкорозподілу в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{p3-6} = \dot{S}_{зв3} = 12,1 - j11,024 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p1-2} = \dot{S}_{зв1} = 4,04 - j4,213 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5-4} = \dot{S}_{зв5} = 7,079 - j7,122 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p7-8} = \dot{S}_{зв7} = 9,08 - j9,223 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2-4} = \dot{S}_{p1-2} + \dot{S}_{зв2} = (4,04 - j4,213) + (10,086 - j10,791) = 14,126 - j15,005 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p6-8} = \dot{S}_{p7-8} + \dot{S}_{зв8} = (9,08 - j9,223) + (9,072 - j8,277) = 18,153 - j17,5 \text{ МВА};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{p0-6} = \dot{S}_{p6-8} + \dot{S}_{p3-6} + \dot{S}_{зв6} = (18,153 - j17,5) + (12,1 - j11,024) + (8,066 - j7,548) = 38,319 - j36,071 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-4} = \dot{S}_{p2-4} + \dot{S}_{p5-4} + \dot{S}_{зв4} = (14,126 - j15,005) + (7,079 - j7,122) + (6,061 - j6,463) = 27,266 - j28,59 \text{ МВА};$$

Потокорозподіл в умовно розімкненій мережі зображений на рис.1.7.

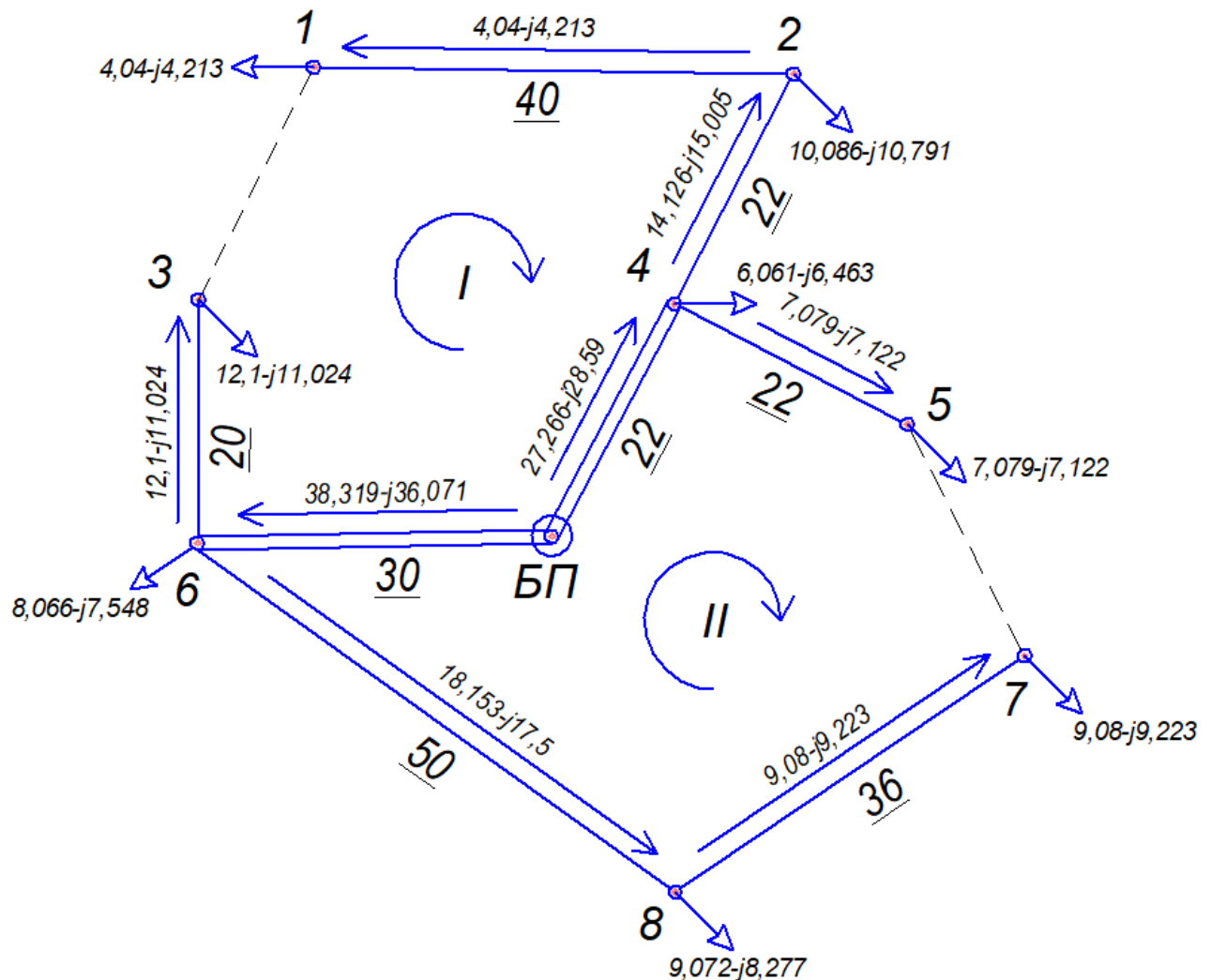


Рис.1.7 – Потокорозподіл в розімкненій L – схемі варіант №1

Для знаходження зрівнювальних потужностей складена система контурних рівнянь.

Власні та взаємні довжини контурів:

$$L_{к1} = \frac{L_{0-6}}{2} + L_{3-6} + L_{1-3} + L_{2-1} + L_{4-2} + \frac{L_{0-4}}{2} = 15 + 20 + 22 + 40 + 22 + 11 =$$

									Арк.
									26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



$$= 130 \text{ км};$$

$$L_{K2} = \frac{L_{0-6}}{2} + L_{6-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + \frac{L_{0-4}}{2} = 15 + 50 + 36 + 22 + 22 + 11 = 156 \text{ км};$$

$$L_{K1-2} = \frac{L_{0-6}}{2} + \frac{L_{0-4}}{2} = 15 + 11 = 26 \text{ км};$$

Система рівнянь має вид:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{K1} &= \dot{S}_{p0-4} \cdot \frac{L_{0-4}}{2} - \dot{S}_{p0-6} \cdot \frac{L_{0-6}}{2} - \dot{S}_{p3-6} \cdot L_{3-6} + \dot{S}_{p1-2} \cdot L_{2-1} + \dot{S}_{p2-4} \cdot L_{4-2} = \\ &= (27,266 - j28,59) \cdot 11 - (38,319 - j36,071) \cdot 15 - (12,1 - j11,024) \cdot 20 + \\ &+ (4,04 - j4,213) \cdot 40 + (14,126 - j15,005) \cdot 22 = -44,49 - j51,58 \text{ МВА} \cdot \text{км}; \\ \dot{E}_{K2} &= -\dot{S}_{p5-4} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{p7-8} \cdot L_{7-8} + \dot{S}_{p6-8} \cdot L_{6-8} + \dot{S}_{p0-6} \cdot \frac{L_{0-6}}{2} - \dot{S}_{p0-4} \cdot \frac{L_{0-4}}{2} = \\ &= -(7,079 - j7,122) \cdot 22 + (9,08 - j9,223) \cdot 36 + (18,153 - j17,5) \cdot 50 + \\ &+ (38,319 - j36,071) \cdot 15 - (27,266 - j28,59) \cdot 11 = 1353,66 - \\ &- j1276,9 \text{ МВА} \cdot \text{км}; \end{aligned}$$

Розв'язок системи рівнянь:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} \dot{S}_{K1} \\ \dot{S}_{K2} \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} L_{K1} & -L_{K1-2} \\ -L_{K1-2} & L_{K2} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{K1} \\ \dot{E}_{K2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 130 & -26 \\ -26 & 156 \end{pmatrix}^{-1} \times \\ &\times \begin{pmatrix} -44,49 - j51,58 \\ 1353,66 - j1276,9 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,441 - j2,104 \\ 8,918 - j8,536 \end{pmatrix} \cdot \text{МВА}; \end{aligned}$$

Отже, розв'язки системи рівнянь мають такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{K1} = 1,441 - j2,104 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K2} = 8,918 - j8,536 \text{ МВА};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення потоків потужності за окремими ділянками схеми знаходяться за наступними виразами:

$$\dot{S}_{0-6} = \dot{S}_{p0-6} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = (38,319 - j36,071) + (1,441 - j2,104) - (8,918 - j8,536) = 30,843 - j29,639 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-3} = \dot{S}_{p3-6} + \dot{S}_{k1} = (12,1 - j11,024) + (1,441 - j2,104) = 13,542 - j13,128 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{p1-2} - \dot{S}_{k1} = (4,04 - j4,213) - (1,441 - j2,104) = 2,599 - j2,109 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-2} = \dot{S}_{p2-4} - \dot{S}_{k1} = (14,126 - j15,005) - (1,441 - j2,104) = 12,685 - j12,901 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{p0-4} - \dot{S}_{k1} + \dot{S}_{k2} = (27,266 - j28,59) - (1,441 - j2,104) + (8,918 - j8,536) = 34,742 - j35,021 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{p5-4} + \dot{S}_{k2} = (7,079 - j7,122) + (8,918 - j8,536) = 15,996 - j15,658 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{7-8} = \dot{S}_{p7-8} - \dot{S}_{k2} = (9,08 - j9,223) - (8,918 - j8,536) = 0,163 - j0,687 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-6} = \dot{S}_{p6-8} - \dot{S}_{k2} = (18,153 - j17,5) - (8,918 - j8,536) = 9,235 - j8,964 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-1} = \dot{S}_{k1} = 1,441 - j2,104 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-7} = \dot{S}_{k2} = 8,918 - j8,536 \text{ МВА};$$

Виконання перевірки виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

- для 1-го контуру:

$$\dot{S}_{0-6} \cdot \frac{L_{0-6}}{2} + \dot{S}_{6-3} \cdot L_{3-6} + \dot{S}_{3-1} \cdot L_{1-3} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{2-1} - \dot{S}_{4-2} \cdot L_{4-2} - \dot{S}_{0-4} \cdot \frac{L_{0-4}}{2} =$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$= (30,843 - j29,639) \cdot 15 + (13,542 - j13,128) \cdot 20 + (1,441 - j2,104) \cdot 22 - \\ - (2,599 - j2,109) \cdot 40 - (12,685 - j12,901) \cdot 22 - (34,742 - j35,021) \times \\ \times 11 = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км};$$

- для 2-го контуру:

$$-\dot{S}_{0-6} \cdot \frac{L_{0-6}}{2} + \dot{S}_{0-4} \cdot \frac{L_{0-4}}{2} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{5-7} \cdot L_{5-7} - \dot{S}_{7-8} \cdot L_{7-8} - \dot{S}_{8-6} \cdot L_{6-8} = \\ - (30,843 - j29,639) \cdot 15 + (34,742 - j35,021) \cdot 11 + (15,996 - -j15,658) \times \\ \times 22 + (8,918 - j8,536) \cdot 22 - (0,163 - j0,687) \cdot 36 - (9,235 - j8,964) \cdot 50 = \\ = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км};$$

Перевірка виконання I-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

- для 1-го пункту:  $\dot{S}_{3-1} + \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_{max1} = (1,441 - j2,104) + (2,599 - -j2,109) - (4,04 - j4,213) = 0;$

- для 2-го пункту:  $\dot{S}_{4-2} - \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_{max2} = (12,685 - j12,901) - (2,599 - -j2,109) - (10,086 - j10,791) = 0;$

- для 3-го пункту:  $\dot{S}_{6-3} - \dot{S}_{3-1} - \dot{S}_{max3} = (13,542 - j13,128) - (1,441 - -j2,104) - (12,1 - j11,024) = 0;$

- для 4-го пункту:  $\dot{S}_{0-4} - \dot{S}_{4-2} - \dot{S}_{4-5} - \dot{S}_{max4} = (34,742 - j35,021) - (12,685 - j12,901) - (15,996 - j15,658) - (6,061 - j6,463) = 0;$

- для 5-го пункту:  $\dot{S}_{4-5} - \dot{S}_{5-7} - \dot{S}_{max5} = (15,996 - j15,658) - (8,918 - -j8,536) - (7,079 - j7,122) = 0;$

- для 6-го пункту:  $\dot{S}_{0-6} - \dot{S}_{8-6} - \dot{S}_{6-3} - \dot{S}_{max6} = (30,843 - j29,639) - -(9,235 - j8,964) - (13,542 - j13,128) - (8,066 - j7,548) = 0;$

- для 7-го пункту:  $\dot{S}_{5-7} + \dot{S}_{7-8} - \dot{S}_{max7} = (8,918 - j8,536) + (0,163 - -j0,687) - (9,08 - j9,223) = 0;$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- для 8-го пункту:  $\dot{S}_{8-6} - \dot{S}_{7-8} - \dot{S}_{max8} = (9,235 - j8,964) - (0,163 - j0,687) - (9,072 - j8,277) = 0$ ;

Результати розрахунків поточкорозподілу потужності L – схеми наведені на рис. 1.8.

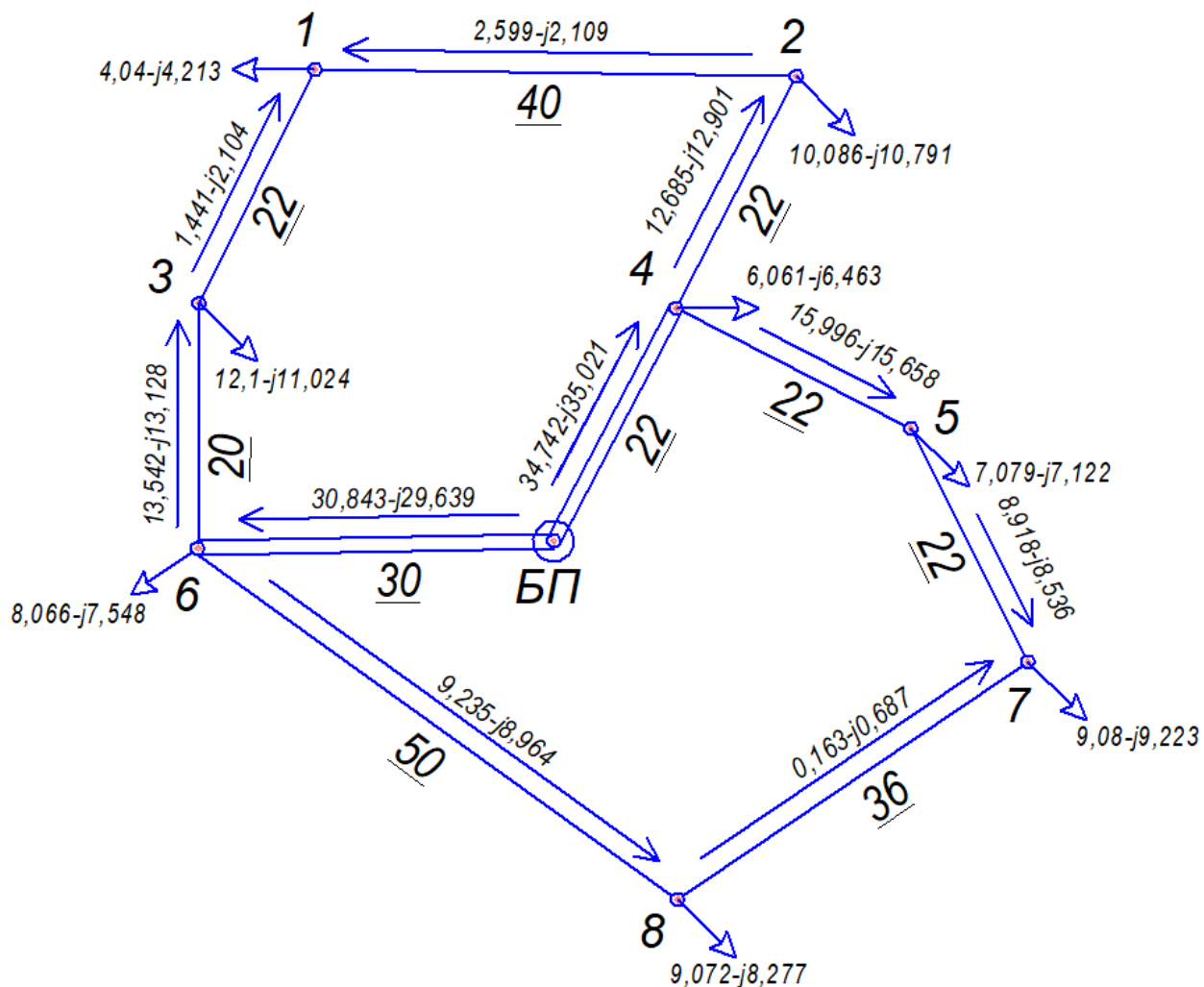


Рисунок 1.8 – Поточкорозподіл потужностей за L – схемою варіанта №1

Розрахунки для другого варіанту схеми схеми РЕМ виконано аналогічним методом. Результати розрахунків зображені на рис. 1.9.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

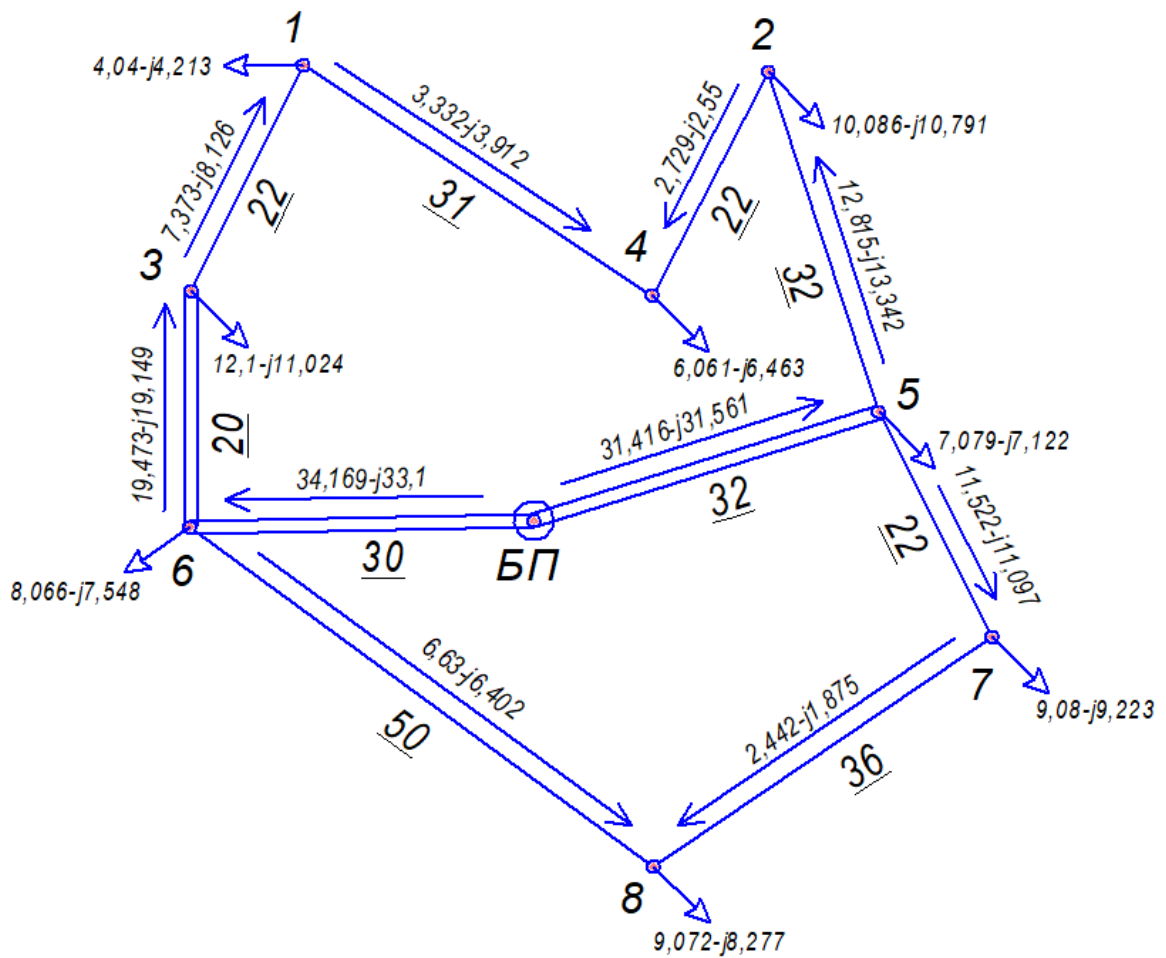


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл потужностей за L – схемою варіанта №2

#### 1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів на ділянках РЕМ

Вибір перерізів проводів здійснюється за методом оптимальних перерізів проводів. Початком розрахунків буде знаходження струмових навантажень для ділянок електричної мережі. Ділянка 0-6 матиме таке значення струмових навантажень:

$n_{л} = 2$  –кількість ланцюгів на опорі.

$$I_{0-6} = \frac{\sqrt{P_{0-6}^2 + Q_{0-6}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot n_{л}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{30,843^2 + (-29,639)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 112,258 \text{ А}$$

Розрахунки інших ділянок, першого та другого варіанту, розраховують аналогічно. Дані результатів наведені в табл.1.7

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця.1.7. – Струми ділянок РЕМ

Ділянка	$I_j, A$	
	Варіант РЕМ №1	Варіант РЕМ №2
0-6	112,258	124,845
6-3	98,991	71,673
3-1	13,386	57,587
1-2	17,568	–
4-2	94,96	19,605
0-4	129,46	–
0-5	–	116,866
4-5	117,487	–
5-7	64,791	83,965
7-8	3,705	16,158
8-6	67,55	48,376
1-4	–	26,973
2-5	–	97,096

Для розрахунку оптимального перетину необхідно визначити час максимальних витрат:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405,286 \text{ год};$$

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-6 складе:

$$F_{\text{опт}0-6} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-6})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ВХ}} \cdot 10^{-1}}{k_{\text{ПІТ ЗМ110(1)}} \cdot (H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (112,258)^2 \cdot 28,5 \cdot 2405,286 \cdot 4,4 \cdot 10^{-1}}{1500 \cdot (1,2 + 10)}} = 130,264 \text{ мм}^2$$

де  $\rho = 28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2$  – питомий опір матеріалу;

$C_{\text{ВХ}} = 4,4 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$  – вартість 1-го кВт·год;

$k_{\text{ПІТ ЗМ110(1)}} = 1500 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$ ; питомий коефіцієнт умовно змінних витрат на спорудження лінії довжиною 1 км з провідником перерізом 1 мм<sup>2</sup>. Для дволанцюгового з'єднання лінії.

$k_{\text{ПІТ ЗМ110(2)}} = 1550 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$  – для одноланцюгового з'єднання лінії

										Арк.
										32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$H_e = 1,2\%$  – нормативний показник витрат на експлуатацію;

$E = 10\%$  – норма дисконту;

$k$  – кількість ланцюгів на опорі ПЛ;

Оскільки отриманий переріз не підпадає під стандартні перерізи проводів, виконаємо порівняльні величини сумарних дисконтованих витрат для виконання цієї ділянки проводами більшого та меншого перерізу у порівнянні з знайденим перерізом.

Перший варіант це виконання ділянки 0-6 виконана дволанцюговою лінією перерізом  $2 \times 120 \text{ мм}^2$ , а другий варіант виконання це провід –  $2 \times 120 \text{ мм}^2$ .

Виконуємо розрахунки для порівняння дисконтованих витрат для цих варіантів будівництва.

Капіталовкладення у ПЛ  $K_{\text{пл}}$ , тис. грн., для варіантів 1 і 2 визначають з урахуванням довжин ліній і базових показників вартості ПЛ 110 кВ:

$K_{2 \times 120 \text{зб}} = 3947,5 \frac{\text{тис. грн.}}{\text{км}}$  – базові показники вартості ПЛ для проводу перерізом  $120 \text{ мм}^2$ ;

$K_{2 \times 240 \text{зб}} = 4309,8 \frac{\text{тис. грн.}}{\text{км}}$  – базові показники вартості ПЛ для проводу перерізом  $120 \text{ мм}^2$ ;

$K_{\text{пл}0-6(1)} = n_{\text{пл}} \cdot K_{2 \times 120 \text{зб}} \cdot L_{0-6} = 2 \cdot 3947,5 \cdot 30 = 236850 \text{ тис. грн. ;}$

$K_{\text{пл}0-6(2)} = n_{\text{пл}} \cdot K_{2 \times 240 \text{зб}} \cdot L_{0-6} = 2 \cdot 4309,8 \cdot 30 = 258588 \text{ тис. грн. ;}$

Витрати на експлуатацію та ремонт ділянки складатимуть:

$H_{\text{пл}} = 1,2\%$  – щорічні витрати на експлуатацію та ремонт;

$I_{\text{експ}0-6(1)} = K_{\text{пл}0-6(1)} \cdot \frac{H_{\text{пл}}}{100} = 236850 \cdot \frac{1,2}{100} = 2842,2 \text{ тис. грн. ;}$

$I_{\text{експ}0-6(2)} = K_{\text{пл}0-6(2)} \cdot \frac{H_{\text{пл}}}{100} = 258588 \cdot \frac{1,2}{100} = 3103,06 \text{ тис. грн.}$

Визначимо еквівалентний активний опір ЛЕП  $r_e$ , Ом, для варіантів 1 і 2:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$r_{0-0-6(1)} = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$  – величина погонного активного опору проводу діаметром 120 мм<sup>2</sup>;

$r_{0-0-6(2)} = 0,1222 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$  – величина погонного активного опору проводу діаметром 240 мм<sup>2</sup>;

$$r_{e0-6(1)} = \frac{r_{0-0-6(1)} \cdot L_{0-6}}{k_{0-6(1)} \cdot n_{0-6(1)}} = \frac{0,244 \cdot 30}{1 \cdot 2} = 3,66 \text{ Ом}$$

$$r_{e0-6(2)} = \frac{r_{0-0-6(2)} \cdot L_{0-6}}{k_{0-6(2)} \cdot n_{0-6(2)}} = \frac{0,1222 \cdot 30}{1 \cdot 2} = 1,833 \text{ Ом}$$

Визначимо наближене значення втрат потужності на ділянці 0-6:

$$\Delta P_{\Sigma 0-6(1)} = \frac{(P_{0-6}^2 + Q_{0-6}^2) \cdot r_{e0-6(1)} \cdot 10^3}{U_H^2} = \frac{(30,843^2 + 29,639^2) \cdot 3,66 \cdot 10^3}{110^2} =$$

$$= 533,47 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-6(2)} = \frac{(P_{0-6}^2 + Q_{0-6}^2) \cdot r_{e0-6(2)} \cdot 10^3}{U_H^2} = \frac{(30,843^2 + 29,639^2) \cdot 1,833 \cdot 10^3}{110^2} =$$

$$= 277,189 \text{ кВт};$$

Обчислимо постійні втрати активної енергії:

$$\Delta P_{k0-6(1)} = 0,08 \frac{\text{кВт}}{\text{км}} \text{ – питомі втрати потужності на корону (1);}$$

$$\Delta P_{k0-6(2)} = 0,07 \frac{\text{кВт}}{\text{км}} \text{ – питомі втрати потужності на корону (2);}$$

$$\Delta A_{\text{пост}0-6(1)} = n_{\text{пл}} \cdot \Delta P_{k0-6(1)} \cdot L_{0-6} \cdot 8760 = 2 \cdot 0,08 \cdot 30 \cdot 8760 =$$

$$= 42048 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

$$A_{\text{пост}0-6(2)} = n_{\text{пл}} \cdot \Delta P_{k0-6(2)} \cdot L_{0-6} \cdot 8760 = 2 \cdot 0,07 \cdot 30 \cdot 8760 =$$

$$= 36792 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Знайдемо змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{\text{змін0-6(1)}} = \Delta P_{\Sigma 0-6(1)} \cdot \tau = 533,47 \cdot 2405,286 = 1331252,857 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{змін0-6(2)}} = \Delta P_{\Sigma 0-6(2)} \cdot \tau = 277,189 \cdot 2405,286 = 666717,619 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Витрати відшкодування втрат електроенергії:

$k_{\text{ХХ}} = 0,75$  – коефіцієнт корекції до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу.

$$3'_e = k_{\text{ХХ}} \cdot C_{\text{ВХ}} = 0,75 \cdot 4,4 = 3,3 \text{ грн};$$

$$3''_e = k_{\text{ХХ}} \cdot C_{\text{ВХ}} = 4,4 \text{ грн};$$

$$I_{\text{втр0-6(1)}} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост0-6(1)}} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{змін0-6(1)}}) \cdot 10^{-5} = (3,3 \cdot 42048 + 4,4 \cdot 1331252,857) \cdot 10^{-5} = 5996,271 \text{ тис. грн}$$

$$I_{\text{втр0-6(2)}} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост0-6(2)}} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{змін0-6(2)}}) \cdot 10^{-5} = (3,3 \cdot 36792 + 4,4 \cdot 666717,619) \cdot 10^{-5} = 3054,971 \text{ тис. грн};$$

Сумарні щорічні витрати становлять:

$$I_{\text{пл0-6(1)}} = I_{\text{експ0-6(1)}} + I_{\text{втр0-6(1)}} = 2842,2 + 5996,271 = 8838,471 \text{ тис. грн};$$

$$I_{\text{пл0-6(2)}} = I_{\text{експ0-6(2)}} + I_{\text{втр0-6(2)}} = 3103,06 + 3054,971 = 6158,027 \text{ тис. грн};$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат складе:

$$Z_{\text{леп0-6(1)}} = K_{\text{пл0-6(1)}} + \frac{I_{\text{пл0-6(1)}}}{E} = 236850 + \frac{8838,471}{0,1} = 325234,71 \text{ тис. грн}$$

$$Z_{\text{леп0-6(2)}} = K_{\text{пл0-6(2)}} + \frac{I_{\text{пл0-6(2)}}}{E} = 258588 + \frac{6158,027}{0,1} = 320168,27 \text{ тис. грн}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже таким чином, варіант 2 є більш доцільним, маючи сумарні дисконтовані витрати є меншими, тому вибираємо варіант 2 –  $2 \times 120 \text{ мм}^2$ .

Аналогічним методом розраховуємо оптимальні значення перерізів для інших ділянок мережі. Результати отримані під час розрахунку наведені в табл. 1.8.

Таблиця 1.8. – Оптимальні перерізи ділянок для схеми варіанту №1

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, $\text{мм}^2$	Стандартний переріз, $\text{мм}^2$	
				$>F_{\text{опт}}$	$F_{\text{опт}}<$
0-6	2	112,258	130,264	$2 \times 120$	$2 \times 240$
6-3	1	98,991	226,002	$1 \times 120$	$1 \times 240$
3-1	1	13,386	30,56	$1 \times 70$	–
1-2	1	17,568	40,109	$1 \times 70$	–
4-2	1	94,96	216,799	$1 \times 120$	$1 \times 240$
0-4	2	129,46	147,783	$2 \times 120$	$2 \times 240$
4-5	1	117,487	268,23	$1 \times 240$	–
5-7	1	64,791	147,923	$1 \times 120$	$1 \times 240$
7-8	1	3,705	8,459	$1 \times 70$	–
8-6	1	67,55	154,222	$1 \times 120$	$1 \times 240$

Для ділянок 3-1, 1-2, 7-8 оптимальний переріз менший за мінімально допустимі значення для ПЛ, тому їх виконання обрано перерізом  $1 \times 70 \text{ мм}^2$ . Для інших ділянок виконуємо порівняння значень функцій дисконтованих витрат визначаються аналогічним методом, результати розрахунків наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Варіанти перерізів проводів для варіанта №1

Ділянка	Переріз, $\text{мм}^2$	$K_{\text{пл}}$ , тис.грн	$I_{\text{експ}}$ , тис.грн	$I_{\text{втр}}$ , тис.грн	$I_{\text{пл}}$ , тис.грн	$Z_{\text{леп}}$ , тис.грн
0-6	$2 \times 120$	236850	2842,2	5996,271	8838,471	325234,71
	$2 \times 240$	258588	3103,056	3054,971	6158,027	320168,27
6-3	$1 \times 120$	54956	659,472	1541,392	2200,864	76964,64
	$1 \times 240$	58758	705,096	777,722	1482,818	73586,18
3-1	$1 \times 70$	60451,6	725,42	78,12	803,547	68487,07
1-2	$1 \times 70$	109912	1318,944	211,273	1530,217	125214,17
4-2	$1 \times 120$	60451,6	725,419	1562,292	2287,711	83328,71
	$1 \times 240$	64633,8	775,606	788,765	1564,371	80277,51
0-4	$2 \times 120$	173690	2084,28	5814,63	7898,9	252679,09
	$2 \times 240$	189631,2	2275,574	2950,156	5225,73	241888,5
4-5	$1 \times 240$	64633,8	775,6	1197,3	1972,87	84362,5
5-7	$1 \times 120$	60451,6	725,419	740,9	1466,32	75114,8
	$1 \times 240$	64633,8	775,605	377,397	1153,003	76163,83
7-8	$1 \times 70$	98920,8	1187,05	48,233	1235,28	111273,63
8-6	$1 \times 120$	137390	1648,68	1825,308	3473,99	172129,88
	$1 \times 240$	146895	1762,74	928,557	2691,29	173807,97

					ДП1101.141.001.ПЗ		Арк.
							36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Аналогічним методом розраховуємо оптимальні значення перерізів для другого варіанту. Результати отримані під час розрахунку наведені в табл.1.10. результати вибору перерізів наведені в табл.1.11.

Таблиця 1.10 – Оптимальний переріз ділянок для варіанту №2

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>	Стандартний переріз, мм <sup>2</sup>	
				$>F_{\text{опт}}$	$F_{\text{опт}}<$
0-6	2	124,845	144,87	2×120	2×240
6-3	2	71,673	83,169	2×70	2×120
3-1	1	57,587	131,474	1×120	1×240
1-4	1	26,973	61,582	1×70	—
4-2	1	19,605	44,76	1×70	—
2-5	1	97,096	221,676	1×120	1×240
0-5	2	116,866	135,611	2×120	2×240
5-7	1	83,965	191,696	1×120	1×240
7-8	1	16,158	36,891	1×70	—
8-6	1	48,376	110446	1×170	1×120

Таблиця 1.11 – Варіанти перерізів проводів для варіанта №2

Ділянка	Переріз, мм <sup>2</sup>	$K_{\text{пл}}$ , тис.грн	$I_{\text{експ}}$ , тис.грн	$I_{\text{втр}}$ , тис.грн	$I_{\text{пл}}$ , тис.грн	$Z_{\text{леп}}$ , тис.грн
0-6	2×120	236850	2842,2	7383,5	10225,7	339107,06
	2×240	258588	3103,06	3749,73	6852,78	327115,82
6-3	2×70	157900	1894,8	1684,33	3579,13	193691,32
	2×120	172392	2068,7	878,16	2946,86	201860,64
3-1	1×120	60451,6	725,41	590,636	1316,055	73612,15
	1×240	64633,8	775,60	302,141	1077,747	75411,27
1-4	1×70	85181,8	1022,18	337,321	1359,5	98776,83
4-2	1×70	60451,6	725,42	138,47	863,89	69090,47
2-5	1×120	87929,6	1055,15	2374,13	3429,29	122222,48
	1×240	94012,8	1128,15	1198,23	2326,39	117276,67
0-5	2×120	252640	3031,68	6919,49	9951,17	352151,7
	2×240	275827,2	3309,93	3520,79	6830,725	344134,45
5-7	1×120	60451,6	725,42	1226,99	1952,418	79975,78
	1×240	64633,8	775,60	620,84	1396,46	78598,3
7-8	1×70	98920,8	1187,04	167,266	1354,316	112463,96
8-6	1×70	137390	1648,68	1621,9	3270,58	170095,8
	1×120	137390	1648,68	964,316	2612,996	163519,96

Для закінчення обрахунків розрахуємо загальну вартість спорудження першого та другого варіанту ЛЕП.

Варіант №1:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

$$\begin{aligned} \Sigma Z_{(1)} &= 320168,27 + 73586,18 + 68487,07 + 125214,17 + 80277,51 + \\ &+ 241888,5 + 84362,5 + 75114,8 + 111273,63 + 172129,88 = \\ &= 1352502,53 \text{ тис. грн;} \end{aligned}$$

Варіант №2:

$$\begin{aligned} \Sigma Z_{(1)} &= 327115,82 + 193691,32 + 73612,15 + 98776,83 + 69090,47 + \\ &+ 117276,67 + 344134,45 + 78598,3 + 112463,96 + 163519,96 = \\ &= 1578279,93 \text{ тис. грн;} \end{aligned}$$

Отже, при порівнянні вартості спорудження можна зробити такі висновки: що спорудження ЛЕП, буде більш економічно вигіднішим в першому варіанті, тому саме цей варіант будемо використовувати в подальших розрахунках.

### 1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення об'єктів електричної мережі

Як видно з попередніх розрахунків, для виконання електричної мережі буде використовуватися провід марки АС перерізами 70,120 та 240 мм<sup>2</sup>, в одно- та дволанцюговому виконанні. Використаємо залізобетонні опори з середньо геометричною відстанню між проводами  $D_{cp} = 5000$  мм.

$\mu_r = 1,000022$  – відносна магнітна проникність матеріалу, з якого виготовлений провід (для проводів з кольорових металів та комбінованих проводів марок АС.

$\mu_0$  – магнітна постійна.

Значення погонного реактивного опору для перерізів 70,120 та 240 мм<sup>2</sup> складатиме:

$d_{пр 70} = 11,4$  мм – розрахунковий діаметр проводу АС 70/11, взятий з довідника.

$$X_{0 70} = 2 \cdot \pi \cdot f \left( \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{пр 70}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right) =$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Відносна діелектрична проникність повітря за температури +20°C

$$\varepsilon_r = 1,00059;$$

$$b_{0\ 70} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot D_{\text{ср}}}{d_{\text{пр}\ 70}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} =$$
$$= 2,581 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Аналогічним методом розраховуємо для проводу АС-120, питома реактивна провідність складатиме:

$$b_{0\ 120} = 2,695 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

І для проводу АС-240:

$$b_{0\ 240} = 2,849 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Розрахуємо значення питомого активного опору (резистанс) ПЛ для проводів складатиме:

Параметри проводу АС-70 становлять:

- діаметр дrotів алюмінієвої частини проводу АС-70/11 складає:

$$d_{\text{др}\ \text{АС}120} = 3,8 \text{ мм};$$

- питомі електричний опір холодно тягнутого алюмінієвого дроту:

$$\sigma_{20} = 28,264 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}};$$

- кількість алюмінієвих проволочок:  $n_{al} = 6$ ;
- коефіцієнт укрутки  $k_{70} = 0,16829$ ;

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{070} = \frac{\sigma_{20} \cdot k_{70}}{0,25 \cdot \pi \cdot d_{\text{др AC120}}^2} = \frac{28,264 \cdot 0,16829}{0,25 \cdot \pi \cdot 3,8^2} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Аналогічним методом розрахуємо значення для проводів АС-120 та АС-240, і значення питомого активного опору становить:

$$r_{0120} = 0,245 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{0240} = 0,122 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Розраховуємо повний опір та провідність ділянок електричної мережі на ділянці 0-6, та матиме значення:

$$r_{0-6} = \frac{r_{0240} \cdot L_{0-6}}{2} = \frac{0,122 \cdot 30}{2} = 1,83 \text{ Ом}$$

$$x_{0-6} = \frac{x_{0240} \cdot L_{0-6}}{2} = \frac{0,401 \cdot 30}{2} = 6,02 \text{ Ом}$$

Отже, питомий опір та провідність ділянки 0-6 матиме значення:

$$\underline{Z}_{0-6} = (r_{0240} + jx_{0240}) \cdot L_{0-6} = 1,83 + j6,02 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-6} = (g_{0,240} + 2 \cdot jb_{0,240}) \cdot L_{0-6} = (5,785 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2 \cdot 2,849 \cdot 10^{-6}) \times \\ \times 30 = 17,355 \cdot 10^{-8} + j17,096 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Аналогічним методом розраховуємо значення інших ділянок, результати розрахунків повного опору та провідностей занесено до табл.1.12.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12 – Параметри схеми заміщення повітряних ліній ділянок мережі

Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, См
0-6	1,83+j6,02	$173,55 \cdot 10^{-9} + j170,96 \cdot 10^{-6}$
6-3	2,441+j8,027	$49,587 \cdot 10^{-9} + j56,985 \cdot 10^{-6}$
4-2	2,685+j8,83	$54,545 \cdot 10^{-9} + j62,684 \cdot 10^{-6}$
0-4	1,342+j4,415	$127,727 \cdot 10^{-9} + j125,37 \cdot 10^{-6}$
5-7	5,388+j9,315	$72,727 \cdot 10^{-9} + j59,289 \cdot 10^{-6}$
8-6	12,246+j21,171	$165,29 \cdot 10^{-9} + j134,75 \cdot 10^{-6}$
4-5	2,685+j8,83	$54,545 \cdot 10^{-9} + j62,684 \cdot 10^{-6}$
3-1	9,227+j9,713	$72,727 \cdot 10^{-9} + j56,772 \cdot 10^{-6}$
1-2	16,776+j17,66	$132,23 \cdot 10^{-9} + j103,22 \cdot 10^{-6}$
7-8	15,099+j15,894	$119,01 \cdot 10^{-9} + j92,9 \cdot 10^{-6}$

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів ПС:

Розглянемо трансформатор встановлений в пункті №1. В даному пункті встановлено два двохобмоткових силових трансформаторів типу ТМН-6300/110.

Активний опір двохобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^3}{S_{H1}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом}$$

Повний опір силового двохобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$\underline{Z}_{T1} = \frac{u_{k1} \cdot U_{ВН1}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{H1}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{6300} = 220,417 \text{ Ом}$$

Реактивний опір двохобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$X_{T1} = \sqrt{\underline{Z}_{T1}^2 - R_{T1}^2} = \sqrt{220,417^2 - 14,661^2} = 219,929 \text{ Ом};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Активна провідність двохобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$G_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^3}{U_{BH1}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 8,696 \cdot 10^{-7} \text{ См}$$

Значення реактивної провідності двохобмоткового трансформатора визначають за виразом:

$$B_{T1} = \frac{I_{xx1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{BH1}^2} = \frac{0,8 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,71 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повний опір та провідність визначають за формулами:

$$\underline{Z}_{T1} = R_{T1} + jX_{T1} = 14,661 + j219,929 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{T1} = G_{T1} + jB_{T1} = 8,696 \cdot 10^{-7} - j3,71 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Повний опір та провідність двохобмоткового трансформатора визначають за формулами:

$$\underline{Z}_{бT1} = \frac{\underline{Z}_{T1}}{2} = \frac{14,661 + j219,929}{2} = 7,331 + j109,964 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{бT1} = n \cdot \underline{Y}_{T1} = 2 \cdot (8,696 \cdot 10^{-7} - j3,71 \cdot 10^{-6}) = 1,739 \cdot 10^{-6} - 7,42 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Оскільки в пунктах 1 та 4 знаходяться ідентичні трансформатори, виконуємо розрахунок параметрів схеми заміщення аналогічно. Для двохобмоткового трансформатора в пункті 2 виконуємо розрахунок параметрів схем заміщення аналогічним методом, виконані розрахунки занесені в табл.1.13.

Для триобмоткових трансформаторів розташованих у пункті №3, типу ТДТН-10000/110, параметри заміщення розраховуються наступним чином:

Активний опір розраховують за формулою:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{B_3} = R_{C_3} = R_{H_3} = \frac{\Delta P_{K33} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H_3}^2} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5,026 \text{ Ом}$$

Фіктивна напруга:

$$u_{k_{B3}} = 0,5 \cdot (u_{k_{BN3}} + u_{k_{BC3}} - u_{k_{CN3}}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ кВ};$$

$$u_{k_{C3}} = 0,5 \cdot (u_{k_{CN3}} + u_{k_{BC3}} - u_{k_{BN3}}) = 0,5 \cdot (6 + 10,5 - 17) = 0 \text{ кВ};$$

$$u_{k_{H3}} = 0,5 \cdot (u_{k_{CN3}} + u_{k_{BN3}} - u_{k_{BC3}}) = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25 \text{ кВ};$$

Повний опір обмоток триобмоткового трансформатора розраховують наступним чином:

$$Z_{T_{B3}} = \frac{u_{k_{B3}} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{H_3}} = \frac{10,75 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 142,169 \text{ Ом}$$

$$X_{T_{C3}} = \frac{u_{k_{C3}} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{H_3}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{T_{H3}} = \frac{u_{k_{H3}} \cdot U_{BH3}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{H_3}} = \frac{6,75 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 82,656 \text{ Ом}$$

Активна провідність триобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$G_{T3} = \frac{\Delta P_{xx3} \cdot 10^3}{U_{BH3}^2} = \frac{17 \cdot 10^3}{115^2} = 1,285 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Реактивна провідність триобмоткового трансформатора визначається за виразом:

$$B_{T2} = \frac{I_{xx2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{BH2}^2} = \frac{1,1 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = 8,318 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний опір та провідність триобмоткового трансформатора визначають за формулами:

$$\underline{Z}_{TB3} = R_{B3} + jX_{TB3} = 5,026 + j142,08 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{TC3} = R_{C3} + jX_{TC3} = 5,026 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{TH3} = R_{H3} + jX_{TH3} = 5,026 + j82,503 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{T3} = G_{T3} + jB_{T3} = 1,285 \cdot 10^{-6} - j8,218 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Повний комплексний опір та провідність обмоток для двох працюючих триобмоткових трансформаторів встановлених в пункті №3 визначають за виразами:

$$\underline{Z}_{бTB3} = \frac{\underline{Z}_{TB3}}{2} = \frac{5,026 + j142,08}{2} = 2,513 + j71,04 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{бTC3} = \frac{\underline{Z}_{TC3}}{2} = \frac{5,026}{2} = 2,513 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{бTH3} = \frac{\underline{Z}_{TH3}}{2} = \frac{5,026 + j82,503}{2} = 2,513 + j41,252 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{бT3} = n \cdot \underline{Y}_{T3} = 2 \cdot (1,285 \cdot 10^{-6} - j8,218 \cdot 10^{-6}) = 2,571 \cdot 10^{-6} - 16,44 \times 10^{-6} \text{ См};$$

В пунктах 3,6,7,8 знаходяться аналогічні трансформатори тому розраховуємо параметри схеми заміщення аналогічно. Для триобмоткових трансформаторів які знаходяться в пункті 5, розраховуємо параметри схеми заміщення аналогічним методом. Результати розрахунку наведені в табл.1.13.

### **1.6 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях**

На початку розрахунку проведено розрахунок сумарних поперечних провідностей.

Визначення сумарної поперечної провідності першого пункту:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{3-1} + \underline{Y}_{1-2}) + \underline{Y}_{6T_1} = 0,5 \cdot ((72,727 \cdot 10^{-9} + j56,772 \times 10^{-6})) + (132,23 \cdot 10^{-9} + j103,22 \cdot 10^{-6})) + 1,739 \cdot 10^{-6} - j7,421 \times 10^{-6} = 1,841 \cdot 10^{-6} + j72,58 \cdot 10^{-6} \text{См};$$

Таблиця 1.13 – Результати розрахунків повних опорів та провідностей двох паралельно працюючих трансформаторів

№ пункту	Повний опір блоку трансформаторів $\underline{Z}$ , Ом	Повна провідність блоку трансформаторів $\underline{Y}$ , См
1	7,331+j109,934	$1,739 \cdot 10^{-6} - 7,421 \cdot 10^{-6}$
2	3,967+j69,318	$2,117 \cdot 10^{-6} - 10,37 \cdot 10^{-6}$
3	2,513+j71,04	$2,571 \cdot 10^{-6} - 16,44 \cdot 10^{-6}$
	2,513	
	2,513+j41,252	
4	7,331+j109,934	$1,739 \cdot 10^{-6} - 7,421 \cdot 10^{-6}$
5	4,832+j112,729	$2,117 \cdot 10^{-6} - 11,24 \cdot 10^{-6}$
	4,832	
	4,832+j65,422	
6	2,513+j71,04	$2,571 \cdot 10^{-6} - 16,44 \cdot 10^{-6}$
	2,513	
	2,513+j41,252	
7	2,513+j71,04	$2,571 \cdot 10^{-6} - 16,44 \cdot 10^{-6}$
	2,513	
	2,513+j41,252	
8	2,513+j71,04	$2,571 \cdot 10^{-6} - 16,44 \cdot 10^{-6}$
	2,513	
	2,513+j41,252	

Аналогічним методом проведено розрахунок поперечних провідностей інших пунктів мережі. Отримані результати занесено в табл.1.14.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунків сумарних поперечних провідностей пунктів мережі

Пункт №	Поперечна провідність $Y$ , См
0	$1,504 \cdot 10^{-7} + j148,2 \cdot 10^{-6}$
1	$1,840 \cdot 10^{-6} + j72,58 \cdot 10^{-6}$
2	$2,21 \cdot 10^{-6} + j72,58 \cdot 10^{-6}$
3	$2,632 \cdot 10^{-6} + j40,44 \cdot 10^{-6}$
4	$1,857 \cdot 10^{-6} + j117,9 \cdot 10^{-6}$
5	$2,181 \cdot 10^{-6} + j49,75 \cdot 10^{-6}$
6	$2,765 \cdot 10^{-6} + j164,9 \cdot 10^{-6}$
7	$2,667 \cdot 10^{-6} + j59,65 \cdot 10^{-6}$
8	$2,713 \cdot 10^{-6} + j97,38 \cdot 10^{-6}$

Перша ітерація розрахунків.

На першій ітерації розрахунків прийнять значення напруг рівними номінальним, а саме 110 кВ. Розрахунок режиму максимальних навантажень проведено за допомогою контурної моделі.

Виконання розрахунку для знаходження лінійних струмів навантаження:

$$i_1^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр}1}}{\hat{U}_H} + Y_1 \cdot \dot{U}_H = \frac{4,04 - j4,213}{110} + (1,840 \cdot 10^{-6} + j72,58 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 =$$

$$= 0,037 - j0,03 \text{ кА};$$

Аналогічним методом знайдено інші лінійні струми навантаження, їх значення наведено в табл.1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків значення струмів навантаження пунктів електричної мережі

№ пункту	Розрахунковий струм, кА
1	0,037-j0,03
2	0,092-j0,09
3	0,11-j0,096
4	0,055-j0,046
5	0,065-j0,059
6	0,074-j0,05
7	0,083-j0,077
8	0,083-j0,065

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП1101.141.001.ПЗ

Арк.

47

Струморозподіл в умовно розімкненій мережі розраховано відповідно з виразами:

$$i_{\text{роз } 3-6}^{(1)} = i_3^{(1)} = 0,11 - j0,096 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 1-2}^{(1)} = i_1^{(1)} = 0,037 - j0,03 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 5-4}^{(1)} = i_5^{(1)} = 0,065 - j0,059 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 7-8}^{(1)} = i_7^{(1)} = 0,083 - j0,077 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 2-4}^{(1)} = i_{\text{роз } 1-2}^{(1)} + i_2^{(1)} = (0,037 - j0,03) + (0,092 - j0,09) = \\ = 0,129 - j0,12 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 6-8}^{(1)} = i_{\text{роз } 7-8}^{(1)} + i_8^{(1)} = (0,083 - j0,077) + (0,083 - j0,065) = \\ = 0,166 - j0,142 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 0-6}^{(1)} = i_{\text{роз } 6-8}^{(1)} + i_{\text{роз } 3-6}^{(1)} + i_6^{(1)} = (0,166 - j0,142) + (0,11 - j0,096) + \\ + (0,074 - j0,05) = 0,35 - j0,288 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} = i_{\text{роз } 2-4}^{(1)} + i_{\text{роз } 5-4}^{(1)} + i_4^{(1)} = (0,129 - j0,12) + (0,065 - j0,059) + \\ + (0,055 - j0,046) = 0,249 - j0,255 \text{ кА};$$

Перевірка правильності розрахунків:

$$i_{\text{роз } 0-6}^{(1)} + i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} = 0,598 - j0,514 \text{ кА};$$

$$i_1^{(1)} + i_2^{(1)} + i_3^{(1)} + i_4^{(1)} + i_5^{(1)} + i_6^{(1)} + i_7^{(1)} + i_8^{(1)} = 0,598 - j0,514 \text{ кА};$$

Результати розрахунків зображено на рис. 1.10.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

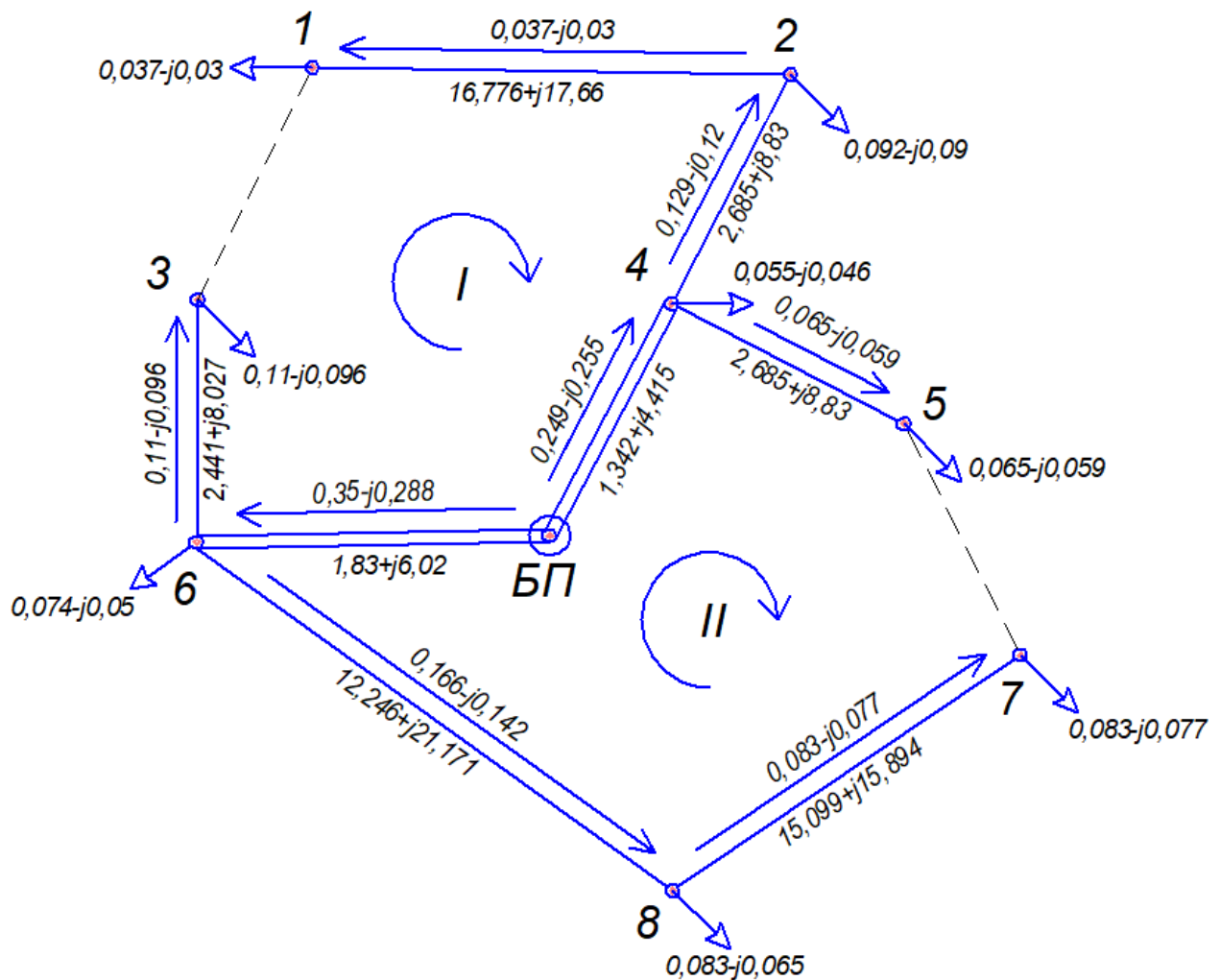


Рисунок 1.10 – Визначення основного струмозподілу в режимі максимальних навантажень при умовно розімкнутій схемі

Знайдемо значення власних та взаємних опорів контурів:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{6-3} + \underline{Z}_{3-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{4-2} + \underline{Z}_{0-4} = (1,83 + j6,02) + (2,441 + j8,027) + (9,227 + j9,713) + (16,776 + j17,66) + (2,685 + j8,83) + (1,342 + j4,415) = 34,301 + j54,665 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{8-6} + \underline{Z}_{7-8} + \underline{Z}_{5-7} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{0-4} = (1,83 + j6,02) + (12,246 + j21,171) + (15,099 + j15,894) + (5,388 + j9,315) + (2,685 + j8,83) + (1,342 + j4,415) = 38,59 + j65,646 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{1-2} = \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{0-4} = (1,83 + j6,02) + (1,342 + j4,415) = 3,173 + j10,435 \text{ Ом};$$

Складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\kappa 1} &= i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - i_{\text{роз } 0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - i_{\text{роз } 3-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-3} + i_{\text{роз } 1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} + i_{\text{роз } 2-4}^{(1)} \times \\ &\times \underline{Z}_{4-2} = (0,249 - j0,255) \cdot (1,342 + j4,415) - (0,35 - j0,288) \cdot (1,83 + \\ &+ j6,02) - (0,11 - j0,096) \cdot (2,441 + j8,027) + (0,037 - j0,03) \times \\ &\times (16,776 + j17,66) + (0,129 - j0,12) \cdot (2,685 + j8,83) = 0,48 - j0,48 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\kappa 2} &= -i_{\text{роз } 5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + i_{\text{роз } 7-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{7-8} + i_{\text{роз } 6-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-6} + i_{\text{роз } 0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} \times \\ &\times \underline{Z}_{0-4} = -(0,065 - j0,059) \cdot (2,685 + j8,83) + (0,083 - j0,077) \cdot (15,099 + \\ &+ j15,894) + (0,166 - j0,142) \cdot (12,246 + j21,17) + (0,035 - -j0,288) \cdot (1,83 + \\ &+ j6,02) - (0,249 - j0,225) \cdot (1,342 + j4,415) = 7,86 + +j2,29 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Розв'язуємо систему рівнянь:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} \\ i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{Z}_1 & -\underline{Z}_{1-2} \\ -\underline{Z}_{1-2} & \underline{Z}_2 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{\kappa 1} \\ \dot{E}_{\kappa 2} \end{pmatrix} = \\ & \begin{pmatrix} 34,301 + j54,665 & -3,173 + j10,435 \\ -3,173 + j10,435 & 38,59 + j65,646 \end{pmatrix}^{-1} \times \\ & \times \begin{pmatrix} 0,48 - j0,48 \\ 7,86 + j2,29 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,014 - j0,019 \\ 0,081 - j0,076 \end{pmatrix} \text{ кА}; \end{aligned}$$

Отже, розв'язки системи рівнянь мають такі значення контурних потужностей:

$$i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} = 0,014 - j0,019 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = 0,081 - j0,076 \text{ кА};$$

Знайдемо струморозподіл за окремими ділянками схеми:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$i_{0-6}^{(1)} = i_{\text{роз } 0-6}^{(1)} + i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,35 - j0,288) + (0,014 - -j0,019) - (0,081 - j0,076) = 0,283 - j0,231 \text{ кА};$$

$$i_{6-3}^{(1)} = i_{\text{роз } 3-6}^{(1)} + i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} = (0,11 - j0,096) + (0,014 - j0,019) = 0,125 - j0,115 \text{ кА};$$

$$i_{1-2}^{(1)} = i_{\text{роз } 1-2}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} = (0,037 - j0,03) - (0,014 - j0,019) = 0,023 - j0,011 \text{ кА};$$

$$i_{4-2}^{(1)} = i_{\text{роз } 4-2}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} = (0,129 - j0,12) - (0,014 - j0,019) = 0,115 - j0,101 \text{ кА};$$

$$i_{0-4}^{(1)} = i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} + i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,249 - j0,255) - (0,014 - -j0,019) + (0,081 - j0,076) = 0,315 - j0,282 \text{ кА};$$

$$i_{4-5}^{(1)} = i_{\text{роз } 5-4}^{(1)} + i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,065 - j0,059) + (0,081 - j0,076) = 0,145 - j0,135 \text{ кА};$$

$$i_{7-8}^{(1)} = i_{\text{роз } 7-8}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,083 - j0,077) - (0,081 - j0,076) = 0,002 - j0,0014 \text{ кА};$$

$$i_{8-6}^{(1)} = i_{\text{роз } 6-8}^{(1)} - i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,166 - j0,142) - (0,081 - j0,076) = 0,085 - j0,066 \text{ кА};$$

$$i_{3-1}^{(1)} = i_{\text{роз } \kappa 1}^{(1)} = (0,014 - j0,019) \text{ кА};$$

$$i_{5-7}^{(1)} = i_{\text{роз } \kappa 2}^{(1)} = (0,081 - j0,076) \text{ кА};$$

Виконаємо перевірку I-го закону Кірхгофа:

$$1. \quad i_{3-1}^{(1)} + i_{1-2}^{(1)} - i_1^{(1)} = (0,014 - j0,019) + (0,023 - j0,011) - (0,037 - j0,03) = 0;$$

$$2. \quad i_{4-2}^{(1)} - i_{1-2}^{(1)} - i_2^{(1)} = (0,115 - j0,101) - (0,023 - j0,011) - (0,092 - j0,09) = 0;$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$3. \quad i_{6-3}^{(1)} - i_{3-1}^{(1)} - i_3^{(1)} = (0,125 - j0,115) - (0,014 - j0,019) - (0,11 - j0,096) = 0;$$

$$4. \quad i_{0-4}^{(1)} - i_{4-2}^{(1)} - i_{4-5}^{(1)} - i_3^{(1)} = (0,315 - j0,282) - (0,115 - j0,101) - (0,145 - j0,135) - (0,055 - j0,046) = 0;$$

$$5. \quad i_{4-5}^{(1)} - i_{5-7}^{(1)} - i_5^{(1)} = (0,145 - j0,135) - (0,081 - j0,076) - (0,065 - j0,059) = 0;$$

$$6. \quad i_{0-6}^{(1)} - i_{8-6}^{(1)} - i_{6-3}^{(1)} - i_6^{(1)} = (0,283 - j0,231) - (0,085 - j0,066) - (0,125 - j0,115) - (0,074 - j0,05) = 0;$$

$$7. \quad i_{5-7}^{(1)} + i_{7-8}^{(1)} - i_7^{(1)} = (0,081 - j0,076) + (0,002 - j0,0014) - (0,083 - j0,077) = 0;$$

$$8. \quad i_{8-6}^{(1)} - i_{7-8}^{(1)} - i_8^{(1)} = (0,085 - j0,066) - (0,002 - j0,0014) - (0,083 - j0,065) = 0;$$

Виконаємо перевірку II -го закону Кірхгофа:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} & i_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + i_{6-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-3} + i_{3-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-1} - i_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - i_{4-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-2} - i_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = \\ & = (0,283 - j0,231) \cdot (1,83 + j6,02) + (0,125 - j0,115) \cdot (2,441 + j8,027) + \\ & + (0,014 - j0,019) \cdot (9,227 + j9,713) - (0,023 - j0,011) \cdot (16,776 + j17,66) - \\ & - (0,115 - j0,101) \cdot (2,685 + j8,83) - (0,315 - j0,282) \cdot (1,342 + j4,415) = 0; \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} & -i_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + i_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + i_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + i_{5-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-7} - i_{7-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{7-8} - i_{8-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = \\ & = -(0,283 - j0,231) \cdot (1,83 + j6,02) + (0,315 - j0,282) \cdot (1,342 + j4,415) + \\ & + (0,145 - j0,135) \cdot (2,685 + j8,83) + (0,081 - j0,076) \cdot (5,388 + j9,315) - \\ & - (0,002 - j0,0014) \cdot (15,099 + j15,894) - (0,085 - j0,066) \cdot (12,246 + \\ & + j21,171) = 0; \end{aligned}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На основі закону Ома виконаємо розрахунок напруги пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1)} &= U_0 - i_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 119 - (0,283 - j0,231) \cdot (1,83 + j6,02) = \\ &= 117,09 - j1,28 = 117,097 \cdot e^{-j0,627} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(1)} &= U_0 - i_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 119 - (0,315 - j0,282) \cdot (1,342 + j4,415) = \\ &= 117,33 - j1,013 = 117,335 \cdot e^{-j0,495} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= U_6 - i_{6-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-3} = (117,09 - j1,28) - (0,125 - j0,115) \times \\ &\times (2,441 + j8,027) = 115,865 - j2 = 115,882 \cdot e^{-j0,989} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= U_4 - i_{4-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-2} = (117,33 - j1,013) - (0,115 - j0,101) \times \\ &\times (2,685 + j8,83) = 116,127 - j1,753 = 116,14 \cdot e^{-j0,865} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= U_2 - i_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (116,127 - j1,753) - (0,023 - j0,011) \times \\ &\times (16,776 + j17,66) = 115,548 - j1,963 = 115,565 \cdot e^{-j0,973} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(1)} &= U_4 - i_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (117,33 - j1,013) - (0,145 - j0,135) \times \\ &\times (2,685 + j8,83) = 115,746 - j1,934 = 115,763 \cdot e^{-j0,957} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_8^{(1)} &= U_6 - i_{8-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = (117,09 - j1,28) - (0,085 - j0,066) \times \\ &\times (12,246 + j21,171) = 114,656 - j2,268 = 114,679 \cdot e^{-j1,133} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(1)} &= U_8 - i_{7-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{7-8} = (114,656 - j2,268) - (0,002 - j0,001) \times \\ &\times (15,099 + j15,894) = 114,604 - j2,279 = 114,627 \cdot e^{-j1,139} \text{кВ}; \end{aligned}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$-j9,343) + (6 - j5,783) + (7 - j6,006) + (8 - j6,599) + (9 - j7,934) + (9 - j7,193)) = 6,2 - j2,662 \text{ МВА};$$

Продовження виконання ітераційного розрахунку.

II – ітерація

Розрахуємо лінійні струми навантаження з використанням приведених навантажень та отриманими в попередній ітерації значеннями напруги пунктів.

$$i_1^{(2)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр}1}}{\hat{U}_1^{(1)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(1)} = \frac{4,04 - j4,213}{115,548 + j1,963} + (1,840 \cdot 10^{-6} + j72,58 \cdot 10^{-6}) \times (115,548 - j1,963) = 0,037 - j0,03 \text{ кА};$$

Аналогічним методом знайдемо інші лінійні струми навантаження, та наведемо значення в табл.1.16.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків значення струмів навантаження пунктів електричної мережі

№ пункту	Розрахунковий струм, кА
1	0,036-j0,027
2	0,089-j0,083
3	0,106-j0,089
4	0,052-j0,041
5	0,063-j0,055
6	0,07-j0,044
7	0,081-j0,072
8	0,081-j0,059

Струмозподіл в умовно розімкненій мережі розраховано відповідно з виразами:

$$i_{\text{роз } 3-6}^{(2)} = i_3^{(2)} = 0,106 - j0,089 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 1-2}^{(2)} = i_1^{(2)} = 0,036 - j0,027 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 5-4}^{(2)} = i_5^{(2)} = 0,063 - j0,055 \text{ кА};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{\text{роз } 7-8}^{(2)} = i_7^{(2)} = 0,081 - j0,072 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 2-4}^{(2)} = i_{\text{роз } 1-2}^{(2)} + i_2^{(2)} = (0,036 - j0,027) + (0,089 - j0,083) = \\ = 0,125 - j0,111 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 6-8}^{(2)} = i_{\text{роз } 7-8}^{(2)} + i_8^{(2)} = (0,081 - j0,072) + (0,081 - j0,059) = \\ = 0,162 - j0,132 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 0-6}^{(2)} = i_{\text{роз } 6-8}^{(2)} + i_{\text{роз } 3-6}^{(2)} + i_6^{(2)} = (0,162 - j0,132) + (0,106 - j0,089) + \\ + (0,07 - j0,044) = 0,339 - j0,265 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз } 0-4}^{(2)} = i_{\text{роз } 2-4}^{(2)} + i_{\text{роз } 5-4}^{(2)} + i_4^{(2)} = (0,125 - j0,111) + (0,063 - j0,055) + \\ + (0,052 - j0,04) = 0,24 - j0,206 \text{ кА};$$

Перевірка правильності розрахунків:

$$i_{\text{роз } 0-6}^{(2)} + i_{\text{роз } 0-4}^{(2)} = 0,578 - j0,471 \text{ кА};$$

$$i_1^{(2)} + i_2^{(2)} + i_3^{(2)} + i_4^{(2)} + i_5^{(2)} + i_6^{(2)} + i_7^{(2)} + i_8^{(2)} = 0,578 - j0,471 \text{ кА};$$

Результати розрахунків наведено на рис.1.12.

Систему контурних рівнянь мережі:

$$\dot{E}_{\text{к1}}^{(2)} = i_{\text{роз } 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - i_{\text{роз } 0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - i_{\text{роз } 3-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-3} + i_{\text{роз } 1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} + i_{\text{роз } 2-4}^{(2)} \times \\ \times \underline{Z}_{4-2} = (0,24 - j0,206) \cdot (1,342 + j4,415) - (0,339 - j0,265) \cdot (1,83 + \\ + j6,02) - (0,106 - j0,089) \cdot (2,441 + j8,027) + (0,036 - j0,027) \cdot (16,776 + \\ + j17,66) + (0,125 - j0,111) \cdot (2,685 + j8,83) = 0,45 - j0,44 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{\text{к2}}^{(2)} = -i_{\text{роз } 5-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + i_{\text{роз } 7-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{7-8} + i_{\text{роз } 6-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} + i_{\text{роз } 0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \\ - i_{\text{роз } 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = -(0,063 - j0,055) \cdot (2,685 + j8,83) + (0,081 - j0,072) \times \\ \times (15,099 + j15,894) + (0,162 - j0,132) \cdot (12,246 + j21,17) + (0,039 - \\ - j0,265) \cdot (1,83 + j6,02) - (0,24 - j0,206) \cdot (1,342 + j4,415) = 7,47 + j2,4 \text{ кВ};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

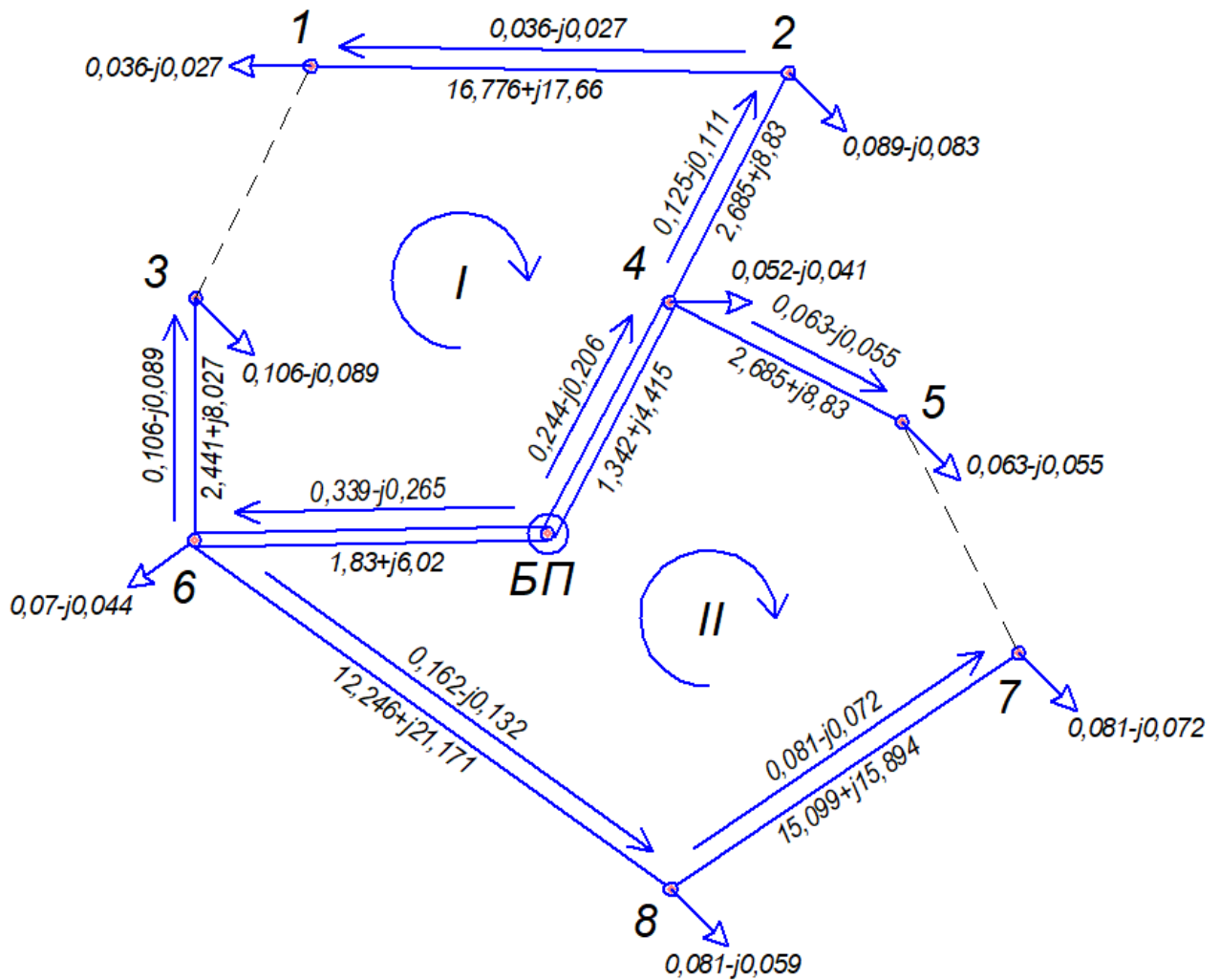


Рисунок 1.12 – Визначення основного струмозподілу в режимі максимальних навантажень при умовно розімкнутій схемі ітерація 2

Розв'язання системи рівнянь:

$$\begin{pmatrix} i_{\text{роз к1}}^{(2)} \\ i_{\text{роз к2}}^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_1 & -\underline{Z}_{1-2} \\ -\underline{Z}_{1-2} & \underline{Z}_2 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{\text{к1}}^{(2)} \\ \dot{E}_{\text{к2}}^{(2)} \end{pmatrix} =$$

$$\begin{pmatrix} 34,301 + j54,665 & -3,173 + j10,435 \\ -3,173 + j10,435 & 38,59 + j65,646 \end{pmatrix}^{-1} \times$$

$$\times \begin{pmatrix} 0,45 - j0,44 \\ 7,47 + j2,4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,014 - j0,017 \\ 0,079 - j0,071 \end{pmatrix} \text{ kA};$$

Отже, розв'язки системи рівнянь мають такі значення контурних потужностей:

$$i_{\text{роз к1}}^{(2)} = 0,014 - j0,017 \text{ кА};$$

$$i_{\text{роз к2}}^{(2)} = 0,079 - j0,071 \text{ кА};$$

Струморозподіл за окремими ділянками схеми ітерації №2:

$$i_{0-6}^{(2)} = i_{\text{роз 0-6}}^{(2)} + i_{\text{роз к1}}^{(2)} - i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,339 - j0,265) + (0,014 - j0,017) - (0,079 - j0,071) = 0,273 - j0,211 \text{ кА};$$

$$i_{6-3}^{(2)} = i_{\text{роз 3-6}}^{(2)} + i_{\text{роз к1}}^{(2)} = (0,106 - j0,089) + (0,014 - j0,017) = 0,12 - j0,106 \text{ кА};$$

$$i_{1-2}^{(2)} = i_{\text{роз 1-2}}^{(2)} - i_{\text{роз к1}}^{(2)} = (0,036 - j0,027) - (0,014 - j0,017) = 0,022 - j0,01 \text{ кА};$$

$$i_{4-2}^{(2)} = i_{\text{роз 4-2}}^{(2)} - i_{\text{роз к1}}^{(2)} = (0,125 - j0,111) - (0,014 - j0,017) = 0,111 - j0,93 \text{ кА};$$

$$i_{0-4}^{(2)} = i_{\text{роз 0-4}}^{(2)} - i_{\text{роз к1}}^{(2)} + i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,24 - j0,206) - (0,014 - j0,017) + (0,079 - j0,071) = 0,305 - j0,259 \text{ кА};$$

$$i_{4-5}^{(2)} = i_{\text{роз 5-4}}^{(2)} + i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,063 - j0,055) + (0,079 - j0,071) = 0,142 - j0,125 \text{ кА};$$

$$i_{7-8}^{(2)} = i_{\text{роз 7-8}}^{(2)} - i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,081 - j0,072) - (0,079 - j0,071) = 0,00179 - j0,00144 \text{ кА};$$

$$i_{8-6}^{(2)} = i_{\text{роз 6-8}}^{(2)} - i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,162 - j0,132) - (0,079 - j0,071) = 0,083 - j0,061 \text{ кА};$$

$$i_{3-1}^{(2)} = i_{\text{роз к1}}^{(2)} = (0,014 - j0,017) \text{ кА};$$

$$i_{5-7}^{(2)} = i_{\text{роз к2}}^{(2)} = (0,079 - j0,071) \text{ кА};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Перевірка II -го закону Кірхгофа:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} & i_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + i_{6-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-3} + i_{3-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-1} - i_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - i_{4-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-2} - i_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = \\ & = (0,273 - j0,211) \cdot (1,83 + j6,02) + (0,12 - j0,106) \cdot (2,441 + j8,027) + \\ & + (0,014 - j0,017) \cdot (9,227 + j9,713) - (0,022 - j0,01) \cdot (16,776 + j17,66) - \\ & - (0,111 - j0,93) \cdot (2,685 + j8,83) - (0,305 - j0,259) \cdot (1,342 + j4,415) = 0; \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} & -i_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + i_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + i_{4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + i_{5-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-7} - i_{7-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{7-8} - i_{8-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = \\ & - (0,273 - j0,211) \cdot (1,83 + j6,02) + (0,305 - j0,259) \cdot (1,342 + j4,415) + \\ & + (0,142 - j0,125) \cdot (2,685 + j8,83) + (0,079 - j0,071) \cdot (5,388 + j9,315) - \\ & - (0,00179 - j0,00144) \cdot (15,099 + j15,894) - (0,083 - j0,061) \cdot (12,246 + \\ & + j21,171) = 0; \end{aligned}$$

На основі закону Ома виконано розрахунок напруги пунктів ітерації №2:

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(2)} &= U_0 - i_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 119 - (0,273 - j0,211) \cdot (1,83 + j6,02) = \\ &= 117,227 - j1,259 = 117,234 \cdot e^{-j0,616} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(2)} &= U_0 - i_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 119 - (0,305 - j0,259) \cdot (1,342 + j4,415) = \\ &= 117,446 - j0,998 = 117,45 \cdot e^{-j0,487} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_6^{(2)} - i_{6-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-3} = (117,227 - j1,259) - (0,12 - j0,106) \times \\ &\times (2,441 + j8,027) = 116,081 - j1,967 = 116,098 \cdot e^{-j0,971} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(2)} &= \dot{U}_4^{(2)} - i_{4-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-2} = (117,446 - j0,998) - (0,111 - j0,93) \times \\ &\times (2,685 + j8,83) = 116,326 - j1,724 = 116,339 \cdot e^{-j0,849} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(2)} &= \dot{U}_2^{(2)} - i_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (116,326 - j1,724) - (0,022 - j0,01) \times \\ &\times (16,776 + j17,66) = 115,782 - j1,943 = 115,798 \cdot e^{-j0,961} \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(2)} &= \dot{U}_4^{(2)} - i_{4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (117,446 - j0,998) - (0,142 - j0,125) \times \\ &\times (2,685 + j8,83) = 115,958 - j1,915 = 115,974 \cdot e^{-j0,946} \text{кВ}; \end{aligned}$$

									Арк.
									59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП1101.141.001.ПЗ				

$$\dot{U}_8^{(2)} = \dot{U}_6^{(2)} - i_{8-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = (117,227 - j1,259) - (0,083 - j0,061) \times (12,246 + j21,171) = 114,922 - j2,268 = 114,945 \cdot e^{-j1,131} \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_7^{(2)} = \dot{U}_8^{(2)} - i_{7-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{7-8} = (114,922 - j2,268) - (0,002 - j0,001) \times (15,099 + j15,894) = 114,872 - j2,275 = 114,895 \cdot e^{-j1,135} \text{ кВ};$$

Отримані результати зображено на рис.1.13.

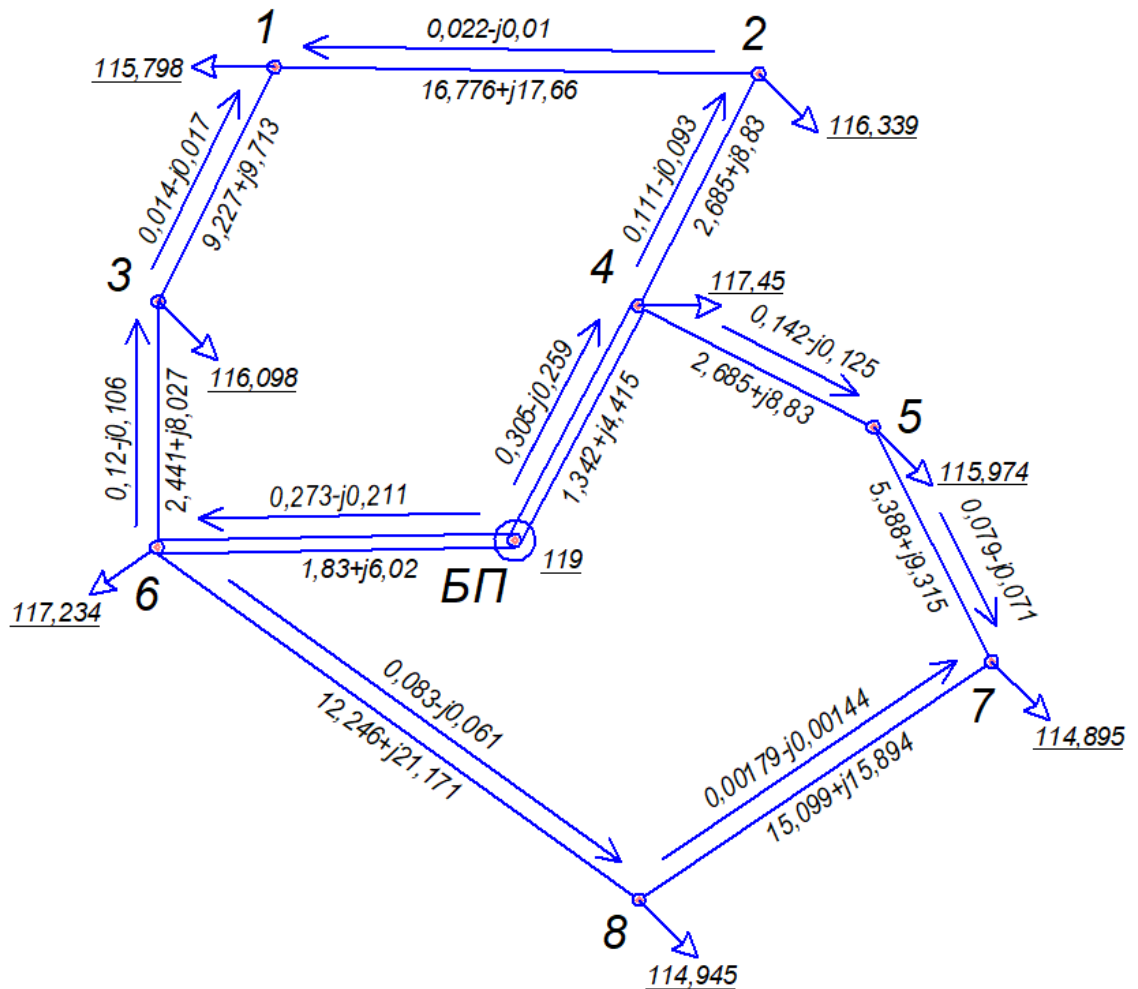


Рисунок 1.13 – Параметри роботи мережі на ітерації №2

Розрахунок значення сумарних втрат потужності електричної мережі на ітерації №2:

Потужність головних ділянок:

$$\dot{S}_{п01}^{(2)} = i_{0-6}^{(2)} \cdot \hat{U}_0 = (0,273 - j0,211) \cdot 119 = 32,543 - j25,157 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{п02}^{(2)} = i_{0-4}^{(2)} \cdot \hat{U}_0 = (0,305 - j0,259) \cdot 119 = 36,29 - j30,858 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{п01}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{п02}}^{(2)} + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{\text{max1}} + \dot{S}_{\text{max2}} + \dot{S}_{\text{max3}} + \dot{S}_{\text{max4}} + \dot{S}_{\text{max5}} + \dot{S}_{\text{max6}} + \dot{S}_{\text{max7}} + \dot{S}_{\text{max8}}) = (32,543 - j25,157) + (36,29 - j30,858) + (1,504 \cdot 10^{-7} + j148,2 \cdot 10^{-6}) \cdot 119^2 - ((4 - j3,855) + (10 - j9,639) + (12 - j9,343) + (6 - j5,783) + (7 - j6,006) + (8 - j6,599) + (9 - j7,934) + (9 - j7,193)) = 3,835 + j2,435 \text{ МВА};$$

Перевірка виконання завершення ітераційного розрахунку:

$$\left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{(3,835 + j2,435) - (6,2 - j2,662)}{(6,2 - j2,662)} \right| \cdot 100 = 83,28\% > 2$$

Оскільки після проведення двох ітерацій значення відносної зміни різниці втрат потужності не задовольняє потрібний відсоток, а саме 2%, виконано подальший ітераційний розрахунок. Наступні розрахунки ітерацій виконано за подібним алгоритмом наведеним вище. Результати розрахунків внесено у табл.1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків ітерацій режиму максимальних навантажень

Параметр	Значення	Ітерація 3	Ітерація 4
Лінійні струми навантаження пунктів, $\dot{I}_i$ , кА	1	0,036-j0,027	0,036-j0,027
	2	0,088-j0,083	0,088-j0,083
	3	0,106-j0,088	0,106-j0,088
	4	0,052-j0,041	0,052-j0,041
	5	0,062-j0,055	0,062-j0,055
	6	0,07-j0,044	0,07-j0,044
	7	0,081-j0,072	0,081-j0,072
	8	0,081-j0,059	0,081-j0,059
Струморозподіл за ділянками мережі, $\dot{I}_{i-i}$ , кА	0-6	0,273-j0,211	0,273-j0,211
	6-3	0,12-j0,106	0,12-j0,106
	1-2	0,022-j0,01	0,022-j0,01
	4-2	0,11-j0,093	0,11-j0,093
	0-4	0,304-j0,259	0,304-j0,259
	4-5	0,142-j0,125	0,142-j0,125
	7-8	0,00179-j0,00145	0,00179-j0,00145
	8-6	0,083-j0,061	0,083-j0,061
	3-1	0,014-j0,017	0,014-j0,017
	5-7	0,079-j0,07	0,079-j0,07

Продовження таблиці 1.17

Рівні напруги в пунктах, $\dot{U}_i$ , кВ	1	$115,805 \cdot e^{-j0,959}$	$115,805 \cdot e^{-j0,959}$
	2	$116,344 \cdot e^{-j0,847}$	$116,345 \cdot e^{-j0,847}$
	3	$116,104 \cdot e^{-j0,969}$	$116,104 \cdot e^{-j0,969}$
	4	$117,453 \cdot e^{-j0,486}$	$117,453 \cdot e^{-j0,486}$
	5	$115,981 \cdot e^{-j0,944}$	$115,981 \cdot e^{-j0,944}$
	6	$117,237 \cdot e^{-j0,614}$	$117,237 \cdot e^{-j0,614}$
	7	$114,904 \cdot e^{-j1,132}$	$114,905 \cdot e^{-j1,132}$
	8	$114,954 \cdot e^{-j1,128}$	$114,955 \cdot e^{-j1,128}$
Сумарні втрати потужності, $\Delta \dot{S}_\Sigma$ , МВА		3,698+j2,555	3,691+j2,557
Завершення ітераційного процесу, $\delta$ %		4,016	0,145

Ітераційний розрахунок завершився на 4 ітерації, сумарні втрати потужності склали при цьому менше 1%. Тому можливий перехід до розрахунку модуля фазних струмів:

$$I_{\Phi(0-6)} = \frac{I_{0-6}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{272,898^2 + 210,932^2}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 199,136 \text{ А}$$

Аналогічним методом розраховано модулі фазних струмів решти ділянок та а результати занесено до табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків модулів фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Переріз, мм <sup>2</sup>	Фазний струм, А
0-6	2×240	199,136
6-3	1×240	230,628
3-1	1×70	92,483
1-2	1×70	12,898
4-2	1×240	13,868
0-4	2×240	83,29
4-5	1×240	109,072
5-7	1×120	61,197
7-8	1×70	1,329
8-6	1×120	59,23

Допустимі значення для струмів взяті з довідника для проводів марки АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32 складають:

$$I_{\text{доп } 70} = 265 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп } 120} = 390 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп } 240} = 610 \text{ А};$$

Проаналізувавши дані можемо зробити висновки, що жодний і фазних струмів не перевищує допустиме значення, тому умова виконується для всіх ділянок.

Розрахунок потужності початків та кінців ділянок мережі:

$$\dot{S}_{\text{п}(0-6)} = \dot{I}_{0-6} \cdot \hat{U}_0 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-6} \cdot U_0^2 = (0,273 - j0,211) \cdot 119 + 0,5 \times \\ \times (1,736 \cdot 10^{-7} + j1,71 \cdot 10^{-4}) \cdot 119^2 = 32,476 - j23,891 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{к}(0-6)} = \dot{I}_{0-6} \cdot \hat{U}_6 - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-6} \cdot U_6^2 = (0,273 - j0,211) \cdot (117,227 + \\ + j1,259) - 0,5 \cdot (1,736 \cdot 10^{-7} + j1,71 \cdot 10^{-4}) \cdot (117,227^2 + 1,259^2) = \\ = 32,256 - j25,56 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{0-7} = \dot{S}_{\text{п}(0-7)} - \dot{S}_{\text{к}(0-7)} = (32,476 - j23,891) - (32,256 - j25,56) = \\ = 0,22 + j1,669 \text{ МВА};$$

Потоки потужності початків та кінців решти ділянок проводяться аналогічно, та вносяться результати розрахунків в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Потоки потужності початків та кінців

Ділянка	Потужність, МВА	
	0-6	Початок
Кінець		32,256-j25,56
Різниця		0,22+j1,669
0-4	Початок	36,215-j29,904
	Кінець	35,999-j30,925
	Різниця	0,216+j1,048
6-3	Початок	14,224-j11,871
	Кінець	14,161-j12,441
	Різниця	0,063+j0,57

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.19

3-1	Початок	1,66-j1,611
	Кінець	1,654-j2,369
	Різниця	0,006+j0,758
2-1	Початок	2,559-j0,425
	Кінець	2,548-j1,806
	Різниця	0,011+j1,381
4-2	Початок	13,045-j10,381
	Кінець	12,989-j11,054
	Різниця	0,057+j0,673
4-5	Початок	16,76-j14,11
	Кінець	16,663-j14,649
	Різниця	0,097+j0,539
5-7	Початок	9,325-j7,612
	Кінець	9,264-j8,298
	Різниця	0,062+j0,686
8-7	Початок	0,209-j1,053
	Кінець	0,208+j0,229
	Різниця	0,001-j0,824
6-8	Початок	9,771-j6,089
	Кінець	9,639-j7,683
	Різниця	0,131+j1,594

Параметри режиму роботи мережі наведено на рис 1.14.

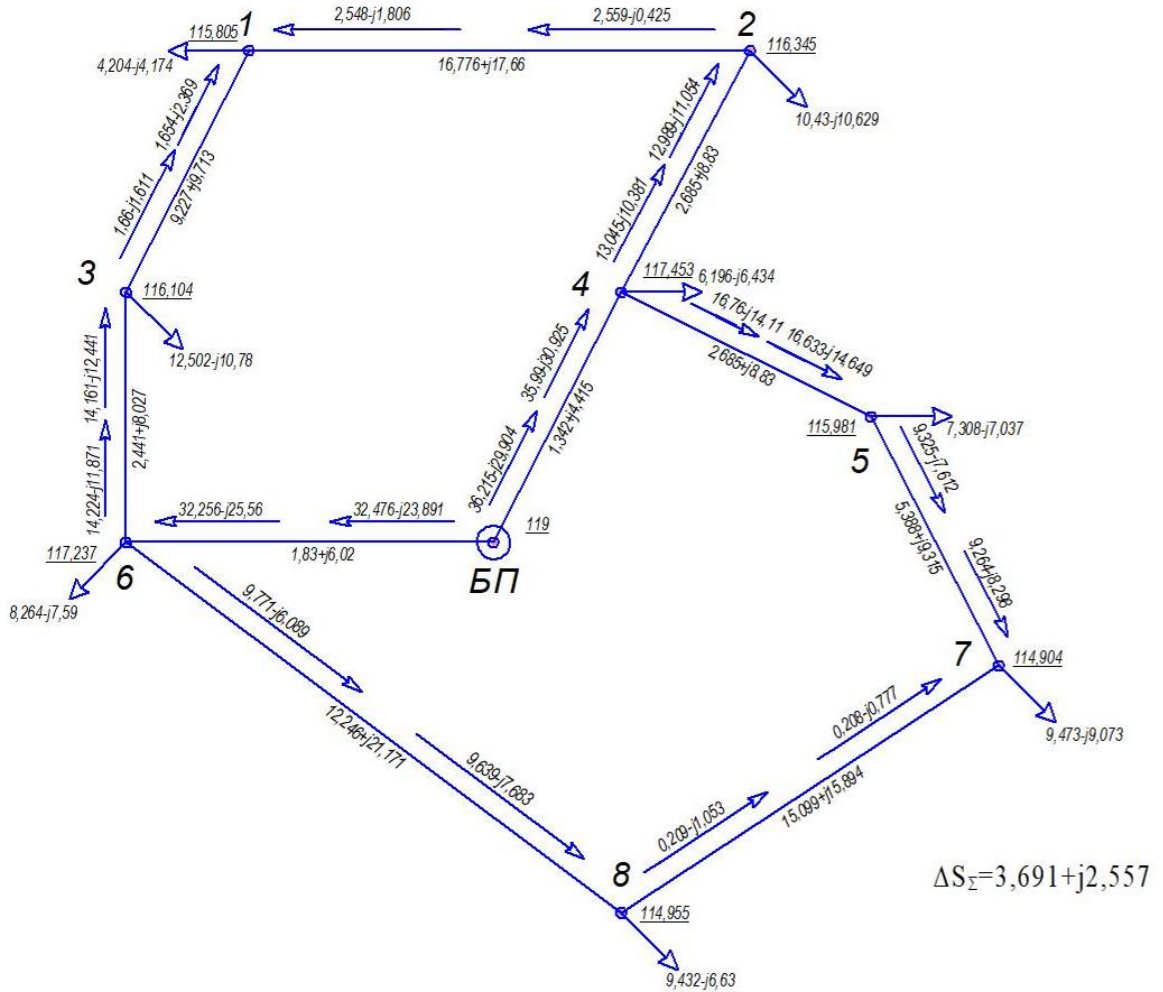


Рисунок 1.14 – Параметри режиму мережі при роботі на максимальному навантаженні

Наступним кроком буде вибір відгалуджень РПН та ПБЗ. Напряга на шинах НН матиме значення 10,5 кВ, на шинах СН матиме значення 36,5 кВ, для двохобмоткових трансформаторів які знаходяться в пункті №1 буде наступне значення:

Приведений рівень напруги на шинах НН, матиме значення:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{зв\ нн1} &= \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{max1} + (\Delta P_{ТЗ1} + j\Delta Q_{ТЗ1} + \Delta P_{ТУ1} + j\Delta Q_{ТУ1})}{\hat{U}_1} \cdot \underline{Z}_{бт1} = \\ &= (115,782 - j1,943) - \left( \frac{(4 - j3,855) + (17,108 - j257,202) \cdot 10^{-3}}{115,782 + j1,943} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{(23 - j100,8) \cdot 10^{-3}}{115,782 + j1,943} \right) \cdot (7,331 + j109,964) = 111,473 - j5,436 \text{ кВ} \end{aligned}$$

									Арк.
									65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Бажане значення кількості регулювальних витків РПН буде дорівнювати:

$$N_{1 \text{ РПН баж}} = \frac{1}{\omega_{0 \text{ РПН}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ЗВ НН1}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{НН баж}}} - 1 \right) =$$

$$= \frac{1}{0,0178} \cdot \left( \frac{\sqrt{111,473^2 + 5,436^2} \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = 0,938$$

$$N_{1 \text{ РПН баж}} = 1$$

Дійсне значення напруги на шинах НН, за обраним значенням відгалуження РПН, для пункту №1 матиме значення:

$$U_{\text{НН1}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{\text{ЗВ НН1}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + N_{1 \text{ РПН баж}} \cdot \omega_{0 \text{ РПН}})} = \frac{\sqrt{111,473^2 + 5,436^2} \cdot 11}{115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,0178)} = 10,489 \text{ кВ}$$

Вибір номера відгалудження РПН та ПБЗ для силового триобмоткового трансформатора який знаходиться в пункті №3, виконаємо розрахунок напруги нульової точки трансформаторів підстанції:

$$\dot{U}_{0-3} = \dot{U}_3 - \frac{\dot{S}_{\text{max3}} + (\Delta P_{\text{ТЗ3}} + j\Delta Q_{\text{ТЗ3}} + \Delta P_{\text{ТУ3}} + j\Delta Q_{\text{ТУ3}})}{\hat{U}_3} \cdot \underline{Z}_{\text{бвТЗ}} =$$

$$= (116,081 - j1,967) - \left( \frac{(12 - j9,343) + (66,389 - j1460,237) \cdot 10^{-3}}{116,081 + j1,967} + \right.$$

$$\left. + \frac{(34 - j220) \cdot 10^{-3}}{116,081 + j1,967} \right) \cdot (2,513 + j71,04) = 108,96 - j9,009 \text{ кВ}$$

Розрахунок втрат потужності в Z-елементах схеми заміщення трансформатора в обмотках СН та НН, та матиме значення:

$$\Delta S_{\text{ТЗ СНЗ}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{КЗЗ}}}{2} \cdot \beta_{\text{СНЗ}}^2 + j(-n \cdot S_{\text{ТЗ}} \cdot \beta_{\text{СНЗ}}^2 \cdot u_{\text{КСЗ}}) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot 0,349^2 + j(-2 \times$$

$$\times 10000 \cdot 0,349^2 \cdot 0) = 0,009 \text{ МВА};$$

									Арк.
									66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП1101.141.001.ПЗ				



$$\Delta S_{TZ \text{ ННЗ}} = \frac{n \cdot \Delta P_{K33}}{2} \cdot \beta_{\text{ННЗ}}^2 + j(-n \cdot S_{T3} \cdot \beta_{\text{ННЗ}}^2 \cdot u_{\text{КНЗ}}) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot 0,417^2 + j(-2 \times \\ \times 10000 \cdot 0,417^2 \cdot 0,063) = 0,013 - j0,217 \text{ МВА};$$

Розрахунок приведенного рівня напруги на шинах СН та НН триобмоткового трансформатора у пункті №3:

$$\dot{U}_{\text{ЗВ СНЗ}} = \dot{U}_{0-3} - \frac{(P_{\text{СНЗ}} + jQ_{\text{СНЗ}}) + \Delta S_{TZ \text{ СНЗ}}}{\hat{U}_{0-3}} \cdot \underline{Z}_{\text{бСТ1}} = \\ = (108,96 - j9,009) - \frac{(6 - j3,56) + 0,009}{108,96 + j9,009} \cdot 2,513 = 108,829 - j8,916 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{\text{ЗВ ННЗ}} = \dot{U}_{0-3} - \frac{(P_{\text{ННЗ}} + jQ_{\text{ННЗ}}) + \Delta S_{TZ \text{ ННЗ}}}{\hat{U}_{0-3}} \cdot \underline{Z}_{\text{бНТ1}} = (108,96 - j9,01) - \\ = - \frac{(6 - j5,783) + (0,013 - j0,217)}{108,96 + j9,01} \cdot (2,51 + j41,25) = \\ = 106,471 - j10,946 \text{ кВ}$$

Бажане значення кількості регулювальних витків РПН буде дорівнювати:

$$N_{\text{З РПН баж}} = \frac{1}{\omega_0 \text{ РПН}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ЗВ ННЗ}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{ТВЗ}} \cdot U_{\text{НН баж}}} - 1 \right) = \\ = \frac{1}{0,0178} \cdot \left( \frac{\sqrt{106,471^2 + 10,946^2} \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -1,402$$

$$N_{\text{З РПН баж}} = -2$$

Дійсне значення напруги на шинах НН, за обраним значенням відгалуження РПН, для пункту №3 матиме значення:

$$U_{\text{ННЗ}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{\text{ЗВ ННЗ}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{ТВЗ}} \cdot (1 + N_{\text{З РПН баж}} \cdot \omega_0 \text{ РПН})} = \frac{\sqrt{106,471^2 + 10,946^2} \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 10,616 \text{ кВ}$$

									Арк.
									67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП1101.141.001.ПЗ				

Бажане положення відгалуження ПБЗ, що відповідає номінальній напрузі з урахуванням положення РПН:

$$N_{3 \text{ ПБЗ баж}} = \frac{1}{\omega_{0 \text{ РПН}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{СН баж3}} \cdot U_{\text{ТН}} \cdot (1 + N_{3 \text{ РПН баж}} \cdot \omega_{0 \text{ РПН}})}{U_{\text{зв СН3}} \cdot U_{\text{СН}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \times$$

$$\times \left( \frac{36,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)}{\sqrt{108,829^2 + 8,916^2} \cdot 38,5} - 1 \right) = -1,22$$

$$N_{3 \text{ ПБЗ баж}} = -1$$

Дійсна напруга на шинах СН, при обраному значенню відгалуження ПБЗ:

$$U_{\text{СН3}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{\text{зв СН3}} \cdot U_{\text{ТС}} \cdot (1 + N_{3 \text{ ПБЗ баж}} \cdot \omega_{0 \text{ РПН}})}{U_{\text{ТВ}} \cdot (1 + N_{3 \text{ РПН баж}} \cdot \omega_{0 \text{ РПН}})} =$$

$$= \frac{\sqrt{108,829^2 + 8,916^2} \cdot 38,5 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,0178)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 36,958 \text{ кВ}$$

Значення відгалуження ПБЗ та РПН, для інших пунктів розраховуються аналогічно, результати розрахунків вносимо до табл. 1.20.

Таблиця 1.20. – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

Номер пункт у	Зведена напруга на шинах СН $\dot{U}_{\text{зв_СНі}}, \text{кВ}$	Зведена напруга на шинах НН $\dot{U}_{\text{зв_ННі}}, \text{кВ}$	$N_{\text{РПНі}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗі}}^{\text{ст}}$	Дійсна напруга на шинах НН $U_{\text{ННі}}^{\text{дійсне}}, \text{кВ}$	Дійсна напруга на шинах СН $U_{\text{СНі}}^{\text{дійсне}}, \text{кВ}$
1	-	111,473-j5,436	1	-	10,489	-
2	-	109,476-j7,261	0	-	10,495	-
3	108,829-j8,916	106,471-j10,946	-2	-1	10,616	36,958
4	-	110,976-j6,213	0	-	10,632	-
5	108,556-j8,316	105,176-j10,904	-2	-1	10,488	36,85
6	112,369-j5,888	110,413-j7,552	0	-1	10,586	36,729
7	108,832-j7,534	105,887-j9,854	-2	-1	10,548	36,924
8	109,426-j7,523	107,414-j9,211	-1	-1	10,499	36,451

### 1.6 Розрахунок післяаварійного режиму роботи

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок післяаварійного режиму роботи, означає розглядання стану мережі при якому відключено найбільш завантажену ділянку мережі. Проаналізувавши параметри режиму мережі при максимальних навантаженнях можна зробити висновки, що найбільш завантаженою ділянкою мережі являється ділянка 0-4, оскільки вона являється дволанцюговою, тому відключаємо один ланцюг цієї ділянки. При відключенні одного з ланцюгів напрямок обходу контурів залишається незмінним, але при цьому потрібно перерахувати значення опору та провідностей ділянки, поперечні провідності пунктів в які входить дана ділянка.

Після відключення одного ланцюга ділянки 0-4, його опір буде дорівнювати:

$$r_{0-4} = \frac{r_{0\ 240} \cdot L_{0-4}}{1} = \frac{0,119 \cdot 22}{1} = 2,688 \text{ Ом}$$

$$x_{0-4} = \frac{x_{0\ 240} \cdot L_{0-4}}{1} = \frac{0,395 \cdot 22}{1} = 8,83 \text{ Ом}$$

Отже, питомий опір та провідність ділянки 0-4 матиме значення:

$$\underline{Z}_{0-4} = r_{0\ 240} + jx_{0\ 240} = 2,688 + j8,83 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-4} = (g_{0\ 1 \times 240} + jb_{0\ 240}) \cdot L_{0-4} = (2,479 \cdot 10^{-9} + j2,849 \cdot 10^{-6}) \times 22 = 5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Розрахунок нову сумарної провідності БП, та пункту 4:

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{0-6}) = 0,5 \cdot ((5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \cdot 10^{-5})) + (17,36 \times 10^{-8} + j17,1 \cdot 10^{-5})) = 11,4 \cdot 10^{-6} + j116,8 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{4-2} + \underline{Y}_{4-5}) + \underline{Y}_{6\ T\ 4} = 0,5 \cdot ((5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \times 10^{-5})) + (5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \cdot 10^{-5}) + (5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \cdot 10^{-5})) + +1,739 \cdot 10^{-6} - j7,421 \cdot 10^{-6} = 1,821 \cdot 10^{-6} + j86,6 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок післяварійного режиму роботи мережі проводиться в аналогічний спосіб як і при розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати розрахунків ітераційного процесу наведені в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Розрахунок ітераційного розрахунку післяварійного режиму

Параметр	Значення	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	Ітерація 4
Лінійні струми навантаження пунктів, $\dot{I}_i$ , кА	1	0,037-j0,03	0,036-j0,028	0,036-j0,028	0,036-j0,027
	2	0,092-j0,09	0,09-j0,084	0,09-j0,084	0,09-j0,084
	3	0,11-j0,096	0,107-j0,089	0,107-j0,088	0,107-j0,088
	4	0,055-j0,049	0,053-j0,045	0,053-j0,045	0,053-j0,045
	5	0,065-j0,059	0,064-j0,055	0,063-j0,055	0,063-j0,055
	6	0,074-j0,05	0,07-j0,044	0,07-j0,044	0,07-j0,044
	7	0,083-j0,077	0,082-j0,072	0,082-j0,072	0,082-j0,072
	8	0,083-j0,065	0,082-j0,06	0,082-j0,06	0,082-j0,06
Струморозподіл за ділянками мережі, $\dot{I}_{i-i}$ , кА	0-6	0,321-j0,254	0,313-j0,233	0,312-j0,232	0,312-j0,232
	6-3	0,145-j0,127	0,142-j0,117	0,142-j0,117	0,142-j0,117
	1-2	0,002+j0,001	0,001+j0,001	0,001+j0,001	0,001+j0,001
	4-2	0,094-j0,089	0,092-j0,083	0,091-j0,082	0,091-j0,082
	0-4	0,278-j0,263	0,273-j0,244	0,272-j0,243	0,272-j0,243
	4-5	0,129-j0,124	0,128-j0,116	0,127-j0,116	0,127-j0,116
	7-8	0,019-j0,012	0,018-j0,011	0,018-j0,011	0,018-j0,011
	8-6	0,102-j0,077	0,101-j0,071	0,1-j0,071	0,1-j0,071
	3-1	0,035-j0,031	0,035-j0,029	0,035-j0,029	0,035-j0,029
	5-7	0,064-j0,065	0,064-j0,061	0,064-j0,061	0,064-j0,061
Рівні напруги в пунктах, $\dot{U}_i$ , кВ	1	$114,905 \cdot e^{-j1,186}$	$115,16 \cdot e^{-j1,185}$	$115,17 \cdot e^{-j1,183}$	$115,17 \cdot e^{-j1,183}$
	2	$114,917 \cdot e^{-j1,163}$	$115,163 \cdot e^{-j1,163}$	$115,173 \cdot e^{-j1,161}$	$115,173 \cdot e^{-j1,161}$
	3	$115,532 \cdot e^{-j1,152}$	$115,759 \cdot e^{-j1,143}$	$115,767 \cdot e^{-j1,141}$	$115,768 \cdot e^{-j1,141}$
	4	$115,946 \cdot e^{-j0,862}$	$116,128 \cdot e^{-j0,864}$	$116,135 \cdot e^{-j0,863}$	$116,136 \cdot e^{-j0,863}$
	5	$114,518 \cdot e^{-j1,274}$	$114,774 \cdot e^{-j1,281}$	$114,786 \cdot e^{-j1,279}$	$114,786 \cdot e^{-j1,279}$
	6	$116,892 \cdot e^{-j0,718}$	$117,034 \cdot e^{-j0,713}$	$117,039 \cdot e^{-j0,712}$	$117,039 \cdot e^{-j0,712}$
	7	$113,572 \cdot e^{-j1,409}$	$113,866 \cdot e^{-j1,426}$	$113,88 \cdot e^{-j1,424}$	$113,881 \cdot e^{-j1,424}$
	8	$114,047 \cdot e^{-j1,345}$	$114,319 \cdot e^{-j1,36}$	$114,333 \cdot e^{-j1,358}$	$114,333 \cdot e^{-j1,358}$
Сумарні втрати потужності, $\Delta \dot{S}_\Sigma$ , МВА		3,36-j6,444	1,829-j1,653	1,69-j1,495	1,681-j1,491
Завершення ітераційного процесу, $\delta$ %			69,204	8,523	0,424

Аналогічним методом розраховано модуль фазних струмів, результати занесемо до табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Результати розрахунків модулів фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Переріз, мм <sup>2</sup>	Фазний струм, А
0-6	2×240	224,652
6-3	1×240	106,069
3-1	1×70	26,01
1-2	1×70	1,059

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Параметри режиму за результатами розрахунку наведено на рис.1.15.

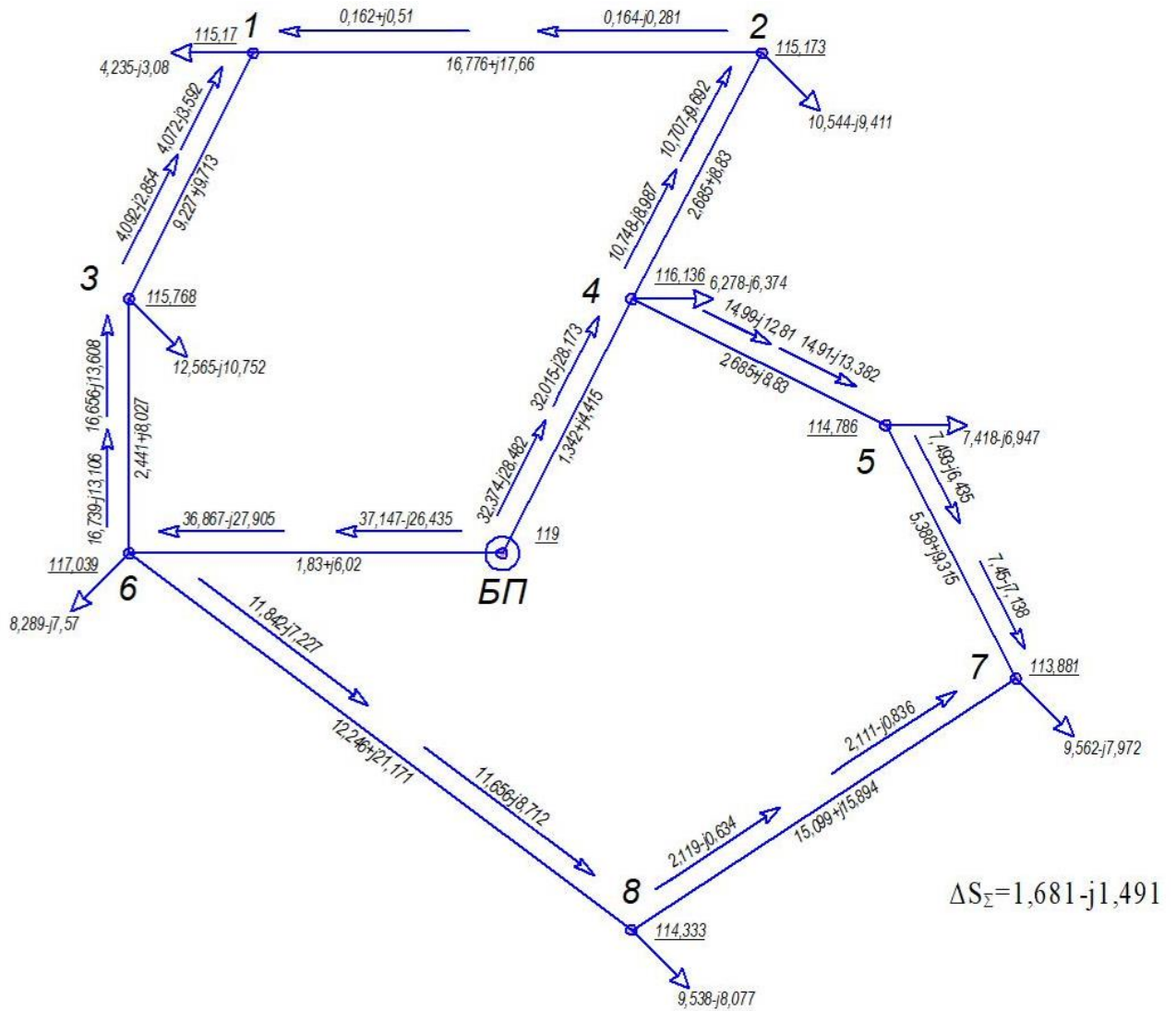


Рисунок 1.15 – Параметри режиму мережі при роботі в післяаварійному режимі

Значення відгалуження ПБЗ та РПН, для інших пунктів розраховуються аналогічно розрахункам вище, результати розрахунків вносимо до табл. 1.24.

Таблиця 1.24. – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН $\dot{U}_{ЗВ\_СНі}$ , кВ	Зведена напруга на шинах НН $\dot{U}_{ЗВ\_ННі}$ , кВ	$N_{РПНі}^{см}$	$N_{ПБЗі}^{см}$	Дійсна напруга на шинах НН $U_{ННі}^{дійсне}$ ,кВ	Дійсна напруга на шинах СН $U_{СНі}^{дійсне}$ ,кВ
1	-	110,792-j5,878	1	-	10,427	-
2	-	108,193-j7,892	-1	-	10,564	-
3	108,445-j9,256	106,072-j11,284	-2	-1	10,58	36,838
4	-	109,541-j6,982	0	-	10,499	-
5	107,233-j8,989	103,795-j11,583	-3	-2	10,553	36,155
6	112,152-j6,085	110,189-j7,748	0	-1	10,566	36,662

Продовження таблиці 1.24

7	107,714-j8,11	104,725-j10,434	-3	-2	10,635	36,293
8	108,743-j7,975	106,711-j9,664	-2	-1	10,627	36,904

**Висновки по розділу 1**

По першому розділу проекту, виконано синтез 5-ти схем електричної мережі і проведений аналіз отриманих довжин, показав, що доцільними є два варіанти з найменшими значеннями довжин, а саме варіант схеми II, та варіант схеми V.

Кожний пункт понижуючої підстанції оснащений двома трансформаторами, відповідно до їх навантажень, в результаті отримані такі показники що, в пунктах 1,2,4 доцільно встановити двохобмоткові трансформатори, а в пунктах 3,5,6,7,8 відповідно триобмоткові трансформатори.

Вибір перерізу провідників, під час проведення розрахунків дисконтованих витрат варіантів будівництва показав, що менші капіталовкладення потребує будівництво II-го варіанту мережі, тому саме цей варіант став об'єктом розрахунків.

Розрахунки параметрів режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях показали достатність для них лише чотирьох ітерацій, при чому сумарні втрати потужності склали  $\Delta \dot{S}_{\Sigma M} = 3,691 + j2,557$  МВА. Найнижчим рівнем напруги характеризується пункт 7, що має значення  $U_7 = 114,905$  кВ.

Для розрахунку післяаварійного режиму роботи мережі достатньо чотирьох ітерацій. Найбільше навантаження має ділянка 0-4, тому її було переведено в одноколове виконання, втрати потужності склали  $\Delta \dot{S}_{\Sigma PA} = 4,521 + j1,436$  МВА, а найнижчий рівень напруги має той же пункт №7 із значенням  $U_7 = 113,881$  кВ.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ У ПРОЕКТОВАНИЙ РЕМ

### 2.1 Розрахунок підсилення ділянок мережі

Першим методом поліпшення режиму напруги в розподільчій мережі є метод збільшення перерізу проводів проєктованих ліній.

Проаналізувавши режим максимальних навантажень, вибираємо пункт №7, який має найменше значення напруги. За бажану напругу приймаємо таку, яка більша за номінальну на 0,55 кВ. Головні ділянки мережі 0-4 та 0-6 спроектовані проводами перерізом  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ , що є найбільшим перерізом, для номінальної напруги 110 кВ. Відтак підсилимо ділянку 4-5 перерізом  $1 \times 240 \text{ мм}^2$ , перевівши її в дволанцюгове виконання  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ , зробимо перерахунок значення елементів схеми заміщення:

$$r_{4-5} = \frac{r_{0\ 240} \cdot L_{4-5}}{2} = \frac{0,122 \cdot 22}{2} = 1,344 \text{ Ом}$$
$$x_{4-5} = \frac{x_{0\ 240} \cdot L_{4-5}}{2} = \frac{0,401 \cdot 22}{2} = 4,415 \text{ Ом}$$

Отже, питомий опір та провідність ділянки 0-6 матиме значення:

$$\underline{Z}_{4-5} = (r_{4-5} + jx_{4-5}) = 1,344 + j4,415 \text{ Ом};$$
$$\underline{Y}_{4-5} = (g_{0\ 2 \times 240} + 2 \cdot jb_{0\ 240}) \cdot L_{0-6} = (5,785 \cdot 10^{-9} + j2 \cdot 2,849 \cdot 10^{-6}) \times 22 = 12,73 \cdot 10^{-8} + j12,54 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$
$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{4-2} + \underline{Y}_{4-5}) + \underline{Y}_{6\text{Т}4} = 0,5 \cdot ((12,73 \cdot 10^{-8} + j12,54 \times 10^{-5}) + (5,455 \cdot 10^{-8} + j6,268 \cdot 10^{-5}) + (12,73 \cdot 10^{-8} + j12,54 \cdot 10^{-5})) + 1,739 \cdot 10^{-6} - j7,421 \cdot 10^{-6} = 1,894 \cdot 10^{-6} + j14,93 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$
$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{4-5} + \underline{Y}_{5-7}) + \underline{Y}_{6\text{Т}5} = 0,5 \cdot ((12,73 \cdot 10^{-8} + j12,54 \times 10^{-5}) + (7,273 \cdot 10^{-8} + j5,929 \cdot 10^{-5})) + 2,117 \cdot 10^{-6} - j1,124 \cdot 10^{-6} = 2,217 \cdot 10^{-6} + j8,109 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

										Арк.
										74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



Розрахунок параметрів мережі при максимальних навантаженнях після внесених розрахунків. Результати розрахунку приведені на рис. 2.1.

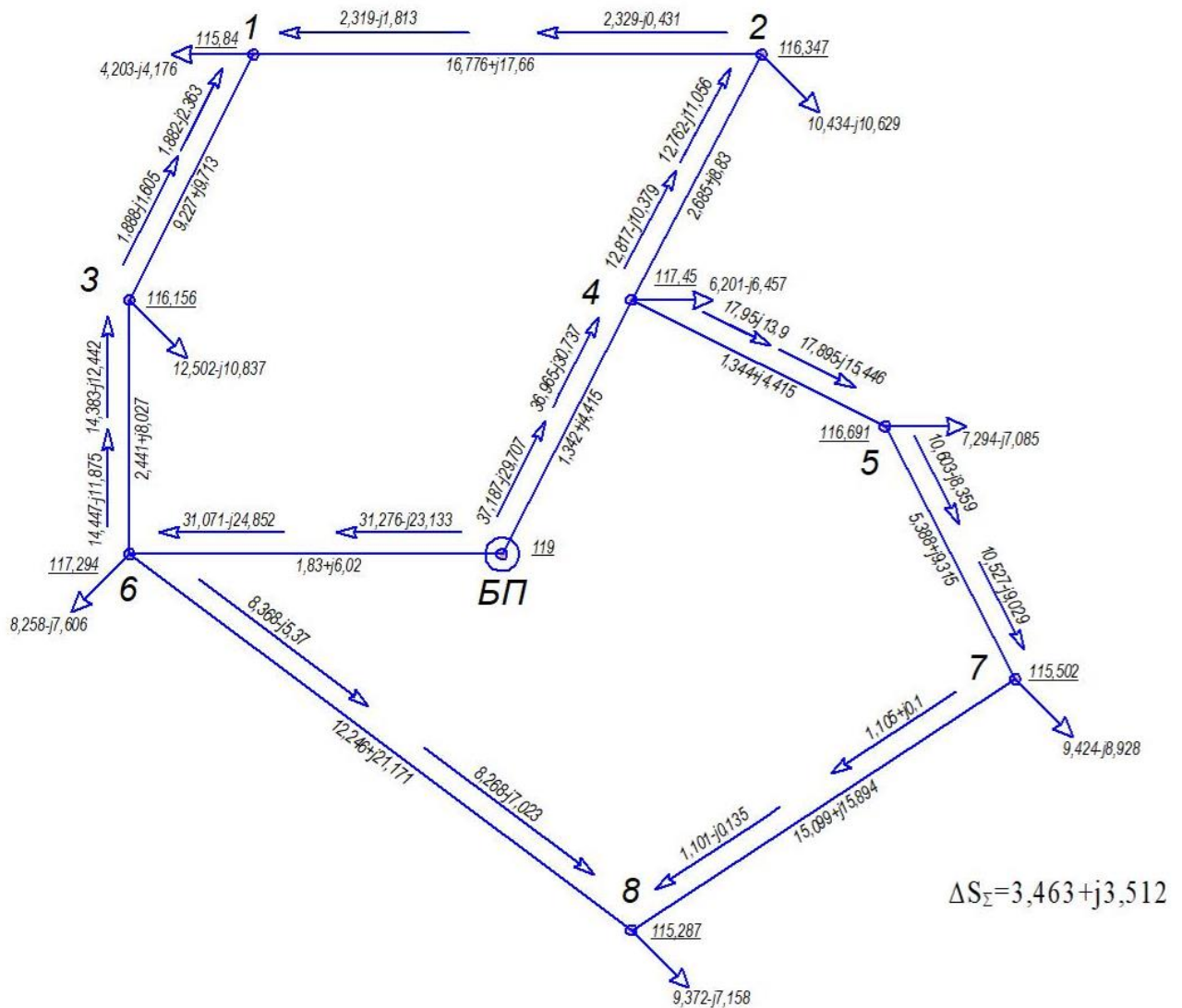


Рисунок 2.1 – Параметри режиму мережі при підсиленні ділянки 4-5 до

$2 \times 240 \text{ мм}^2$

Розрахунок реальної надбавки напруги в пункті №7 після збільшення перерізу ділянки:

$$\partial U_7 = U'_7 - U_7 = 115,502 - 114,905 = 0,597 \text{ кВ};$$

Як бачимо, що бажане значення напруги було досягнуто, тому розрахунок можна вважати завершеним.

									Арк.
									75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 2.1 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій під час підсилення ділянок електричної мережі

Номер пункт у	Зведена напруга на шинах СН $\dot{U}_{ЗВ\_СНі}$ , кВ	Зведена напруга на шинах НН $\dot{U}_{ЗВ\_ННі}$ , кВ	$N_{РПНі}^{ст}$	$N_{ПБЗі}^{ст}$	Дійсна напруга на шинах НН $U_{ННі}^{дійсне}$ , кВ	Дійсна напруга на шинах СН $U_{СНі}^{дійсне}$ , кВ
1	-	111,51-j5,421	1	-	10,492	-
2	-	109,477-j7,28	0	-	10,495	-
3	108,887-j8,881	106,531-j10,911	-2	-1	10,621	36,977
4	-	110,97-j6,249	1	-	10,445	-
5	109,338-j7,924	105,992-j10,508	-2	-1	10,564	37,104
6	112,43-j5,839	110,476-j7,502	0	-1	10,592	36,748
7	109,481-j7,213	106,561-j9,529	-2	-1	10,611	37,136
8	109,788-j7,295	107,786-j8,982	-1	-1	10,533	36,566

Розрахунок початків та кінців лінії аналогічно до режиму максимальних навантажень результати занесено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Потужності кінців та початків ділянок із підсиленням ділянки 4-5 мережі

Ділянка	Потужність, МВА	
	Початок	Кінець
0-6	Початок	31,276-j23,133
	Кінець	31,071-j24,852
	Різниця	0,205+j1,719
0-4	Початок	37,187-j29,707
	Кінець	36,965-j30,737
	Різниця	0,222+j1,029
6-3	Початок	14,447-j11,875
	Кінець	14,383-j12,442
	Різниця	0,064+j0,567
3-1	Початок	1,888-j1,605
	Кінець	1,882-j2,363
	Різниця	0,006+j0,758
2-1	Початок	2,329-j0,431
	Кінець	2,319-j1,813
	Різниця	0,01+j1,382
4-2	Початок	12,817-j10,379
	Кінець	12,762-j11,056
	Різниця	0,055+j0,677
4-5	Початок	17,95-j13,9
	Кінець	17,895-j15,446
	Різниця	0,054+j1,545
5-7	Початок	10,603-8,359
	Кінець	10,527-j9,029
	Різниця	0,076+j0,67

Продовження таблиці 2.2

7-8	Початок	1,105+j0,1
	Кінець	1,101-j1,135
	Різниця	0,003+j1,235
6-8	Початок	8,368-j5,37
	Кінець	8,268-j7,023
	Різниця	0,1+j1,654

Розрахунок навантаження для пунктів виконано аналогічно як і для режиму максимальних навантажень, а одержані значення, занесено до табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Потужності пунктів мережі із підсиленням ділянки 4-5 мережі

Пункт №	Потужність пункту, МВА
1	4,203-j4,176
2	10,434-j10,629
3	12,495-j10,837
4	6,201-j4,457
5	7,294-j7,085
6	8,258-j7,606
7	9,424-j8,928
8	9,372-j7,158

Розрахунок модулів напруг пунктів виконано аналогічно до режиму максимальних навантажень, а відповідні значення занесено до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Модулі напруг пунктів мережі із підсиленням ділянки 4-5 мережі

Пункт №	Модуль напруги пунктів, кВ
1	$115,84 \cdot e^{-j0,952}$
2	$116,347 \cdot e^{-j0,857}$
3	$116,156 \cdot e^{-j0,952}$
4	$117,45 \cdot e^{-j0,505}$
5	$116,691 \cdot e^{-j0,753}$
6	$117,294 \cdot e^{-j0,59}$
7	$115,502 \cdot e^{-j0,972}$
8	$115,287 \cdot e^{-j1,014}$

## 2.2 Застосування УПК

Другим методом поліпшення режиму напруги, є застосування установок поперечної компенсації. І в цьому випадку пункт №7 матиме так же найнижчий рівень напруги. Бажаний рівень напруги матиме значення:  $U_{7\text{баж}} = 115,467$  кВ.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для початку розрахунку встановлюємо БСК повздовжньої компенсації в ділянках мережі 5-7 та ділянці 7-8. Виконуємо розрахунок опору БСК як УПК, необхідний для надбавки напруг.

Розрахунки УПК для ділянок 5-7, та 7-8 проводяться аналогічними методами. Обрано конденсатори типу КЄКП-2,1-150 УХЛ1.

Параметри конденсатора:

- номінальна напруга  $U_{0к} = 2,1$  кВ;
- потужність  $Q_{0к} = 150$  кВАр;

Розрахунок для ділянки 5-7:

Кількість конденсаторів які розташовуються паралельно, визначаються струмом лінії, максимально допустимий струм для провідника на цій ділянці 390 А:

$$n_{\text{пар}5-7} = \frac{390 \cdot U_{0к}}{Q_{0к}} = \frac{390 \cdot 2,1}{150} = 5,46 \approx 5 \text{ шт}$$

Для подальшого розрахунку введено змінну  $\alpha$ , за допомогою цієї змінної збільшується або зменшується компенсацію індуктивного опору на ділянці, і цим самим будемо визначається кількість паралельних конденсаторів.

Кількість конденсаторів які розташовуються послідовно, визначаються бажаним опором компенсації:

$$n_{\text{посл}5-7} = \frac{\alpha \cdot (x_{5-7}) \cdot Q_{0к} \cdot n_{\text{пар}5-7}}{U_{0к}^2} = \frac{35\% \cdot (9,315) \cdot 150 \cdot 5}{2,1^2} = 0,554 \approx 1 \text{ шт}$$

Опір компенсації установки має значення:

$$x_{\text{УПК}5-7} = \frac{U_{0к}^2}{Q_{0к}} \cdot \frac{n_{\text{посл}5-7}}{n_{\text{пар}5-7}} = \frac{2,1}{150} \cdot \frac{1}{5} = 5,88 \text{ Ом}$$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір з додаванням опору УПК:

$$\underline{Z}_{5-7к} = \underline{Z}_{5-7} - jx_{\text{УПК}5-7} = (5,388 + j9,315) - j5,88 = 5,388 + j3,435 \text{ Ом};$$

Аналогічним методом виконується розрахунок кількості БСК, на ділянці 7-8, при умові що відбувається компенсація 100% індуктивного опору.

Кількість конденсаторів, що розташовуються паралельно та послідовно:

$$n_{\text{пар}7-8} = 4 \text{ шт};$$

$$n_{\text{посл}7-8} = 2 \text{ шт};$$

Опір компенсації установки матимуть значення:

$$x_{\text{УПК}7-8} = \frac{U_{0к}^2}{Q_{0к}} \cdot \frac{n_{\text{посл}7-8}}{n_{\text{пар}7-8}} = \frac{2,1}{150} \cdot \frac{2}{4} = 14,7 \text{ Ом}$$

Опір з додаванням опору УПК:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{7-8к} &= \underline{Z}_{7-8} - jx_{\text{УПК}7-8} = (15,099 + j15,894) - j11,76 = \\ &= 15,099 + j1,194 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

Розрахунок максимальних навантажень, змінюючи значення компенсації від 0% до 100%, на кожній ділянці окремо або на всіх ділянках одночасно. Розрахунок модулів напруг пунктів занесено до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення модуля напруги пункту 7 при зміні ступенях компенсації

№ пункту	Зміна ступеня компенсації 5-7,%					Зміна ступеня компенсації 7-8,%				
	0%	20%	50%	80%	100%	0%	20%	50%	80%	100%
7	114,905	114,905	115,214	115,214	115,532	114,905	114,905	114,907	114,91	114,91

Наступним кроком, буде повна компенсація ділянки 7-8,  $\alpha=100\%$ , змінюємо поступово значення компенсації на ділянці 5-7, розрахунки значення напруги внесено в табл. 2.6.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Паралельна робота УПК на двох ділянках з повністю компенсованою 7-8

№ пункту	Зміна ступеня компенсації 5-7,%				
	20%	40%	60%	80%	100%
7	114,631	115,222	115,222	115,222	115,536

Компенсуємо ділянку 5-7,  $\alpha=100\%$ , змінюємо поступово значення компенсації на ділянці 7-8, розрахунки значення напруги внесено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Паралельна робота УПК на двох ділянках з повністю компенсованою 5-7

№ пункту	Зміна ступеня компенсації 7-8,%				
	20%	40%	60%	80%	100%
7	115,532	115,531	115,531	115,536	115,536

Найбільше значення напруги, що вдалося досягти має значення:  $U'_7 = 115,536$  кВ, таке значення було досягнути при повній компенсації на двох ділянках мережі індуктивного опору.

Розрахунок реальної надбавки напруги в пункті №7 після компенсації індуктивного опору:

$$\partial U_7 = U'_7 - U_7 = 115,536 - 114,905 = 0,631 \text{ кВ};$$

Отримане значення напруги цілком задовольняє бажане значення, тому даний метод можна вважати задовільним. Отримані значення розрахунку нанесено на рис. 2.2

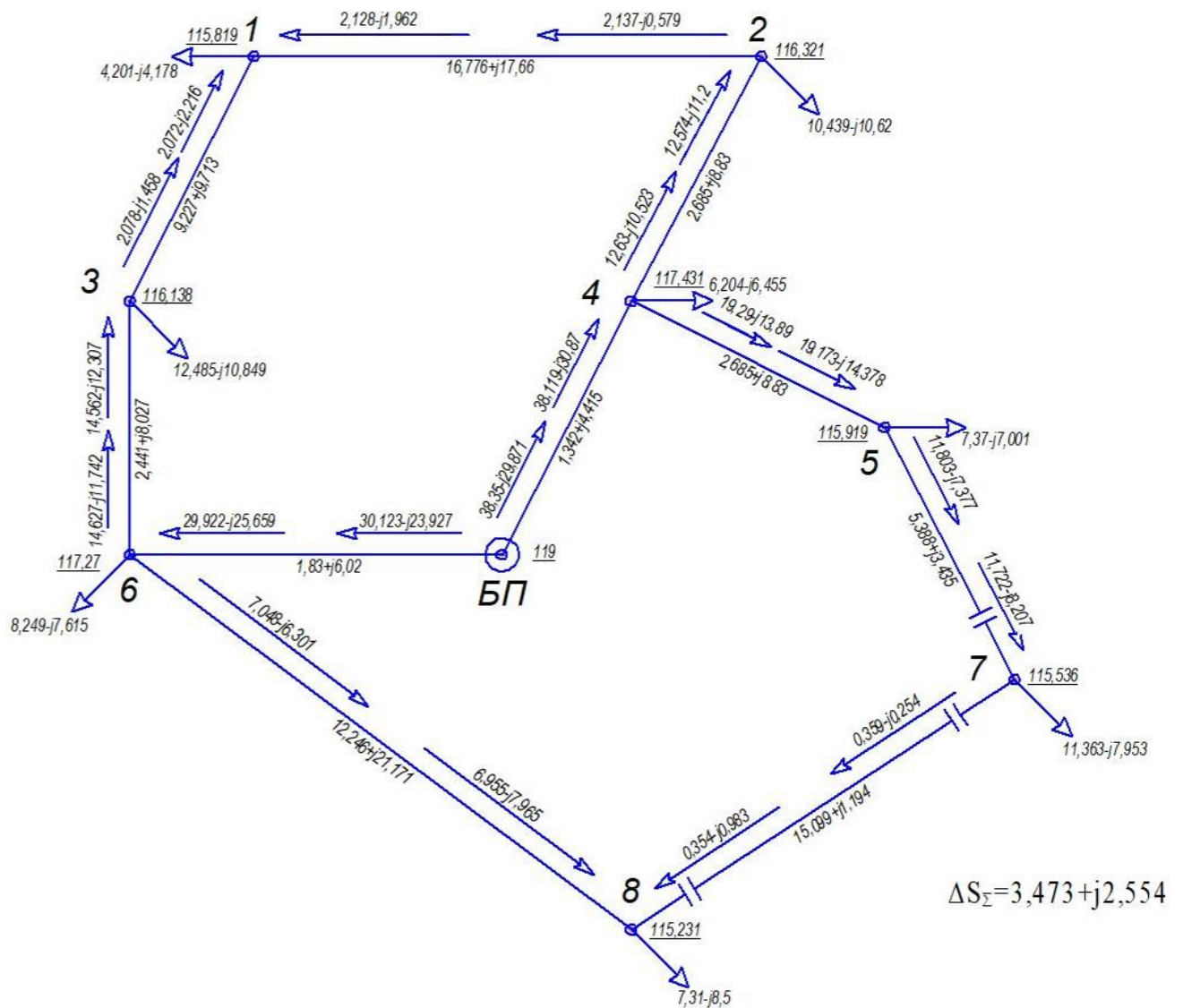


Рисунок 2.2 – Параметри режиму мережі, при повністю компенсованому індуктивному опорі

Таблиця 2.8 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій під час встановлення УПК на обох ділянках

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН $\dot{U}_{зв\_снi}$ , кВ	Зведена напруга на шинах НН $\dot{U}_{зв\_ннi}$ , кВ	$N_{РПНi}^{ст}$	$N_{ПБЗi}^{ст}$	Дійсна напруга на шинах НН $U_{ННi}^{дійсне}$ , кВ	Дійсна напруга на шинах СН $U_{СНi}^{дійсне}$ , кВ
1	-	112,185-j5,646	1	-	10,556	-
2	-	109,513-j7,571	0	-	10,5	-
3	108,405-j9,104	106,034-j11,137	-2	-1	10,575	36,82
4	-	111,925-j6,556	1	-	10,537	-
5	108,276-j8,924	104,874-j11,499	-2	-1	10,464	36,772
6	113,297-j5,964	111,357-j7,613	1	0	10,49	37,318
7	109,38-j7,055	106,459-j9,377	-2	-1	10,6	37,098
8	110,047-j7,118	108,052-j8,805	-1	-1	10,558	36,648

Розрахунок потужності початків та кінців лінії виконано аналогічно до режиму максимальних навантажень, а результати занесено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Потужності кінців та початків ділянок під час встановлення УПК на обох ділянках

Ділянка	Потужність, МВА	
		Початок
0-6	Кінець	29,922-j25,659
	Різниця	0,201+j1,732
	Початок	38,35-j29,871
0-4	Кінець	38,119-j30,87
	Різниця	0,231+j0,999
	Початок	14,627-j11,742
6-3	Кінець	14,562-j12,307
	Різниця	0,065+j0,565
	Початок	2,078-j1,458
3-1	Кінець	2,072-j2,216
	Різниця	0,006+j0,758
	Початок	2,137-j0,579
2-1	Кінець	2,128-j1,962
	Різниця	0,009+j1,383
	Початок	12,63-j10,523
4-2	Кінець	12,574-j11,2
	Різниця	0,055+j0,677
	Початок	19,286-j13,894
4-5	Кінець	19,173-j14,378
	Різниця	0,113+j0,484
	Початок	11,803-j7,377
5-7	Кінець	11,722-j8,207
	Різниця	0,081+j0,83
	Початок	2,359-j0,254
7-8	Кінець	2,354-j0,983
	Різниця	0,005+j1,237
	Початок	7,048-j6,301
6-8	Кінець	6,955-j7,965
	Різниця	0,093+j1,664

Аналогічно до режиму максимальних навантажень, розраховано навантаження для пунктів, а результати внесено до табл. 2.10.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 2.10 – Потужності пунктів мережі під час встановлення УПК на обох ділянках

Пункт №	Потужність пункту, МВА
1	4,201-j4,178
2	10,439-j10,62
3	12,485-j10,849
4	6,204-j6,455
5	7,37-j7,001
6	8,249-j7,615
7	11,363-j7,953
8	7,31-j8,5

Аналогічно до режиму максимальних навантажень, розраховано модуль напруг пунктів, результати внесено до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Модулі напруг пунктів мережі під час встановлення УПК на обох ділянках

Пункт №	Модуль напруги пунктів, кВ
1	$115,819 \cdot e^{-j0,939}$
2	$116,321 \cdot e^{-j0,869}$
3	$116,138 \cdot e^{-j0,925}$
4	$117,431 \cdot e^{-j0,525}$
5	$115,919 \cdot e^{-j1,08}$
6	$117,27 \cdot e^{-j0,556}$
7	$115,536 \cdot e^{-j0,777}$
8	$115,231 \cdot e^{-j0,813}$

### 2.3 Застосування УПК

В третьому варіанті рівень напруги будемо підвищувати в пункті 7, ще вище, тому за бажану напругу приймаємо напругу отриману після встановлення установки поперечної компенсації, а саме:  $U_{7\text{баж}} = 115,536$  кВ.

Розрахунок почнемо з еквівалентування опору ділянок між пунктом 7 та БП:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{6-3} + \underline{Z}_{3-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{4-2} = (2,441 + j8,027) + (9,227 + j9,713) + (16,776 + j17,66) + (2,685 + j8,83) = 31,129 + j44,23 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{5-7} = (2,685 + j8,83) + (5,388 + j9,315) = 8,073 + j18,145 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_3 = \underline{Z}_{8-6} + \underline{Z}_{7-8} = (12,246 + j21,171) + (15,099 + j15,894) = 37,344 + j37,065 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_4 &= \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3} = \\ &= \frac{(31,129 + j44,23) \cdot (8,073 + j18,145)}{(31,129 + j44,23) + (8,073 + j18,145) + (37,344 + j37,065)} = \\ &= 3,841 + j8,114 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_5 &= \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3} = \\ &= \frac{(31,129 + j44,23) \cdot (37,344 + j37,065)}{(31,129 + j44,23) + (8,073 + j18,145) + (37,344 + j37,065)} = \\ &= 12,751 + j16,459 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_6 &= \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3} = \\ &= \frac{(8,073 + j18,145) \cdot (37,344 + j37,065)}{(31,129 + j44,23) + (8,073 + j18,145) + (37,344 + j37,065)} = \\ &= 3,424 + j6,835 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_E &= \frac{((\underline{Z}_{0-4}) + (\underline{Z}_4)) \cdot ((\underline{Z}_{0-6}) + (\underline{Z}_5))}{(\underline{Z}_{0-4}) + (\underline{Z}_4) + (\underline{Z}_{0-6}) + (\underline{Z}_5)} = \\ &= \frac{((1,342 + j4,415) + (3,841 + j8,114)) \cdot ((1,83 + j6,02) + (12,751 + j16,459))}{(1,342 + j4,415) + (3,841 + j8,114) + (1,83 + j6,02) + (12,751 + j16,459)} = \\ &= 7,385 + j14,958 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Розрахунок потужності УППК, для досягнення бажаної надбавки напруги:

$$Q_{\text{УППК7}}^{\text{баж}} = \frac{U_{7\text{баж}} \cdot (U_{7\text{баж}} - U_7)}{x_e} = \frac{115,536 \cdot (115,536 - 114,905)}{14,958} = 4,876 \text{ МВАр}$$

Для розрахунку УППК, обираємо конденсатор типу КСК1-10,5-35-2 УЗ.

Параметри конденсатора:

- номінальна напруга  $U_{\text{ок}} = 10,5 \text{ кВ};$

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- потужність  $Q_{0к} = 35 \text{ кВАр}$ ;

Кількість конденсаторів, які розташовуються послідовно, визначається бажаним значенням рівня напруги:

$$n_{\text{посл7}} = \frac{\alpha \cdot U_{7\text{баж}}}{\sqrt{3} \cdot U_{0к}} = \frac{100\% \cdot 115,536}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,353 \approx 6 \text{ шт}$$

Фактична напруга однієї банки конденсатора складає:

$$U_{\phi} = \frac{U_{7\text{баж}}}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{115,536}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11,117 \text{ кВ}$$

Уточнююча величина потужності УППК, має значення:

$$Q_{\text{УППК7}}^{\text{уточ}} = \left(\frac{U_{0к}}{U_{\phi}}\right)^2 \cdot Q_{\text{УППК7}}^{\text{баж}} = \left(\frac{10,5}{11,117}\right)^2 \cdot 4,876 = 4,349 \text{ МВАр}$$

Кількість конденсаторів підключених паралельно, визначається реактивним струмом установки:

$$n_{\text{пар7}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{0к} \cdot Q_{\text{УППК7}}^{\text{уточ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{7\text{баж}} \cdot Q_{0к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,349}{\sqrt{3} \cdot 115,536 \cdot 35} = 6,52 \approx 7 \text{ шт}$$

Розрахунок встановленої потужності УППК матиме значення:

$$Q_{\text{УППК7}}^{\text{вст}} = 3 \cdot n_{\text{посл7}} \cdot n_{\text{пар7}} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 6 \cdot 7 \cdot 10^{-3} = 4,41 \text{ МВАр};$$

Реальна потужність УППК, розраховується за формулою:

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{УППК7}}^{\text{реал}} = \left(\frac{U_{\Phi}}{U_{\text{ок}}}\right)^2 \cdot Q_{\text{УППК7}}^{\text{вст}} = \left(\frac{11,117}{10,5}\right)^2 \cdot 4,41 = 3,934 \text{ МВАр}$$

Розрахуємо навантаження пункту №7 з додаванням УППК, отримане розв'язання матиме значення:

$$\dot{S}_{\text{п7}} = \dot{S}_{\text{зв7}} + jQ_{\text{УППК7}}^{\text{реал}} = (9,08 - j9,223) + j3,934 = 9,08 - j5,289 \text{ МВА};$$

Аналогічно до методу максимальних навантажень, зробимо розрахунок модуля напруги після встановлення УППК. Отримані дані внесено до табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Модулі напруги пунктів мережі після встановлення УППК

Пункт №	Модуль напруги пунктів, кВ
1	$115,894 \cdot e^{-j0,968}$
2	$116,444 \cdot e^{-j0,862}$
3	$116,187 \cdot e^{-j0,974}$
4	$117,558 \cdot e^{-j0,502}$
5	$116,298 \cdot e^{-j0,993}$
6	$117,314 \cdot e^{-j0,619}$
7	$115,444 \cdot e^{-j1,246}$
8	$115,295 \cdot e^{-j1,178}$

Після розрахунку всіх ітерацій можемо зробити висновки, що напруга пункту №7 має значення  $U_7 = 115,444$  кВ, і не досягає бажаного значення.

Проводимо вибір відгалуджень РПН і ПБЗ з встановленим УППК, аналогічно з розрахунками в методі максимальних навантажень, отримані значення вносимо в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій під час встановлення УПК на обох ділянках

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН $\dot{U}_{\text{зв\_снi}}, \text{кВ}$	Зведена напруга на шинах НН $\dot{U}_{\text{зв\_ннi}}, \text{кВ}$	$N_{\text{РПНi}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{ПБЗi}}^{\text{ст}}$	Дійсна напруга на шинах НН $U_{\text{ННi}}^{\text{дійсне}}, \text{кВ}$	Дійсна напруга на шинах СН $U_{\text{СНi}}^{\text{дійсне}}, \text{кВ}$
1	-	112,265-j5,706	1	-	10,564	-
2	-	109,644-j7,551	0	-	10,513	-
3	108,465-j9,206	106,091-j11,236	-2	-1	10,581	36,842
4	-	112,059-j6,502	1	-	10,549	-
5	108,678-j8,724	105,293-j11,298	-2	-1	10,503	36,902

					ДП1101.141.001.ПЗ		Арк.
							86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Продовження таблиці 2.13

6	113,347-j6,098	111,406-j7,744	1	-1	10,495	36,403
7	111,733-j8,082	108,858j10,331	0	-1	10,459	36,566
8	110,138-j7,902	108,135-j9,573	-1	-1	10,572	36,696

Потужність кінців та початків ділянок під час встановлення УППК, розрахунки результатів вносено до табл. 2.14.

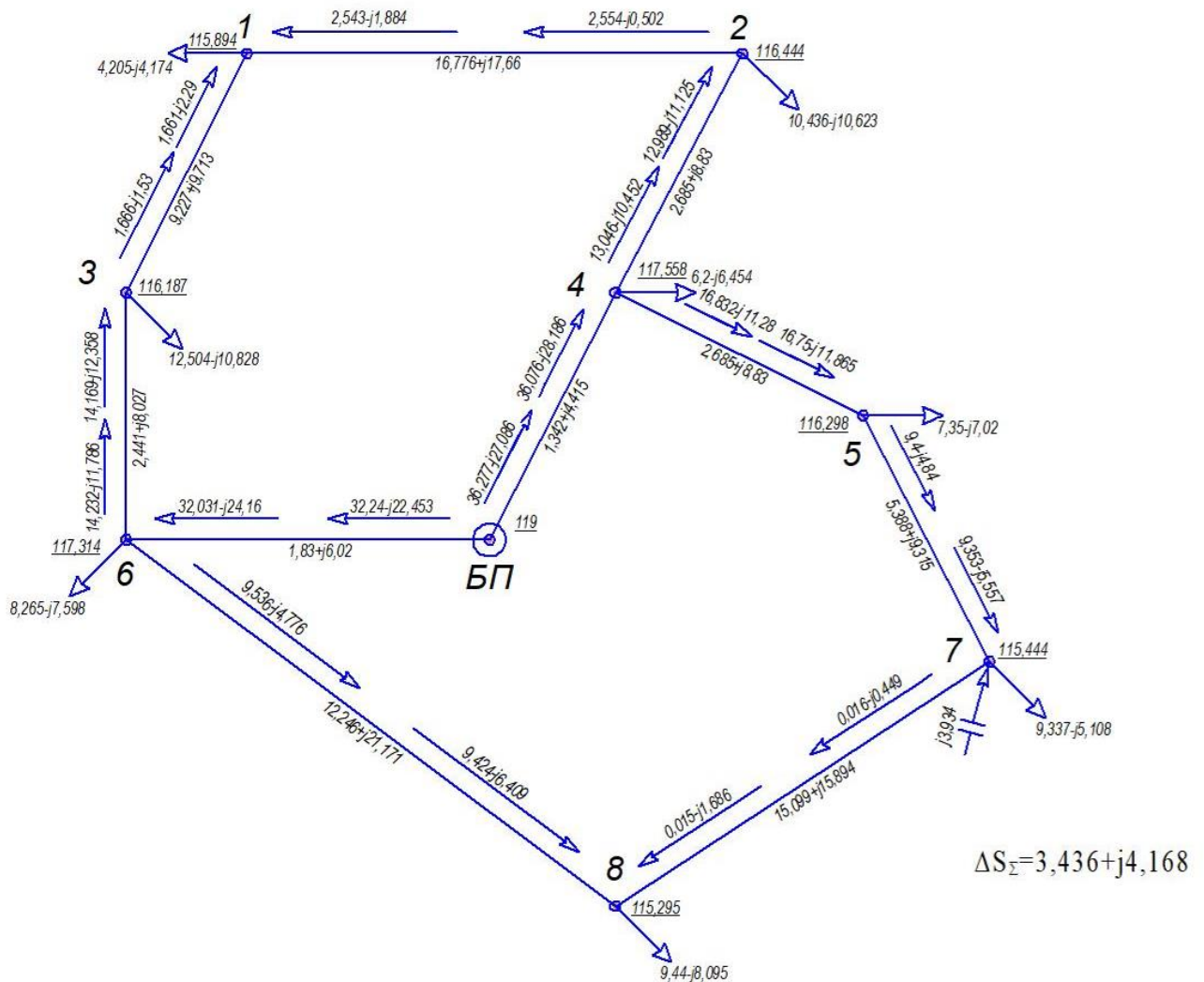
Таблиця 2.14 – Потужності кінців та початків ділянок під час встановлення УППК

Ділянка	Потужність, МВА	
	Початок	Кінець
0-6	Початок	32,24-j22,453
	Кінець	32,031-j24,16
	Різниця	0,209+j1,707
0-4	Початок	36,277-j27,086
	Кінець	36,076-j28,186
	Різниця	0,201+j1,1
6-3	Початок	14,232-j11,786
	Кінець	14,169-j12,358
	Різниця	0,063+j0,572
3-1	Початок	1,666-j1,53
	Кінець	1,661-j2,29
	Різниця	0,005+j0,76
2-1	Початок	2,554-j0,502
	Кінець	2,543-j1,884
	Різниця	0,012+j1,383
4-2	Початок	13,046-j10,452
	Кінець	12,989-j11,125
	Різниця	0,057+j0,674
4-5	Початок	16,832-j11,276
	Кінець	16,75-j11,865
	Різниця	0,082+j0,588
5-7	Початок	9,4-j4,84
	Кінець	9,353-j5,557
	Різниця	0,047+j0,716
7-8	Початок	0,016-j0,449
	Кінець	0,015-j1,686
	Різниця	0,001+j1,238
6-8	Початок	9,536-j4,776
	Кінець	9,424-j6,409
	Різниця	0,112+j1,633

Результати розрахунків навантаження пунктів мережі внесено в табл. 2.15.

Таблиця 2.10 – Потужності пунктів мережі під час встановлення УППК

Пункт №	Потужність пункту, МВА
1	4,205-j4,174
2	10,436-j10,623
3	12,504-j10,828
4	6,2-j6,454
5	7,351-j7,02
6	8,265-j7,598
7	9,337-j5,108
8	9,44-j8,095



Отримані значення розрахунків нанесено на рис. 2.3.

Рисунок 2.3 – Параметри режиму мережі, при встановленні УППК

## Висновки по розділу 2

Найменшим значенням напруги за максимальних навантажень мережі, характеризується пункт №7, для якого бажаний рівень напруги повинен бути більшим, за визначений на 0,55 кВ.

Застосування першого методу, а це підсилення ділянок мережі шляхом переведення ділянки 4-5 з одноланцюгового виконання в дволанцюгове, проводом марки АС-240/32 показало, що після виконання 4 ітерацій розрахунків, напруга пункту збільшилася до значення  $U_{7\text{ПІД}} = 115,502$  кВ, що є цілком задовільним, втрати потужності мережі склали  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{ПІД}} = 3,463 + j3,512$  МВА.

Наступний методом підвищення напруги пункту, було встановлення УПК, на ділянки 8-7 та 5-7, при чому при роботі УПК компенсації 100% індуктивного опору на обох ділянках мережі, було досягнуто значення напруги  $U_{7\text{УПК}} = 115,536$  кВ, втрати потужності склали  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{УПК}} = 3,473 + j2,554$  МВА. В даному методі було здобуто найбільший приріст напруги тому його можна вважати найбільш доцільним для застосування.

Встановлення УППК в пункті 7 не дало бажаного приросту напруги, але приріст напруги перевищив значення 0,55 кВ, в порівнянні з режимом максимального навантаження, відповідне значення напруги складає:

$U_{7\text{УППК}} = 115,444$ кВ, втрати потужності склали  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{УППК}} = 3,436 + j4,168$  МВА.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

При проектуванні дипломного проекту було виконано синтез 5-ти схем електричної мережі 110 кВ. По результатах аналізу отриманих даних за критерієм мінімальних довжин, раціональним для реалізації є два варіанти з найменшим значенням, а саме варіанти схеми II, та варіант схеми V.

При порівнянні техніко-економічного зіставлення цих схем, дисконтовані витрати для схеми №2 склали 1352502,53 тис.грн, а схеми №5 1578279,93 тис.грн, оскільки схема №2, має менші капіталовкладення на її будівництво, тому її обрано для подальшої розробки.

Розрахунок режиму максимального навантаження мережі показав, що втрати потужності в цьому режимі склали  $\Delta\dot{S}_{\Sigma M} = 3,691 + j2,557$  МВА, а розрахунок післяаварійного режиму роботи показав, що значення втрат потужності складають  $\Delta\dot{S}_{\Sigma PA} = 4,521 + j1,436$  МВА.

Рівні напруги пунктів мережі, та значення струмового навантаження ділянок, не перевищують допустимі норми.

Застосування різних методів для підвищення рівня напруги пункту з найменшим значенням в методі максимальних навантажень мережі, показало, що найбільш несприятливому стані є пункт №7. При переведенні ділянки 4-5 в дволанцюгове виконання рівень напруги збільшився до бажаної, та склав значення  $U_{7\text{ПД}} = 115,502$  кВ, що на 0,631 кВ, більше отриманого значення в режимі максимального навантаження. При цьому втрати потужності мережі мають значення  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{ПД}} = 3,463 + j3,512$  МВА.

Наступним кроком стало встановлення УПК, на ділянки 8-7 та 5-7, і за умови компенсації 100% індуктивного опору на обох ділянках мережі було досягнуто найвищого значення напруги  $U_{7\text{УПК}} = 115,536$  кВ, що на 0,665 кВ, більше отриманого значення в режимі максимального навантаження. Втрати потужності після встановлення УПК, мають значення  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{УПК}} = 3,473 + j2,554$  МВА.

Встановлення УПК показало, що при цьому не буде досягнуто бажаного приросту напруги, але в порівнянні з режимом максимального навантаження було

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



досягнуто приріст напруги на 0,573 кВ. При цьому значення напруги складає:  
 $U_{7\text{УПК}} = 115,444\text{кВ}$ , а втрати потужності склали  $\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{УПК}} = 3,436 + j4,168\text{ МВА}$ .

Таким чином найкращим варіантом оптимізації мережі буде встановлення  
УПК, на ділянки 8-7 та 5-7.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: НТУУ «КПІ», 2007.- 100 с.

2. Районні електричні мережі : Курсовий проект : навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.

3. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. Навчальний посібник з дисципліни для усіх форм навчання та студентів іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130 с.

4. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.

5. Правила улаштування електроустановок.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2017. – 617 с.

6. Електричні системи та мережі: Підручник / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN978-966-533-602-4.

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

**ДОДАТОК А**

**Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат**

					ДП1101.141.001.ПЗ	Арк.
						93
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1016359927

Дата перевірки:  
14.06.2024 16:26:44 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
14.06.2024 16:28:40 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: **Бондаренко Сергій Андрійович**

Кількість сторінок: 82 Кількість слів: 15793 Кількість символів: 93400 Розмір файлу: 2.61 MB ID файлу: 1016164633

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 6.82% Схожість

Найбільша схожість: 2.75% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015248005)

5.34% Джерела з Інтернету

79

Сторінка 84

6.38% Джерела з Бібліотеки

151

Сторінка 85

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0% Вилучень

Немає вилучених джерел

## Модифікації

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

Замінені символи

761

Підозріле форматування

33  
сторінки