

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.В.Кирик

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

**Дипломний проект**  
**на здобуття ступеня «бакалавр»**

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

на тему: «Розвиток районної електричної мережі та визначення місць  
пошкодження ліній електропередачі»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-г62-1  
(шифр групи)

Єрмоленко Анатолій Леонідович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник проекту: доктор технічних наук, професор Буткевич О.Ф  
(науковий ступінь та вчене звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Консультант \_\_\_\_\_

(назва розділу)

(посада, вчене звання, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

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

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж і систем

Освітній ступінь «Бакалавр»

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

Освітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

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

«\_\_\_\_\_» червня 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект студенту**

Єрмоленку Анатолію Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Розвиток районної електричної мережі та визначення місць пошкодження ліній електропередачі»

керівник проекту Буткевич Олександр Федотович, доктор технічних наук, професор

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.

2. Термін подання студентом проекту - 11 червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту наведено в додатку до завдання на дипломний проект.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

1) Синтезувати 5 двоконтурних схем електричної мережі.

2) Вибрати кількість, типи і потужності трансформаторів на підстанціях.

- 3) Попередньо визначити потокорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).
- 4) Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі.
- 5) Розрахувати параметри заступної Z-схеми електричної мережі.
- 6) Розрахувати режими електричної мережі - максимальних навантажень та післяаварійного.
- 7) Вибрати регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень та післяаварійного.
- 8) Проаналізувати методи та засоби визначення місць пошкодження ліній електропередачі.

5. Перелік графічного матеріалу (3 аркуша формату А1):

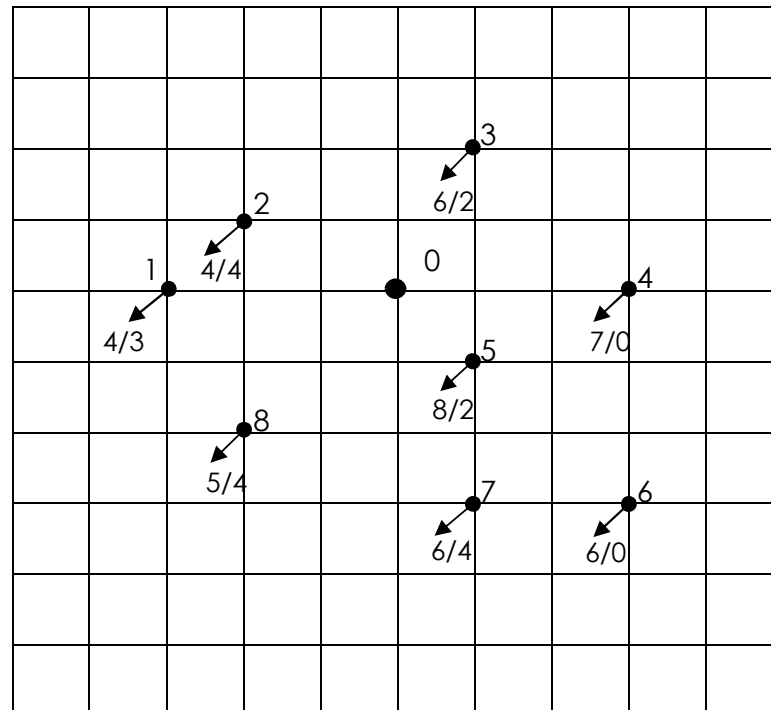
- 1) Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
- 2) Принципова та розрахункова схеми РЕМ, режими максимальних навантажень та післяаварійний.
- 3) Визначення місць пошкодження ліній електропередачі.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «06» квітня 2020 року.

**Додаток до завдання на дипломний проект**  
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")  
**Розвиток районної електричної мережі та визначення місць пошкодження ліній**  
**електропередачі**  
Ситуаційний план (масштаб 1 см : 10 км)



**Вихідні дані до дипломного проекту:**

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$ .  $\cos \varphi_{сн} = 0,84$ .  $T_{max} = 4200$  [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{гран} = 4500$  [МВт·км],

**Примітки:**

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження (МВт):  
числитель – навантаження на стороні С.Н.;  
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез чотирьох-п'яти різних двоконтурних схем мережі.

Завдання  
видане

Дата 06.04.2020.

Підпис викладача \_\_\_\_\_

### Календарний план

| №<br>з/<br>п | Назва етапів виконання<br>дипломного проекту                        | Строк<br>виконання<br>етапів проекту | Примітка |
|--------------|---------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------|
| 1            | Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі             | 06.04.-12.04.                        | виконав  |
| 2            | Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі               | 13.04.-04.05.                        | виконав  |
| 3            | Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів. | 05.05.-12.05.                        | виконав  |
| 4            | Визначення місць пошкодження ліній електропередачі.                 | 13.05.-24.05.                        | виконав  |
| 5            | Оформлення пояснювальної записки.                                   | 25.05.-31.05.                        | виконав  |
| 6            | Підготовка креслень.                                                | 01.06.-06.06.                        | виконав  |
| 7            | Надання дипломного проекту на перевірку.                            | 07.06.2020.                          | виконав  |
| 8            | Подання дипломного проекту до захисту.                              | 11.06.2020.                          |          |

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

А.Л. Єрмоленко

Керівник проекту

\_\_\_\_\_

(підпис)

О.Ф. Буткевич

# **Пояснювальна записка**

**до дипломного проекту**

на тему: «Розвиток районної електричної мережі та визначення місць  
пошкодження ліній електропередачі»

Київ – 2020 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

| № | Формат | Позначення           | Найменування                                                                  | Кількість<br>лістів | Примітка |
|---|--------|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------|
| 1 | A4     |                      | Завдання на дипломний проект (разом з додатком)                               | 4                   |          |
| 2 | A4     | ДП6204.141.002 ПЗ    | Пояснювальна записка                                                          | 112                 |          |
| 3 | A1     | ДП6204.141.01.002 ТК | Вибір оптимальної конфігурації районної електричної мережі.                   | 1                   |          |
| 4 | A1     | ДП6204.141.02.002 ТК | Принципова та розрахункова схеми і режими роботи районної електричної мережі. | 1                   |          |
| 5 | A1     | ДП6204.141.03.002 ТК | Визначення місць пошкодження ліній електропередачі.                           | 1                   |          |

|           |      |                |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    |      |         |  |
|-----------|------|----------------|--------|------|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|----------------------------------------------------|------|---------|--|
|           |      |                |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ                                                                          |  |  |  |                                                    |      |         |  |
|           |      |                |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.       | Підпис | Дата | Розвиток районної електричної мережі та визначення місць пошкодження ліній електропередачі |  |  |  | Лім.                                               | Арк. | Акрушів |  |
| Розробив  |      | Єрмоленко А.Л. |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    |      |         |  |
| Перевірів |      | Буткевич О.Ф.  |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    | 7    | 112     |  |
|           |      |                |        |      |                                                                                            |  |  |  | НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-г62-1 |      |         |  |
| Н. Контр. |      | Буткевич О.Ф.  |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    |      |         |  |
| Затвердив |      | Кирик В.В.     |        |      |                                                                                            |  |  |  |                                                    |      |         |  |

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект: 112 сторінок, 34 рисунки, 43 таблиці, 7 джерел.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНИЙ РЕЖИМ, ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 112 сторінках формату А4, до неї входить 43 таблиці, 34 рисунки та 7 бібліографічних посилань на джерела інформації.

Графічна частина містить креслення і складається із трьох аркушів формату А1.

Метою виконання дипломного проекту є розвиток районної електричної мережі та визначення місць пошкодження ліній електропередачі.

У першому розділі синтезовано п'ять варіантів конфігурації електричної мережі і внаслідок техніко-економічного порівняння варіантів визначено оптимальний. Вибрано трансформатори на підстанціях та перерізи дротів ліній електропередачі. Розраховано режим максимальних навантажень та післяаварійний режим електричної мережі. Вибрано регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів. У другому розділі виконано аналіз особливостей застосування методів та засобів, що використовуються для визначення місць пошкодження ліній електропередачі.

Публікації за темою дипломного проекту:

Єрмоленко А.Л. Сучасні засоби визначення місць пошкодження повітряних ліній електричних мереж // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». - 2020. – С. 168-171.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 8    |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |



## ABSTRACT

### DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, POWER TRANSFORMER, ELECTRICITY TRANSMISSION LINE, ELECTRICAL MODE, DETERMINATION OF THE PLACE OF DAMAGE OF LINE

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 112 A4 pages, it includes 43 tables, 34 figures and 7 bibliographic references to sources of information.

The graphic part contains drawings and consists of three sheets of A1 format. The purpose of the diploma project is to develop the district power grid and determine the location of damage to power lines.

The first section synthesizes five options for the configuration of the electrical network and determines the optimal one. Transformers at substations and wire cross sections of power lines are selected. The mode of maximum loads and the post-emergency mode of the electric network are calculated. The control branches of on-load tap-changers and PBZ of power transformers are selected. The second section analyzes the peculiarities of the application of methods and tools used to determine the location of damage to power lines.

Publications on the topic of the diploma project:

1. Ermolenko A.L. Modern means of determining the location of damage to overhead lines of electrical networks // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students " Modern problems of electrical engineering and automation". - 2020. - p. 168-171.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 9    |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

## Зміст

|                                                                                                                                                  |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Перелік скорочень .....                                                                                                                          | 12 |
| ВСТУП.....                                                                                                                                       | 13 |
| 1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 кВ .....                                                                                                | 14 |
| 1.1 Вибір конфігурації схеми районної електричної мережі .....                                                                                   | 14 |
| 1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на.....                                                                                   | 20 |
| електричних підстанціях.....                                                                                                                     | 20 |
| 1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій .....                                                                          | 22 |
| мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі) .....                                                                                    | 22 |
| 1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів на ділянках електричної мережі.....                                                                     | 26 |
| 1.5 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів .....                                                                               | 34 |
| 1.6 Перевірка обраних перерізів проводів .....                                                                                                   | 36 |
| 1.7 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі роботи ...                                                                     | 38 |
| 1.8 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі .....                                                                             | 41 |
| 1.8.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів.....                                                                         | 43 |
| 1.8.2 Розрахунок значень зведених навантажень та еквівалентних поперечних<br>провідностей усіх пунктів мережі .....                              | 46 |
| 1.9 Розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі.....                                                                           | 49 |
| 1.9.1 Розрахунок основного поточкорозподілу .....                                                                                                | 49 |
| 1.9.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень електричної<br>мережі .....                                                         | 53 |
| 1.9.2.1 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових<br>трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних<br>навантажень..... | 64 |
| 1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі .....                                                                           | 67 |
| 1.10.1 Розрахунок основного поточкорозподілу .....                                                                                               | 67 |
| 1.10.2 Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної<br>мережі... ..                                                          | 70 |
| 1.10.3 Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ силових трансформаторів<br>для післяаварійного режиму .....                                     | 81 |
| Висновки до розділу 1 .....                                                                                                                      | 82 |
| 2 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ....                                                                                         | 83 |
| 2.1 Методи визначення місць пошкодження ліній електропередачі: особливості<br>та характеристики .....                                            | 83 |
| 2.1.1 Топографічні методи .....                                                                                                                  | 84 |

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 10   |

|                                                                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.1.2 Дистанційні методи.....                                                                                                   | 85  |
| 2.2 Методи та засоби визначення місць пошкодження в кабельних електромережах.....                                               | 87  |
| 2.3 Визначення місць пошкодження повітряних ліній .....<br>напругою 6-35 кВ .....                                               | 92  |
| 2.3.1 Низькочастотні методи визначення місць пошкодження за параметрами аварійного режиму при односторонньому вимірюванні ..... | 93  |
| 2.3.2 Методи одностороннього виміру .....                                                                                       | 93  |
| 2.3.3 Метод дистанційного одностороннього вимірювання .....                                                                     | 94  |
| 2.3.4 Метод вимірювання реактансу .....                                                                                         | 96  |
| 2.3.5 Визначення місця пошкодження за балансом потужностей.....                                                                 | 97  |
| 2.4 Визначення місця пошкодження на ПЛ 110-750 кВ.....                                                                          | 98  |
| 2.4.1 Двосторонні вимірювання параметрів аварійного режиму .....                                                                | 103 |
| 2.6.1 Особливості двостороннього вимірювання параметрів аварійного режиму.....                                                  | 106 |
| Висновки до розділу 2 .....                                                                                                     | 110 |
| Висновки.....                                                                                                                   | 111 |
| Перелік посилань .....                                                                                                          | 112 |
| Додаток А. Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату .....                                               | 112 |

## Перелік скорочень

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення  
ВМП – визначення місця пошкодження  
ВН – висока напруга  
ЕЕС – електроенергетична система  
ЕМ – електрична мережа  
ІДК – інформаційно-діагностуючий комплекс  
КЗ – коротке замикання  
КЛ – кабельна лінія  
ЛЕП – лінія електропередачі  
НН – низька напруга  
ОЕС - об'єднана енергетична система  
ПАР – параметри аварійного режиму  
ПЛ – повітряна лінія  
РЕМ – районна електрична мережа  
РПН – регулювання під навантаженням  
СН – середня напруга  
СРНС - супутникова радіонавігаційна система  
ТН – трансформатор напруги  
ТС – трансформатор струму  
ШНМ – штучна нейронна мережа

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 12   |

## ВСТУП

Районна електрична мережа – електрична мережа напругою 110 кВ та вище, яка об'єднує в своєму складі електричні станції та знижувальні підстанції при цьому охоплюючи значну територію енергопостачання.

В дипломному проекті виконується підготовка оптимального варіанту схеми з п'яти, шляхом техніко-економічного порівняння. Наступним етапом проекту є перевірка обраних перерізів проводів за допустимим струмом навантаження. Після чого виконується розрахунок максимального та післяаварійного режиму навантаження електричної мережі. Наступним кроком є визначення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів на вузлових підстанціях для максимального і післяаварійного режиму.

Визначення місць пошкодження ліній електропередачі є важливим завданням електроенергетичної галузі, оскільки від часу усунення пошкоджень залежатимуть обсяги недовідпуску електроенергії та матеріальні збитки, обумовлені аварійним знеструмленням споживачів, не кажучи вже про додаткові транспортні витрати (насамперед пального) оперативно-виїзних бригад, обумовлені пошуком місця аварійного пошкодження, «незручності» в соціальній сфері та інше.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 13   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

# 1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 кВ

## 1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі

Вибір конфігурації електричної мережі залежить від взаємного розташування джерел енергії та приймаючих підстанцій, причому поєднання споживачів з шинами джерел живлення може здійснюватися різними варіантами взаємного з'єднання ліній електропередач. Метою проектування системи електропостачання є вибір найоптимальнішої конфігурації електричної мережі, яка буде задовольнятися техніко-економічними показниками.

Вибір конфігурації електричної мережі будемо виконувати згідно рекомендацій з перевіркою допустимості моментів потужностей:  $M = P \cdot l$ .

Визначимо сумарне активне навантаження у кожному пункті:

$$P_1 = P_{CH_1} + P_{HH_1} = 4 + 3 = 7 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{CH_2} + P_{HH_2} = 4 + 4 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_{CH_3} + P_{HH_3} = 6 + 2 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_4 = P_{CH_4} + P_{HH_4} = 7 + 0 = 7 \text{ МВт};$$

$$P_5 = P_{CH_5} + P_{HH_5} = 8 + 2 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_6 = P_{CH_6} + P_{HH_6} = 6 + 0 = 6 \text{ МВт};$$

$$P_7 = P_{CH_7} + P_{HH_7} = 6 + 4 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_8 = P_{CH_8} + P_{HH_8} = 5 + 4 = 9 \text{ МВт}.$$

Відповідно до завдання та ситуаційного плану, виконаємо синтез 5 варіантів конфігурації електричної мережі і оберемо варіант, який буде задовольняти зазначеним вимогам, а саме найменшими довжинами ліній та моментами потужностей. Граничний момент потужності не повинен перевищувати 4500 МВт·км.

Виконаємо розрахунок варіанту № 1 конфігурації схеми РЕМ рис. 1.1.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 14   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |



Розрахуємо моменти потужностей для другого контуру (0-3-4-5-6-7-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{(0345670)} = P_7 \cdot l_{07} + P_6 \cdot (l_{07} + l_{67}) + P_5 \cdot (l_{07} + l_{67} + l_{56}) + \\ + P_4 \cdot (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) + P_3 \cdot (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45} + l_{34}) = 10 \cdot 32 + \\ + 6 \cdot (32 + 20) + 10 \cdot (32 + 20 + 28) + 7 \cdot (32 + 20 + 28 + 22) + 8 \cdot (32 + 20 + \\ + 28 + 22 + 29) = 3194 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Найбільший момент потужності першого варіанту  $M_{(0345670)}$  не перевищує граничний ( $3194 \text{ MBt} \cdot \text{км} < 4500 \text{ MBt} \cdot \text{км}$ ).

Розрахуємо сумарну довжину ліній:

$$l_{\Sigma} = l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} + l_{78} + l_{18} + l_{12} + l_{02} = 21 + 29 + 22 + 28 + \\ + 20 + 32 + 32 + 22 + 14 + 22 = 242 \text{ км}$$

Виконаємо розрахунок для інших варіантів схем:

Варіант № 2 схеми зображено на рис. 1.2.

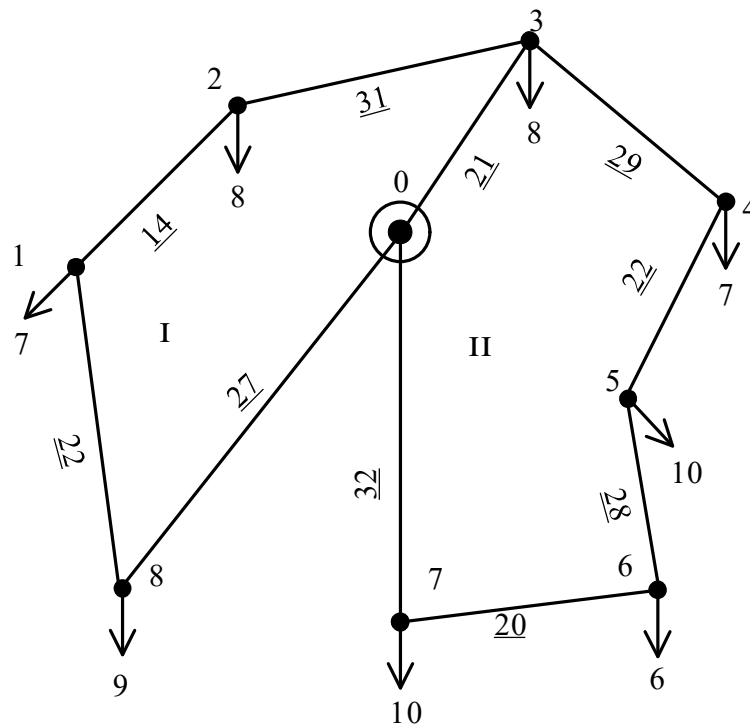


Рисунок 1.2 – Варіант № 2 конфігурації схеми РЕМ

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 16   |



Моменти потужностей другого варіанту схеми наведено у табл. 1.1

Таблиця 1.1 - Моменти потужностей для другого варіанту схеми

| Контур | Напрямок                   | Моменти<br>потужностей,<br><i>МВт·км</i> |
|--------|----------------------------|------------------------------------------|
| I      | За годинниковою стрілкою   | 1842                                     |
|        | Проти годинникової стрілки | 2038                                     |
| II     | За годинниковою стрілкою   | 3038                                     |
|        | Проти годинникової стрілки | 3063                                     |

Розрахуємо сумарну довжину ліній:

$$l_{\Sigma} = l_{08} + l_{18} + l_{12} + l_{23} + l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} = 27 + 22 + 14 + 31 + 21 + 29 + 22 + 28 + 20 + 32 = 246 \text{ км}$$

Варіант № 3 схеми зображено на рис. 1.3.

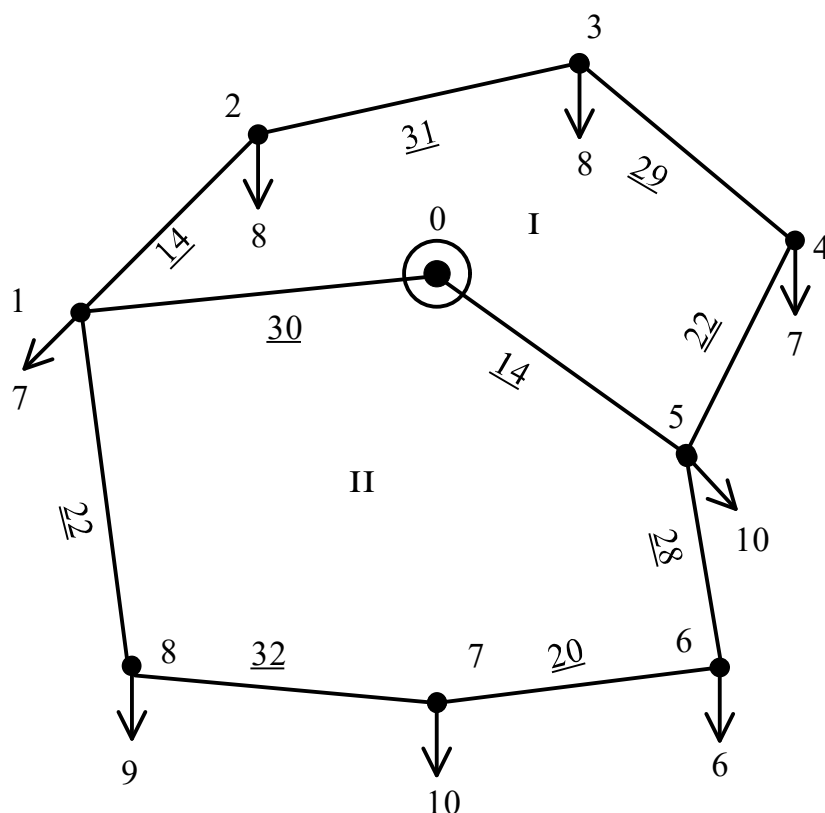


Рисунок 1.3 – Варіант № 3 конфігурації схеми РЕМ

Моменти потужностей третього варіанту схеми наведено у табл. 1.2

Таблиця 1.2 - Моменти потужностей для третього варіанту схеми

| Контур | Напрямок                   | Моменти<br>потужностей,<br><i>МВт · км</i> |
|--------|----------------------------|--------------------------------------------|
| I      | За годинниковою стрілкою   | 3414                                       |
|        | Проти годинникової стрілки | 2450                                       |
| II     | За годинниковою стрілкою   | 2670                                       |
|        | Проти годинникової стрілки | 3462                                       |

Розрахуємо сумарну довжину ліній:

$$l_{\Sigma} = l_{12} + l_{01} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{05} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{18} = 14 + 30 + 31 + 29 + 22 + 14 + 28 + 20 + 32 + 22 = 242 \text{ км}$$

Варіант № 4 схеми зображено на рис. 1.4.

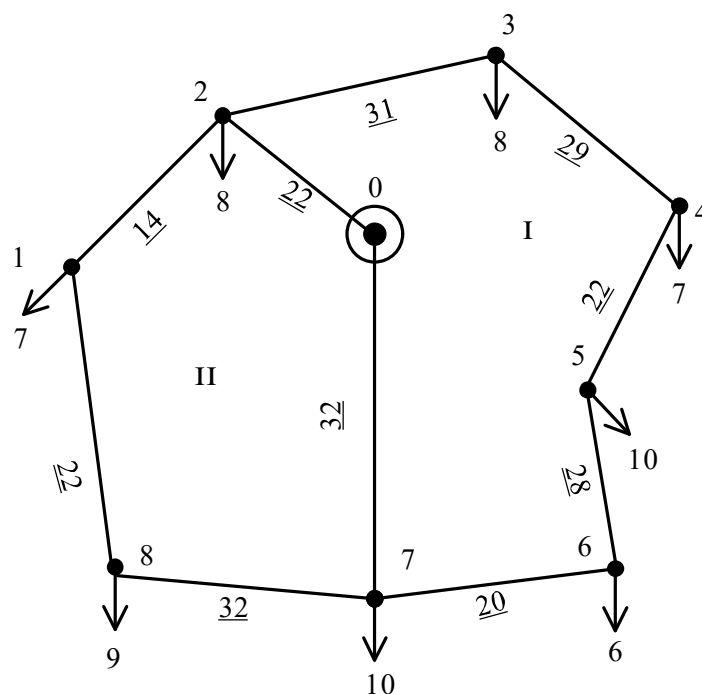


Рисунок 1.4 – Варіант № 4 конфігурації схеми РЕМ

Моменти потужностей четвертого варіанту схеми наведено у табл. 1.3

Таблиця 1.3 - Моменти потужностей для четвертого варіанту схеми

| Контур | Напрямок                   | Моменти потужностей, $МВт \cdot км$ |
|--------|----------------------------|-------------------------------------|
| I      | За годинниковою стрілкою   | 2298                                |
|        | Проти годинникової стрілки | 1850                                |
| II     | За годинниковою стрілкою   | 4116                                |
|        | Проти годинникової стрілки | 4490                                |

Розрахуємо сумарну довжину ліній:

$$l_{\Sigma} = l_{23} + l_{02} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} + l_{78} + l_{18} + l_{12} = 31 + 22 + 29 + 22 + 28 + 20 + 32 + 32 + 22 + 14 = 252 км$$

Варіант № 5 схеми зображено на рис. 1.5.

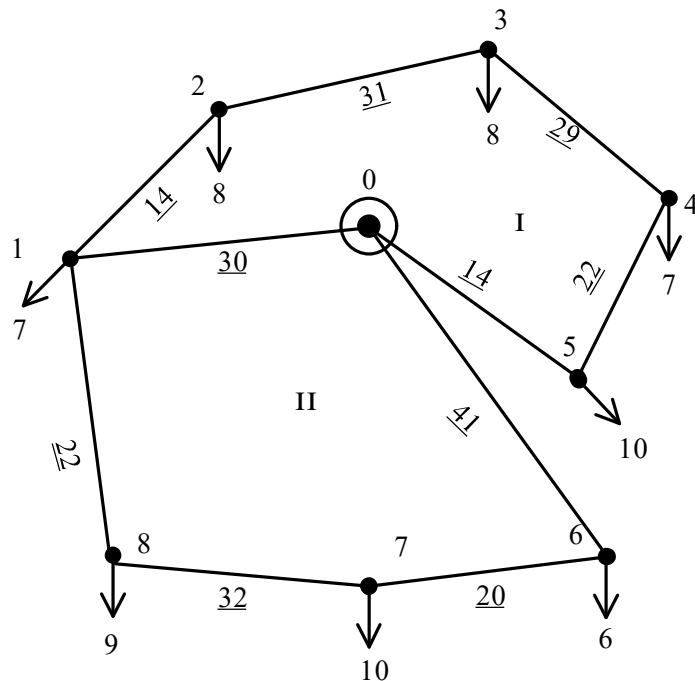


Рисунок 1.5 – Варіант № 5 конфігурації схеми РЕМ

Моменти потужностей п'ятого варіанту схеми наведено у табл. 1.4

Таблиця 1.4 - Моменти потужностей для п'ятого варіанту схеми

| Контур | Напрямок                   | Моменти потужностей, $МВт \cdot км$ |
|--------|----------------------------|-------------------------------------|
| I      | За годинниковою стрілкою   | 3414                                |
|        | Проти годинникової стрілки | 2450                                |
| II     | За годинниковою стрілкою   | 2810                                |
|        | Проти годинникової стрілки | 2142                                |

Розрахуємо сумарну довжину ліній:

$$l_{\Sigma} = l_{12} + l_{01} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{05} + l_{06} + l_{67} + l_{78} + l_{18} = 14 + 30 + 31 + 29 + 22 + 14 + 41 + 20 + 32 + 22 = 255 км$$

Провівши аналіз отриманих даних можна зробити висновок, що 4 варіант не приймається до розгляду так як максимальний момент наближається до  $4500 МВт \cdot км$ . Третій та п'ятий варіант також не підходять бо їх значення моментів в порівнянні з першим та другим варіантів значно більші. Для подальшого розгляду обираємо перший та другий варіант так як ці варіанти мають найменші значення моментів та довжин.

## 1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на електричних підстанціях

За умовами надійності та забезпеченням необхідного рівня напруги категорій споживачів, які під'єднані до підстанцій електричної мережі в кожному пункті мережі необхідно встановити на підстанції по два трансформатори. Задані навантаження пунктів вказують на необхідність встановлення 6 триобмоткових силових трансформаторів 110/35/10 кВ та двох

двообмоткових силових трансформаторів 110/35 кВ.

Виконаємо розрахунок повних потужностей навантажень. Для цього визначимо значення величин  $\varphi_{CH}$  та  $\varphi_{HH}$ .

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,85) = 31,78^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ$$

де  $\cos(\varphi)$  - коефіцієнт потужності на стороні СН та НН.

На підстанції, розміщеної в першому пункті, реактивна потужність споживання на сторонах СН та НН становить:

$$Q_{CH} = -P_{CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(31,78^\circ) = -2,47 \text{ MВАр};$$

$$Q_{HH} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -3 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -1,93 \text{ MВАр}.$$

Сумарне навантаження і модуль сумарного навантаження понижуючої споживчої підстанції, розташованої в пункті 1, складає:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\max 1} &= P_{CH1} + P_{HH1} + j \cdot (Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 4 + 3 + j \cdot (-2,47 - 1,93) = \\ &= 7 - j \cdot 4,41 \text{ MВА} \end{aligned}$$

$$|\dot{S}_{\max 1}| = |7 - j \cdot 4,41| = 8,27 \text{ MВА}$$

Значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot |\dot{S}_{\max 1}| = 0,7 \cdot 8,27 = 5,79 \text{ MВА}$$

Виходячи з довідкових даних обираємо два триобмоткові трансформатори типу ТДТН-6300/110.

Розрахунки для інших пунктів виконуються аналогічно, результати розрахунків наведено в табл. 1.5. Результати вибору трансформаторів наведено в табл. 1.6.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 21   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку потужності підстанцій електричної мережі для вибору трансформаторів

| № пункту | Активні потужності<br>$P, MВт$ |    | Реактивні потужності<br>$Q, МВАр$ |       | Повна потужність<br>$\dot{S}_{max}, MVA$ | Модуль повної потужності<br>$S_{max}, MVA$ |
|----------|--------------------------------|----|-----------------------------------|-------|------------------------------------------|--------------------------------------------|
|          | СН                             | НН | СН                                | НН    |                                          |                                            |
| 1        | 4                              | 3  | -2,47                             | -1,93 | 7-j4.417                                 | 8.27                                       |
| 2        | 4                              | 4  | -2,47                             | -2,58 | 8-j5.063                                 | 9.46                                       |
| 3        | 6                              | 2  | -3,71                             | -1,29 | 8-j5.01                                  | 9.43                                       |
| 4        | 7                              | 0  | -4,33                             | 0     | 7-j4.338                                 | 8.23                                       |
| 5        | 8                              | 2  | -4,95                             | -1,29 | 10-j6.25                                 | 11.79                                      |
| 6        | 6                              | 0  | -3,71                             | 0     | 6-j3.718                                 | 7.05                                       |
| 7        | 6                              | 4  | -3,71                             | -2,58 | 10-j6.302                                | 11.82                                      |
| 8        | 5                              | 4  | -3,09                             | -2,58 | 9-j5.682                                 | 10.64                                      |

Таблиця 1.6 – Результати вибору силових трансформаторів в пунктах районної електричної мережі

| № пункту | Модуль повної потужності<br>$S_{max}, MVA$ | Розрахункова номінальна потужність<br>$S_m, MVA$ | Кількість обмоток | Кількість і тип трансформаторів |
|----------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------|---------------------------------|
| 1        | 8,27                                       | 5,79                                             | 3                 | 2хТДТН-6300/110                 |
| 2        | 9,46                                       | 6,62                                             | 3                 | 2хТДТН-10000/110                |
| 3        | 9,43                                       | 6,60                                             | 3                 | 2хТДТН-10000/110                |
| 4        | 8,23                                       | 5,74                                             | 2                 | 2хТДН-6300/110                  |
| 5        | 11,79                                      | 8,22                                             | 3                 | 2хТДН-10000/110                 |
| 6        | 7,05                                       | 4,94                                             | 2                 | 2хТДН-6300/110                  |
| 7        | 11,82                                      | 8,27                                             | 3                 | 2хТДТН-10000/110                |
| 8        | 10,64                                      | 7,45                                             | 3                 | 2хТДТН-10000/110                |

### 1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Виконаємо розрахунок L-схеми методом контурних рівнянь.  
Здійснимо вибір контурів та перемичок у схеми мережі рис 1.6.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 22   |

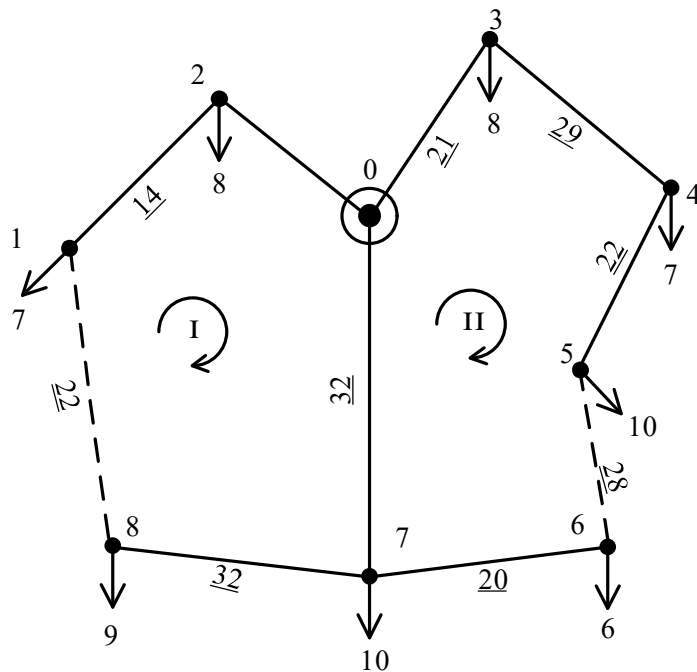


Рисунок 1.6 – Вибір контурів і перемичок у першому варіанті схеми електричної мережі

1. Для умовно розімкненій схеми потокорозподіл потужностей складає:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{\max 1} = 7 - j \cdot 4,41 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{12} = 8 - j \cdot 5,06 + 7 - j \cdot 4,41 = 15 - j9,48 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{\max 6} = 6 - j \cdot 3,71 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{78} = \dot{S}_{\max 8} = 9 - j \cdot 5,68 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} &= \dot{S}_{78} + \dot{S}_{67} + \dot{S}_{\max 7} = 9 - j \cdot 5,68 + 6 - j \cdot 3,71 + 10 - j \cdot 6,30 = \\ &= 25 - j \cdot 15,70 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{\max 5} = 10 - j \cdot 6,25 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{45} = 7 - j \cdot 4,33 + 10 - j \cdot 6,25 = 25 - j \cdot 15,59 \text{ MBA}.$$

2. Складемо систему контурних рівнянь

$$\begin{cases} \dot{S}_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{78} \cdot L_{78} - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{12} \cdot L_{12} = -\dot{S}_{k1} \cdot (L_{02} + L_{12} + L_{18} + L_{78} + L_{07}) + \\ + \dot{S}_{k2} \cdot (L_{07}) \\ \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{45} \cdot L_{45} - \dot{S}_{67} \cdot L_{67} = -\dot{S}_{k2} \cdot (L_{03} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + \\ + L_{07}) + \dot{S}_{k1} \cdot (L_{07}) \end{cases}$$

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

$$\dot{S}_I = -6,30 + j \cdot 3,94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -3,42 + j \cdot 2,11 \text{ МВА}.$$

3. Знаходимо значення потоків потужностей окремими ділянками схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{07} &= \dot{S}_{07} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = (25 - j \cdot 15,70) + (-6,30 + j \cdot 3,94) - (-3,42 + j \cdot 2,11) = \\ &= 22,11 - j \cdot 13,87 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}'_{02} = \dot{S}_{02} - \dot{S}_I = (15 - j \cdot 9,48) - (-6,30 + j \cdot 3,94) = 21,30 - j \cdot 13,42 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{12} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_I = (7 - j \cdot 4,41) - (-6,30 + j \cdot 3,94) = 13,30 - j \cdot 8,36 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{78} = \dot{S}_{78} + \dot{S}_I = (9 - j \cdot 5,68) + (-6,30 + j \cdot 3,94) = 2,69 - j \cdot 1,73 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{03} = \dot{S}_{03} + \dot{S}_{II} = (25 - j \cdot 15,59) + (-3,42 + j \cdot 2,11) = 21,58 - j \cdot 13,48 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{34} = \dot{S}_{34} + \dot{S}_{II} = (17 - j \cdot 10,58) + (-3,42 + j \cdot 2,11) = 13,58 - j \cdot 8,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{45} = \dot{S}_{45} + \dot{S}_{II} = (10 - j \cdot 6,25) + (-3,42 + j \cdot 2,11) = 6,58 - j \cdot 4,13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{67} = \dot{S}_{67} - \dot{S}_{II} = (6 - j \cdot 3,71) - (-3,42 + j \cdot 2,11) = 9,42 - j \cdot 5,83 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{56} = \dot{S}_{II} = -3,42 + j \cdot 2,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}'_{18} = \dot{S}_I = -6,30 + j \cdot 3,94 \text{ МВА}.$$

4. Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у першому варіанті схеми електричної мережі:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}'_{78} \cdot L_{78} - \dot{S}'_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}'_{02} \cdot L_{02} + \dot{S}'_{18} \cdot L_{18} &= (22,11 - j \cdot 13,87) \cdot 32 + \\ &+ (2,69 - j \cdot 1,73) \cdot 32 - (13,30 - j \cdot 8,36) \cdot 14 - (21,30 - j \cdot 13,42) \cdot 22 + \\ &+ (-6,30 + j \cdot 3,94) \cdot 22 = 0 \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}'_{34} \cdot L_{34} + \dot{S}'_{45} \cdot L_{45} - \dot{S}'_{67} \cdot L_{67} - \dot{S}'_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}'_{56} \cdot L_{56} &= \\ &= (21,58 - j \cdot 13,48) \cdot 21 + (13,58 - j \cdot 8,47) \cdot 29 + (6,58 - j \cdot 4,13) \cdot 22 - \\ &- (9,42 - j \cdot 5,83) \cdot 20 - (22,11 - j \cdot 13,87) \cdot 32 + (-3,42 + j \cdot 2,11) \cdot 38 = 0 \end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 24   |



Отже, потокорозподіл потужностей у L-схемі районної електричної мережі знайдено вірно. Потокорозподіл потужностей L-схеми мережі для нормального режиму її роботи представлено на рис. 1.7.

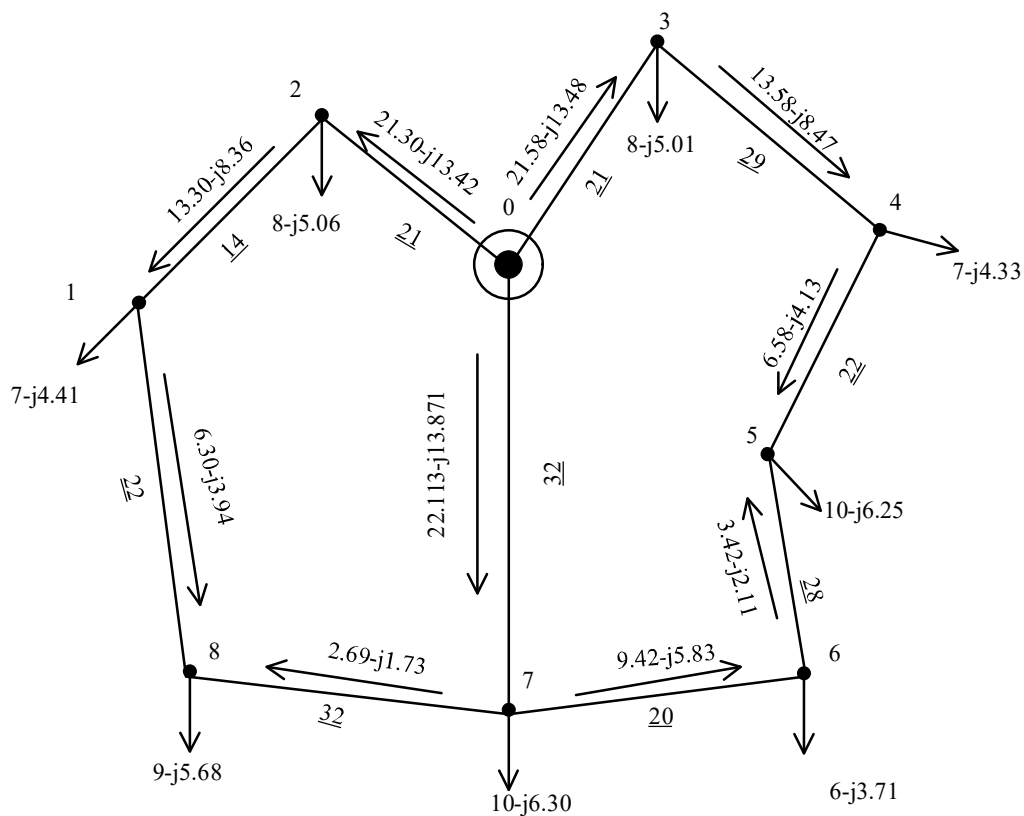


Рисунок 1.7 – Потокорозподіл потужностей у L-схемі для першого варіанту схеми електричної мережі

Розрахунок для 2-го варіанту схеми виконаємо аналогічно першому варіанту. Результат розрахунку показано на рис. 1.8.

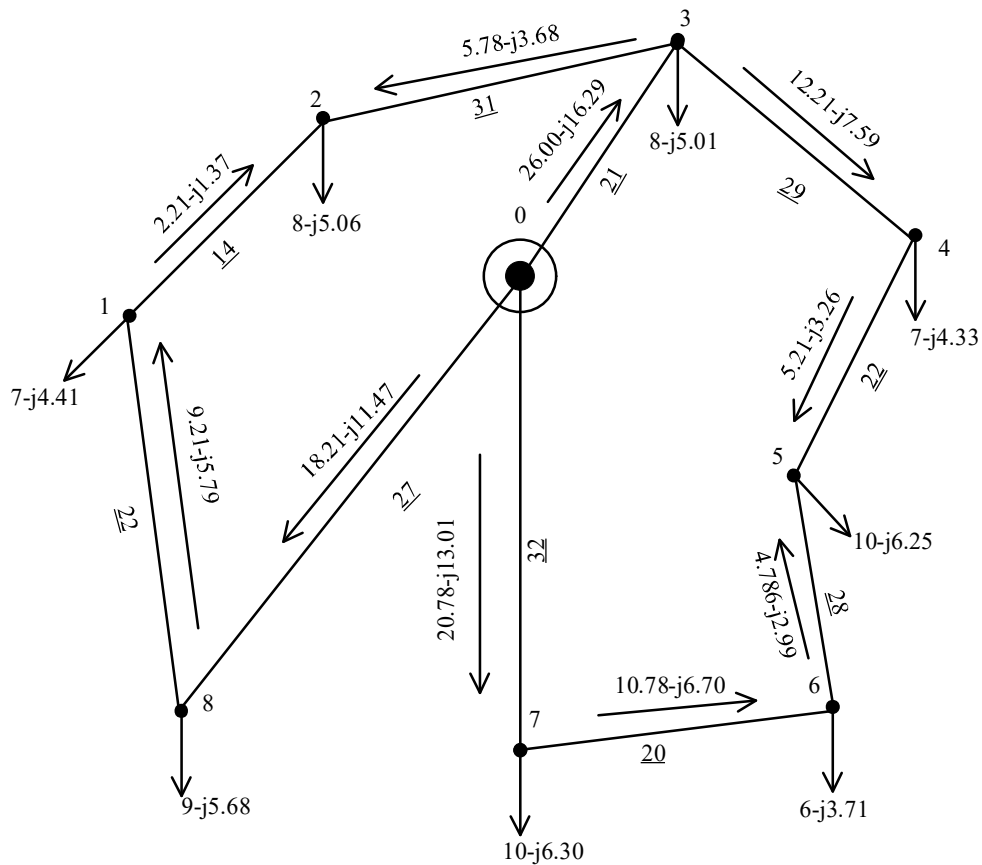


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для другого варіанту схеми електричної мережі

#### 1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів на ділянках районної електричної мережі

Виконаємо розрахунок струмового навантаження для ділянок районної електричної мережі для першого варіанту схеми. Для ділянки 0-2 струмове навантаження становить:

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{21,30^2 + (-13,42)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 132,18 \text{ A}$$

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-2 складе:

$$F_{онт02} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{02})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{нум.зм.110} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (132,18)^2 \cdot 28,5 \cdot 2592,36 \cdot 150 \cdot 10^{-5}}{2450,7 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 145,48 \text{ мм}^2$$

де

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4200 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 =$$

$$= 2592,39 \text{ год / рік}$$

Аналогічно розрахуємо струмове навантаження та оптимальні перерізи ділянок. Результати розрахунків наведено в табл. 1.7

Таблиця 1.7 – Значення струмів та оптимального перерізу проводів ділянок районної електричної мережі для 1-го варіанту схеми електричної мережі

| Ділянка | Активна<br>потужність<br>$P, \text{МВт}$ | Реактивна<br>потужність<br>$Q, \text{МВАр}$ | Струмове<br>навантаження<br>$I, \text{А}$ | Оптимальний<br>переріз проводу<br>$F_{онт}, \text{мм}^2$ |
|---------|------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 0-2     | 21,30                                    | -j13.42                                     | 132,18                                    | 145,48                                                   |
| 1-2     | 13,30                                    | -j8.36                                      | 82,49                                     | 90,79                                                    |
| 1-8     | 6,30                                     | -j3.94                                      | 39,05                                     | 42,98                                                    |
| 7-8     | 2,69                                     | -j1.73                                      | 16,81                                     | 18,50                                                    |
| 0-7     | 22,11                                    | -j13.87                                     | 137                                       | 150,78                                                   |
| 0-3     | 21,58                                    | -j13.48                                     | 133,56                                    | 146,99                                                   |
| 3-4     | 13,58                                    | -j8.47                                      | 84,01                                     | 92,46                                                    |
| 4-5     | 6,58                                     | -j4,13                                      | 40,78                                     | 44,89                                                    |
| 5-6     | 3,42                                     | -j2,16                                      | 21,10                                     | 23,23                                                    |
| 6-7     | 9,42                                     | -j5,83                                      | 58,15                                     | 64                                                       |

В табл. 1.8 наведено результати розрахунку струмів та оптимальних перерізів проводів ділянок РЕМ для другого варіанту схеми електричної мережі.

Таблиця 1.8 – Значення струмів та оптимального перерізу проводів ділянок районної електричної мережі для 2-го варіанту схеми електричної мережі.

| Ділянка | Активна<br>потужність<br>$P, \text{MW}$ | Реактивна<br>потужність<br>$Q, \text{MVar}$ | Струмове<br>навантаження<br>$I, \text{A}$ | Оптимальний<br>переріз проводу<br>$F_{\text{opt}}, \text{mm}^2$ |
|---------|-----------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| 2-3     | 5,78                                    | -j3.68                                      | 36,01                                     | 39,63                                                           |
| 1-2     | 2,21                                    | -j1.37                                      | 13,67                                     | 15,05                                                           |
| 1-8     | 9,21                                    | -j5.79                                      | 57,11                                     | 62,86                                                           |
| 0-8     | 18,21                                   | -j11.47                                     | 112,98                                    | 124,34                                                          |
| 0-7     | 20,78                                   | -j13.01                                     | 128,71                                    | 141,65                                                          |
| 0-3     | 26                                      | -j16.29                                     | 161,05                                    | 177,25                                                          |
| 3-4     | 12,21                                   | -j7.59                                      | 75,49                                     | 83,09                                                           |
| 4-5     | 5,21                                    | -j3.26                                      | 32,27                                     | 35,51                                                           |
| 5-6     | 4,78                                    | -j2.99                                      | 29,62                                     | 32,60                                                           |
| 6-7     | 10,78                                   | -j6.70                                      | 66,67                                     | 73,37                                                           |

Вибір перерізів здійснюється на підставі результатів порівняння значень сумарних дисконтованих втрат для кожної ПЛ.

Нижче наведено розрахунок для 1-го варіанту схеми.

Для ділянки 0-2:

Виконаємо розрахунок двох варіантів побудови лінії: варіант А – одноколова лінія перерізом 120 мм<sup>2</sup> та варіант Б - одноколова лінія перерізом 240 мм<sup>2</sup>.

Варіант А:

$$K_{nl0-2} = n \cdot K_{110-1 \times 120} \cdot l_{0-2} = 1 \cdot 1606 \cdot 22 = 35344 \text{ тис.грн.}$$

Варіант Б:

$$K_{nl0-2} = n \cdot K_{110-1 \times 240} \cdot l_{0-2} = 1 \cdot 1906 \cdot 22 = 41934 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо витрати на експлуатацію, обслуговування та ремонт:

Варіант А:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 28   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

$$I_{e \text{ нл}0-2} = K_{\text{нл}(0-2)} \cdot \frac{H_{\text{нл}}}{100} = 35344 \cdot \frac{1,2}{100} = 424,1 \text{ тис.грн.}$$

Варіант Б:

$$I_{e \text{ нл}0-2} = K_{\text{нл}(0-2)} \cdot \frac{H_{\text{нл}}}{100} = 41934 \cdot \frac{1,2}{100} = 503,2 \text{ тис.грн}$$

Визначимо еквівалентний опір:

Варіант А:

$$r_{e \text{ } 0-2} = \frac{r_{0-2} \cdot l_{0-2}}{k \cdot n} = \frac{0,244 \cdot 22}{2} = 5,36 \text{ Ом.}$$

Варіант Б:

$$r_{e \text{ } 0-2} = \frac{r_{0-2} \cdot l_{0-2}}{k \cdot n} = \frac{0,188 \cdot 22}{2 \cdot 2} = 2,59 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в опорах ПЛ:

Варіант А:

$$\Delta P_{\Sigma 0-2(2A)} = \frac{P_{\text{нр}0-2}^2 + Q_{\text{нр}0-2}^2}{U_H^2} \cdot r_{e \text{ } 0-2} \cdot 10^3 = \frac{21,30^2 + (-13,42)^2}{110^2} \cdot 5,36 \cdot 10^3 =$$

$$= 281,39 \text{ кВт.}$$

Варіант Б:

$$\Delta P_{\Sigma 0-2} = \frac{P_{\text{нр}0-2}^2 + Q_{\text{нр}0-2}^2}{U_H^2} \cdot r_{e \text{ } 0-2} \cdot 10^3 = \frac{21,30^2 + (-13,42)^2}{110^2} \cdot 2,59 \cdot 10^3 =$$

$$= 136,08 \text{ кВт.}$$

Постійні й змінні втрати активної енергії:

Варіант А:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 29   |

$$\Delta A_{пост0-2} = 0$$

$$\Delta A_{зм 0-2} = \Delta P_{\Sigma 0-2} \cdot \tau = 281,39 \cdot 2592,39 = 729474,3 \text{ тис.грн.}$$

Варіант Б:

$$\Delta A_{пост0-2} = 0$$

$$\Delta A_{зм 0-2} = \Delta P_{\Sigma 0-2} \cdot \tau = 136,08 \cdot 2592,39 = 352778,5 \text{ тис.грн}$$

Значення питомих витрат на відшкодування постійних та змінних втрат активної енергії:

$$3'_{e0-2} = k_{xx} \cdot C_{вх} = 0,8 \cdot 150 = 120 \text{ коп / кВт} \cdot \text{год.}$$

Визначимо витрати на покриття втрат активної енергії:

Варіант А:

$$I_{втр 0-2} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост 0-2} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм 0-2}) \cdot 10^{-5} = (120 \cdot 0 + 150 \cdot 729474,3) \cdot 10^{-5} = 1094,21 \text{ тис.грн.}$$

Варіант Б:

$$I_{втр 0-2} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост 0-2} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм 0-2}) \cdot 10^{-5} = (120 \cdot 0 + 150 \cdot 352778,5) \cdot 10^{-5} = 529,16 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:

Варіант А:

$$I_{нл0-2} = I_{e нл0-2} + I_{втр0-2} = 424,13 + 1094,21 = 1518,34 \text{ тис.грн.}$$

Варіант Б:

$$I_{нл0-2} = I_{e нл0-2} + I_{втр0-2} = 503,21 + 529,16 = 1032,37 \text{ тис.грн.}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 30   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

У варіантах А і Б розглядаються одноланцюгові лінії, тому змінна капітальних вкладень для встановлення додаткових комірок вимикачів на підстанціях та значення витрат на експлуатаційне обслуговування і ремонт додаткових комірок вимикачів будуть дорівнювати нулю

$$K_{nc0-2} = 0;$$

$$I_{nc0-2} = 0.$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат:

Варіант А:

$$\begin{aligned} Z_{лен\ 0-2} &= K_{нл0-2} + K_{nc0-2} + \frac{I_{нл0-2} + I_{nc0-2}}{E} = \\ &= 35344,54 + 0 + \frac{1518,34 + 0}{0,1} = 50528,15 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Варіант Б:

$$\begin{aligned} Z_{лен\ 0-2} &= K_{нл0-2} + K_{nc0-2} + \frac{I_{нл0-2} + I_{nc0-2}}{E} = \\ &= 41934,2 + 0 + \frac{1032,37 + 0}{0,1} = 52258,98 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Порівнявши варіанти А та Б можна зробити висновок, що варіант А має менші дисконтовані втрати у порівнянні з варіантом Б (50528 тис.грн. < 52257 тис.грн.)

Результати порівняння ділянок 1-го та 2-го варіантів наведено в табл. 1.9. та табл. 1.10 відповідно.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 31   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

Таблиця 1.9 – Результати техніко-економічного порівняння вибору перерізів по ділянках. Варіант 1

| Ділянка | Виконання    | Кпл,<br>тис.грн. | Ие<br>тис.грн./р<br>ік | Ивтр,<br>тис.грн./р<br>ік | Ипл,<br>тис.грн./р<br>ік | Здс,<br>тис.грн. |
|---------|--------------|------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|------------------|
| 0-2     | <b>1x120</b> | <b>35344,54</b>  | <b>424,13</b>          | <b>1094,21</b>            | <b>1518,35</b>           | <b>50528</b>     |
|         | 1x240        | 41934,20         | 503,21                 | 529,17                    | 1032,38                  | 52257,983        |
| 1-2     | 1x70         | 20967,10         | 251,61                 | 469,05                    | 720,66                   | 28173,651        |
|         | <b>1x120</b> | <b>22491,98</b>  | <b>269,90</b>          | <b>271,20</b>             | <b>541,11</b>            | <b>27903,06</b>  |
| 1-8     | <b>1x70</b>  | <b>32948,30</b>  | <b>395,38</b>          | <b>165,18</b>             | <b>560,56</b>            | <b>38553</b>     |
| 7-8     | <b>1x70</b>  | <b>47924,80</b>  | <b>575,09</b>          | <b>44,53</b>              | <b>619,63</b>            | <b>54121,1</b>   |
| 0-7     | <b>1x120</b> | <b>51410,24</b>  | <b>616,92</b>          | <b>1709,78</b>            | <b>2326,70</b>           | <b>74677,256</b> |
|         | 1x240        | 60995,20         | 731,94                 | 826,86                    | 1558,80                  | 76583,226        |
| 0-3     | <b>1x120</b> | <b>33737,97</b>  | <b>404,86</b>          | <b>1066,22</b>            | <b>1471,08</b>           | <b>48448,734</b> |
|         | 1x240        | 40028,10         | 480,34                 | 515,63                    | 995,97                   | 49987,785        |
| 3-4     | 1x70         | 43431,85         | 521,18                 | 1007,63                   | 1528,81                  | 58719,932        |
|         | <b>1x120</b> | <b>46590,53</b>  | <b>559,09</b>          | <b>582,61</b>             | <b>1141,70</b>           | <b>58007,477</b> |
| 4-5     | <b>1x70</b>  | <b>32948,00</b>  | <b>395,38</b>          | <b>180,17</b>             | <b>575,55</b>            | <b>38703,88</b>  |
| 5-6     | <b>1x70</b>  | <b>41934,20</b>  | <b>503,21</b>          | <b>61,40</b>              | <b>564,61</b>            | <b>47580</b>     |
| 6-7     | <b>1x70</b>  | <b>29953,00</b>  | <b>359,43</b>          | <b>333,00</b>             | <b>692,43</b>            | <b>36877,37</b>  |

Таблиця 1.10 – Результати техніко-економічного порівняння вибору перерізів по ділянках. Варіант 2

| Ділянка           | Викона<br>ння | Кпл,<br>тис.грн. | Ие<br>тис.грн./<br>рік | Ивтр,<br>тис.грн./р<br>ік | Ипл,<br>тис.грн./р<br>ік | Здс,<br>тис.грн. |
|-------------------|---------------|------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|------------------|
| 2-3               | <b>1x70</b>   | <b>46427,10</b>  | <b>557,12</b>          | <b>197,95</b>             | <b>755,08</b>            | <b>53977</b>     |
| 1-2               | <b>1x70</b>   | <b>20967,10</b>  | <b>251,60</b>          | <b>12,89</b>              | <b>264,49</b>            | <b>23612,05</b>  |
| ДП6204.141.002 ПЗ |               |                  |                        |                           |                          |                  |
| Зм.               | Арк.          | № докум.         | Підпис                 | Дата                      | Арк.                     |                  |
|                   |               |                  |                        |                           | 32                       |                  |



Продовження табл. 1.10

| Ділянка | Викона<br>ння | Кпл,<br>тис.грн. | Ие<br>тис.грн./<br>рік | Ивтр,<br>тис.грн./<br>рік | Ипл,<br>тис.грн./<br>рік | Здс,<br>тис.грн. |
|---------|---------------|------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|------------------|
| 1-8     | <b>1x70</b>   | <b>32948,30</b>  | <b>395,38</b>          | <b>353,34</b>             | <b>748,72</b>            | <b>40435,55</b>  |
| 0-8     | 1x70          | 40436,55         | 485,24                 | 1696,77                   | 2182,01                  | 62256,596        |
|         | <b>1x120</b>  | <b>43377,39</b>  | <b>520,53</b>          | <b>981,07</b>             | <b>1501,60</b>           | <b>58393,362</b> |
| 0-7     | <b>1x120</b>  | <b>51410,24</b>  | <b>616,92</b>          | <b>1508,97</b>            | <b>2125,89</b>           | <b>72669,149</b> |
|         | 1x240         | 60995,20         | 731,94                 | 729,75                    | 1461,69                  | 75612,092        |
| 3-4     | <b>1x70</b>   | <b>43431,85</b>  | <b>521,18</b>          | <b>813,72</b>             | <b>1334,91</b>           | <b>56780,915</b> |
|         | 1x120         | 46590,53         | 559,09                 | 470,50                    | 1029,58                  | 56886,34         |
| 4-5     | <b>1x70</b>   | <b>32948,00</b>  | <b>395,38</b>          | <b>112,80</b>             | <b>508,10</b>            | <b>38030</b>     |
| 5-6     | <b>1x70</b>   | <b>41934,20</b>  | <b>503,21</b>          | <b>120,94</b>             | <b>624,15</b>            | <b>48175</b>     |
| 6-7     | <b>1x70</b>   | <b>29953,00</b>  | <b>359,44</b>          | <b>437,65</b>             | <b>797,09</b>            | <b>37923,85</b>  |
|         | 1x120         | 32131,40         | 385,58                 | 253,05                    | 638,63                   | 38517,65         |
| 0-3     | 1x120         | 33737,97         | 404,86                 | 1550,50                   | 1955,36                  | 53291,532        |
|         | <b>1x240</b>  | <b>40028,10</b>  | <b>480,34</b>          | <b>749,83</b>             | <b>1230,17</b>           | <b>52329,795</b> |

Результати техніко-економічного розрахунку двох варіантів наведено в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати техніко-економічного порівняння двох варіантів

| Варіант<br>№ | $K\Sigma_{пл},$<br>тис.грн. | $И\Sigma_{пл},$<br>тис.грн. | $И\Sigma_e,$<br>тис.грн. | $И\Sigma_{втр},$<br>тис.грн. | $З_{пл},$<br>тис.грн. |
|--------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------|
| 1            | 375283,56                   | 4503,39                     | 5508,31                  | 10011,71                     | 475399                |
| 2            | 383425,28                   | 4601,10                     | 5289,16                  | 9890,19                      | 482326                |

|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |  | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |  | 33   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП6204.141.002 ПЗ |  |  |  |  |      |

За результатами даних розрахунків робимо висновок що схема першого варіанту є більш економічною, тому приймаємо її до подальшого розрахунку.

### 1.5 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Розрахуємо регулювальний діапазон для трансформаторів, встановлених на підстанції 1-го пункту .

Знайдемо фіктивні значення напруги короткого замикання для триобмоткових трансформаторів.

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

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(с-н)} - U_{к(в-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%;$$

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

Зведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції 1-го пункту :

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 34   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

$$\begin{aligned}\Delta U_{m\phi 1} &= \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\phi 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{m\phi 1} \cdot U_{\kappa \phi 1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{7}{1} \cdot \frac{58 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{-4,41}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 6,3} = 9,255 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{m\phi 1} &= \frac{P_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\phi 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{U_{m\phi 1} \cdot U_{\kappa \phi 1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{4}{1} \cdot \frac{58 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{-2,47}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 6,3} = 0,33 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{mH1} &= \frac{P_{H1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\phi 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{H1}}{n} \cdot \frac{U_{m\phi 1} \cdot U_{\kappa H1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{3}{1} \cdot \frac{58 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} - \frac{-1,93}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 6,3} = 2,46 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Регулювальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1, складає

$$\begin{aligned}U_{\min 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\phi 1}}{U_{mH1}} \cdot (1 - \omega_{\phi}) + \Delta U_{m\phi 1} + \Delta U_{mH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + \\ &+ 9,25 + 2,46 = 103,90 \text{ кВ}; \\ U_{\max 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\phi 1}}{U_{mH1}} \cdot (1 + \omega_{\phi}) + \Delta U_{m\phi 1} + \Delta U_{mH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + \\ &+ 9,25 + 2,46 = 139,07 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Результати розрахунку для інших пунктів наведено у табл.1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів трансформаторів

| Номер пункту | Кількість обмоток | $\Delta U_{\phi}$ , кВ | $\Delta U_{\text{с}}$ , кВ | $\Delta U_{\text{н}}$ , кВ | $\Delta U_m$ , кВ | $U_{\min}$ , кВ | $U_{\max}$ , кВ |
|--------------|-------------------|------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|
| 1            | 3                 | 9.255                  | 0.336                      | 2.463                      | -                 | 103.905         | 139.076         |

|     |      |          |        |      |                   |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  | 35   |

|   |   |       |       |       |       |         |         |
|---|---|-------|-------|-------|-------|---------|---------|
| 2 | 3 | 6.608 | 0.175 | 2.032 | -     | 100.827 | 135.999 |
| 3 | 3 | 6.544 | 0.262 | 1.016 | -     | 99.747  | 134.918 |
| 4 | 2 | -     | -     | -     | 9.207 | 101.394 | 136.566 |
| 5 | 3 | 8.163 | 0.35  | 1.016 | -     | 101.366 | 136.538 |
| 6 | 2 | -     | -     | -     | 7.892 | 100.079 | 135.25  |
| 7 | 3 | 8.228 | 0.262 | 2.032 | -     | 102.447 | 137.618 |
| 5 | 3 | 8.163 | 0.35  | 1.016 | -     | 101.366 | 136.538 |

## 1.6 Перевірка обраних перерізів проводів

Необхідно провести перевірку допустимості струмового навантаження, яке протікає по ділянках електричної мережі.

Також необхідним є дотримання рівнів напруг пунктів та перевірка струмового навантаження в післяаварійному режимі роботи, а саме – при відключенні ділянки, яка є найбільш завантаженою.

Необхідно виконати розрахунок значень опорів усіх ділянок ПЛ електричної мережі, значення реактивного погонного опору приймаємо  $x'_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ .

Розрахуємо параметри ділянки 0-2, для якої були прийнято проводи перерізом  $120 \text{ мм}^2$ , для яких значення  $r'_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$ . Значення активного та реактивного опорів становить:

|     |      |          |        |      |                   |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   |  | 36   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  |      |

$$r'_{0-2} = \frac{r'_0 \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,244 \cdot 22}{1 \cdot 1} = 5,36 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-2} = \frac{x'_0 \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,4 \cdot 22}{1 \cdot 1} = 8,8 \text{ Ом}.$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлено у табл. 1.13.

Виконаємо розрахунок рівнів напруги в пунктах схеми мережі, за умови напруги балансуєчого пункту  $U_0 = 115 \text{ кВ}$ .

Для 2-го пункту:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,30 \cdot 5,36 + 13,42 \cdot 8,8)} = 112,96 \text{ кВ}$$

Результати розрахунку для інших пунктів мережі наведено в табл. 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

| Ділянка | Довжина ділянки, км | Переріз проводів F, мм <sup>2</sup> | Погонне значення опору, Ом/км |        | Опір ПЛ (наближений), Ом |        |
|---------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------|--------|--------------------------|--------|
|         |                     |                                     | $r'_0$                        | $x'_0$ | $r'_0$                   | $x'_0$ |
| 0-2     | 22                  | 120                                 | 0,244                         | 0,4    | 5,36                     | 8,8    |
| 0-2     | 14                  | 120                                 | 0,244                         |        | 3,41                     | 5,6    |
| 1-8     | 22                  | 70                                  | 0,422                         |        | 9,28                     | 8,8    |
| 7-8     | 32                  | 70                                  | 0,422                         |        | 13,50                    | 12,8   |
| 0-7     | 32                  | 120                                 | 0,244                         |        | 7,80                     | 12,8   |
| 0-3     | 21                  | 120                                 | 0,244                         |        | 5,12                     | 8,4    |
| 3-4     | 29                  | 120                                 | 0,244                         |        | 7,07                     | 11,6   |
| 4-5     | 22                  | 70                                  | 0,422                         |        | 9,28                     | 8,8    |

|     |    |    |       |  |       |      |
|-----|----|----|-------|--|-------|------|
| 5-6 | 28 | 70 | 0,422 |  | 11,81 | 11,2 |
| 6-7 | 20 | 70 | 0,422 |  | 8,44  | 8    |

Таблиця 1.14 – Результати перевірки допустимості рівнів напруг в пунктах

| № пункту | Діапазон регулювання напруги трансформаторів |                       | U <sub>max</sub> роб, кВ | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|----------|----------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------------|
|          | U <sub>min</sub> , кВ                        | U <sub>max</sub> , кВ |                          |                                  |
| 1        | 103.905                                      | 139.076               | 126                      | 112.14                           |
| 2        | 100.827                                      | 135.999               |                          | 112.96                           |
| 3        | 99.747                                       | 134.918               |                          | 113.037                          |
| 4        | 101.394                                      | 136.566               |                          | 111.304                          |
| 5        | 101.366                                      | 136.538               |                          | 110.425                          |
| 6        | 100.079                                      | 135.25                |                          | 111.004                          |
| 7        | 102.447                                      | 137.618               |                          | 111.913                          |
| 8        | 101.637                                      | 136.808               |                          | 111.389                          |

Порівнявши данні таблиці можна зробити висновок, що рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень.

### 1.7 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі роботи

Знайдемо поточкорозподіл по ділянках схеми в післяаварійному режимі роботи районної електричної мережі, а саме, за відключення ділянки 0-7. Розрахунок виконується аналогічно до пункту 1.3, результат розрахунку показано на рис. 1.9.

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{45} \cdot L_{45} + \dot{S}_{56} \cdot L_{56} - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{18} \cdot L_{18} - \\ & - \dot{S}_{78} \cdot L_{78} + \dot{S}_{67} \cdot L_{76} = (31,05 - j \cdot 19,42) \cdot 21 + (23,05 - j \cdot 14,41) \cdot 29 + \\ & + (16,05 - j \cdot 10,07) \cdot 22 + (6,05 - j \cdot 3,82) \cdot 28 - (33,94 - j \cdot 21,35) \cdot 22 - \\ & - (25,94 - j \cdot 16,29) \cdot 14 - (18,94 - j \cdot 11,87) \cdot 22 - (9,94 - j \cdot 6,49) \cdot 32 + \\ & + (0,05 - j \cdot 0,11) \cdot 20 = 0. \end{aligned}$$

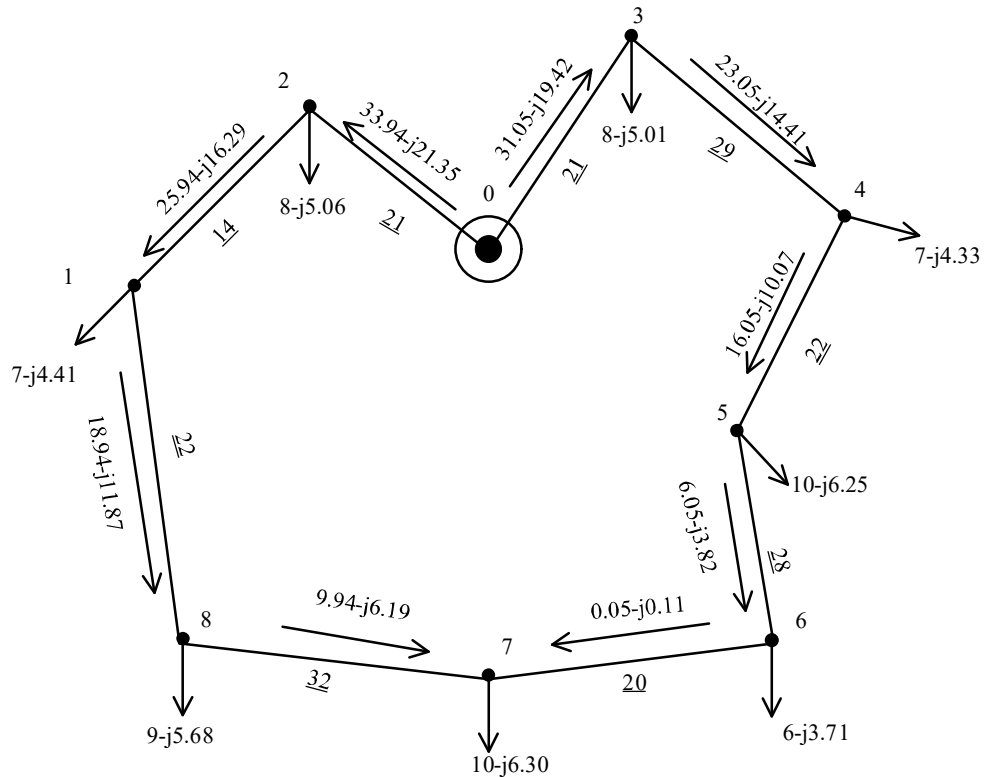


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл потужностей післяаварійного режиму роботи

Наведемо результати розрахунку струмового навантаження післяаварійного режиму роботи, виконаного аналогічно пункту 1.4. Результати наведено в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом в післяаварійному режимі

| Ділянка           |      | Активна<br>потужність<br>$P, \text{МВт}$ | Реактивна<br>потужність<br>$Q, \text{МВАр}$ | Струмове<br>навантаження<br>$I, \text{А}$ | Тривалий<br>допустимий<br>струм, $I_{\text{доп}}, \text{А}$ | Арк. |
|-------------------|------|------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------|
|                   |      |                                          |                                             |                                           |                                                             |      |
| ДП6204.141.002 ПЗ |      |                                          |                                             |                                           |                                                             | 39   |
| Зм.               | Арк. | № докум.                                 | Підпис                                      | Дата                                      |                                                             |      |

|     |       |        |        |     |
|-----|-------|--------|--------|-----|
| 0-2 | 33,94 | -21,35 | 210,47 | 390 |
| 1-2 | 25,94 | -16,29 | 160,78 | 390 |
| 1-8 | 18,94 | -11,87 | 117,34 | 265 |
| 7-8 | 9,94  | -6,19  | 61,47  | 265 |
| 0-3 | 31,05 | -19,42 | 192,27 | 390 |
| 4-5 | 16,05 | -10,07 | 99,50  | 265 |
| 3-4 | 23,05 | -14,41 | 142,72 | 390 |
| 5-6 | 6,05  | -3,82  | 37,61  | 265 |
| 6-7 | 0,05  | -0,11  | 0,65   | 265 |

Проаналізувавши данні таблиці, можна зробити висновок, що струм ділянок не перевищує гранично допустимі значення, отже перерізи обрано вірно.

Перевірка допустимості рівнів напруг пунктів виконується аналогічно пункту 1.6, з урахуванням того, що на кожній підстанції працює по два трансформатора. Результати наведено в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Результати перевірки допустимості рівнів напруг в післяаварійному режимі роботи

| № пункту          | Діапазон регулювання<br>напруги трансформаторів |                       | U <sub>max</sub> роб, кВ | Розрахунковий<br>рівень напруги,<br>кВ |
|-------------------|-------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------------------|
|                   | U <sub>min</sub> , кВ                           | U <sub>max</sub> , кВ |                          |                                        |
| 1                 | 103.905                                         | 139.076               | 126                      | 110,52                                 |
| 2                 | 100.827                                         | 135.999               |                          | 111,73                                 |
| 3                 | 99.747                                          | 134.918               |                          | 112,16                                 |
| 4                 | 101.394                                         | 136.566               |                          | 109,17                                 |
| 5                 | 101.366                                         | 136.538               |                          | 106,97                                 |
| ДП6204.141.002 ПЗ |                                                 |                       |                          |                                        |
| Зм.               | Арк.                                            | № докум.              | Підпис                   | Дата                                   |
|                   |                                                 |                       |                          | Арк.                                   |
|                   |                                                 |                       |                          | 40                                     |



|   |         |         |  |        |
|---|---------|---------|--|--------|
| 6 | 100.079 | 135.25  |  | 105,90 |
| 7 | 102.447 | 137.618 |  | 105,96 |
| 8 | 101.637 | 136.808 |  | 107,95 |

Проаналізувавши данні таблиці, можна зробити висновок, що рівні напруги знаходяться в допустимих межах, які забезпечуються регулюванням трансформаторів.

### 1.8 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Визначимо погонні параметри проводів перерізів 70 мм<sup>2</sup> та 120 мм<sup>2</sup>. Величина погонного активного опору для усіх перерізів, які в подальшому будемо застосовувати, дорівнює:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0,419 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонного реактивного опору для усіх перерізів, які будемо застосовувати, становить:

$$x_{070} = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,443 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0120} = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,425 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонної ємнісної реактивної провідності для всіх перерізів, які будемо застосовувати становить:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 41   |

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}.$$

За відомими значеннями визначимо параметри ділянки 0-2:

$$r_{л0-2} = \frac{r_{0120} \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,242 \cdot 22}{1} = 5,31 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-2} = \frac{x_{0120} \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,425 \cdot 22}{1} = 9,34 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності для ділянки 0-2 становить:

$$b_{л0-2} = k_{0-2} \cdot n_{0-2} \cdot b_{0120} \cdot l_{0-2} = 1 \cdot 2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = 59,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Значення комплексного опору ділянки:

$$\underline{Z}_{л0-2} = r_{л0-2} + j \cdot x_{л0-2} = 5,31 + j \cdot 9,34 \text{ Ом}$$

Значення комплексної провідності:

$$\underline{Y}_{л0-2} = g_{л0-2} + j \cdot b_{л0-2} = j \cdot 59,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведено у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів схеми заміщення ЛЕП електричної мережі

| Ділянка | Пере-різ F, мм2 | Дов-жина ЛЕП, км | Опір ЛЕП, Ом |         |                     | Провідність ЛЕП, См |                       |                        |
|---------|-----------------|------------------|--------------|---------|---------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|
|         |                 |                  | $r_{л}$      | $x_{л}$ | $\underline{Z}_{л}$ | $g_{л}$             | $b_{л}$               | $\underline{Y}_{л}$    |
| 0-2     | 1x120           | 22               | 5,31         | 9,34    | 5,31+j9,34          | 0                   | 59,1·10 <sup>-6</sup> | j59,1·10 <sup>-6</sup> |

|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|--|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  |  |  | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  |  |  | 42   |

|     |       |    |       |       |              |   |                       |                        |
|-----|-------|----|-------|-------|--------------|---|-----------------------|------------------------|
| 1-2 | 1x120 | 14 | 3,38  | 5,64  | 3,38+j5,64   | 0 | 37,6·10 <sup>-6</sup> | j37,6·10 <sup>-6</sup> |
| 1-8 | 1x70  | 22 | 9,22  | 9,74  | 9,22+j9,74   | 0 | 56,6·10 <sup>-6</sup> | j56,6·10 <sup>-6</sup> |
| 7-8 | 1x70  | 32 | 13,41 | 14,16 | 13,41+j14,16 | 0 | 82,4·10 <sup>-6</sup> | j82,4·10 <sup>-6</sup> |
| 0-7 | 1x120 | 32 | 7,72  | 13,58 | 7,72+j13,58  | 0 | 86·10 <sup>-6</sup>   | j86·10 <sup>-6</sup>   |
| 0-3 | 1x120 | 21 | 5,07  | 8,91  | 5,07+j8,91   | 0 | 56,4·10 <sup>-6</sup> | j56,4·10 <sup>-6</sup> |
| 3-4 | 1x120 | 29 | 7     | 12,32 | 7+j12,32     | 0 | 78·10 <sup>-6</sup>   | j78·10 <sup>-6</sup>   |
| 4-5 | 1x70  | 22 | 9,22  | 9,74  | 9,22+j9,74   | 0 | 56,6·10 <sup>-6</sup> | j56,6·10 <sup>-6</sup> |
| 5-6 | 1x70  | 28 | 11,73 | 12,39 | 11,73+j12,39 | 0 | 72,1·10 <sup>-6</sup> | j72,1·10 <sup>-6</sup> |
| 6-7 | 1x70  | 20 | 8,38  | 8,85  | 8,38+j8,85   | 0 | 51,5·10 <sup>-6</sup> | j51,5·10 <sup>-6</sup> |

### 1.8.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів

Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів проілюструємо на прикладі підстанцій в пунктах 1 та 4 електричної мережі.

Значення активного опору обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1 становить:

$$r_{b1} = r_{c1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{ov1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{58^2 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 6300^2} = 9,66 \text{ Ом}$$

Значення активного опору силового трансформатора, встановленого на підстанції (пункт 4) становить :

$$r_{T4} = \frac{\Delta P_{K34} \cdot U_{ov4}^2 \cdot 10^3}{S_{H4}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом}$$

Значення активних опорів обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пунктів 1 та 4 становить:

$$r_{\tilde{b}1} = r_{\tilde{c}1} = r_{\tilde{H}1} = \frac{r_{b1}}{n} = \frac{r_{c1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{9,66}{2} = 4,83 \text{ Ом};$$

$$r_{\tilde{T}4} = \frac{r_{T4}}{n} = \frac{14,661}{2} = 7,331 \text{ Ом}.$$

Значення реактивного опору обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1 становить.

|     |      |          |        |      |                   |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   |  | 43   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  |      |

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{6300} = 225,66 \text{ Ом};$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{6300} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{6300} = 131,2 \text{ Ом}.$$

Значення реактивного опору обмоток силового двохобмоткового трансформатора пункту 4 становить:

$$x_{T4} = \frac{10 \cdot U_{KB4} \cdot U_{OB4}^2}{S_{H4}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{6300} = 220,417 \text{ Ом}.$$

Значення реактивних опорів обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 4 становить:

$$x_{\bar{OB}1} = \frac{x_{OB1}}{n} = \frac{225,66}{2} = 112,83 \text{ Ом};$$

$$x_{\bar{OC}1} = \frac{x_{OC1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\bar{OH}1} = \frac{x_{OH1}}{n} = \frac{131,20}{2} = 65,6 \text{ Ом};$$

$$x_{\bar{O}4} = \frac{x_{T4}}{n} = \frac{220,42}{2} = 110,21 \text{ Ом}.$$

Активну провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 4, розрахуємо за формулами:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,05 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T4} = \frac{\Delta P_{xx4} \cdot 10^{-3}}{U_{OB4}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 86,96 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 4 становить:

|     |      |          |        |      |                   |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   |  | 44   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  |      |

$$b_{T4} = -\frac{I_{xx4} \cdot S_{H4} \cdot 10^{-5}}{U_{084}^2} = -\frac{0,8 \cdot 6,3 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,811 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M.$$

$$g_{\rho_{T1}} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-6} = 2,11 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M;$$

$$b_{\delta T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-5,71 \cdot 10^{-6}) = -11,43 \cdot 10^{-6} \text{ } C_{\mathcal{M}};$$

$$g_{\sigma T4} = n \cdot g_{T4} = 2 \cdot 8,69 \cdot 10^{-6} = 1,73 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M;$$

$$b_{\delta T4} = n \cdot b_{T4} = 2 \cdot (-3,81 \cdot 10^{-6}) = -7,62 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M.$$

$$\underline{Y}_{\underline{\theta}_{T1}} = g_{\underline{\theta}_{T1}} + j \cdot b_{\underline{\theta}_{T1}} = (2,11 - j \cdot 11,43) \cdot 10^{-6} \text{ CM};$$

$$\underline{Y}_{\bar{\sigma}T4} = g_{\bar{\sigma}T4} + j \cdot b_{\bar{\sigma}T4} = (1,73 - j \cdot 7,62) \cdot 10^{-6} \text{ } C_{M}.$$

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків опору блоків силових трансформаторів, Ом

| ПС | Опір блоку трансформаторів, Ом |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
|----|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|    | Активний                       |                 |                 |                 | Реактивний      |                 |                 |                 |
|    | $r_{\text{бв}}$                | $r_{\text{бс}}$ | $r_{\text{бн}}$ | $r_{\text{бт}}$ | $x_{\text{бв}}$ | $x_{\text{бс}}$ | $x_{\text{бн}}$ | $x_{\text{бт}}$ |
| 1  | 4,832                          | 4,832           | 4,832           | -               | 112,832         | 0               | 65,6            | -               |
| 2  | 2.513                          | 2.513           | 2.513           | -               | 71,084          | 0               | 41,328          | -               |
| 3  | 2.513                          | 2.513           | 2.513           | -               | 71,084          | 0               | 41,328          | -               |
| 4  | -                              | -               | -               | 7,331           | -               | -               | -               | 110,208         |

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 45   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

|   |       |       |       |       |        |   |        |         |
|---|-------|-------|-------|-------|--------|---|--------|---------|
| 5 | 2,513 | 2,513 | 2,513 | -     | 71,084 | 0 | 41,328 | -       |
| 6 | -     | -     | -     | 7,331 | -      | - | -      | 110,208 |
| 7 | 2,513 | 2,513 | 2,513 | -     | 71,084 | 0 | 41,328 | -       |
| 8 | 2,513 | 2,513 | 2,513 | -     | 71,084 | 0 | 41,328 | -       |

Таблиця 1.19 – Значення провідностей трансформаторів

| ПС | Провідність блоку трансформаторів, См |                           |                                |
|----|---------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|
|    | Активна $g_{\text{бТ}}$               | Реактивна $b_{\text{бТ}}$ | Повна $Y_{\text{бТ}}$          |
| 1  | $2,117 \cdot 10^{-6}$                 | $-11,43 \cdot 10^{-6}$    | $(2,117-j11,43) \cdot 10^{-6}$ |
| 2  | $2,571 \cdot 10^{-6}$                 | $-16,64 \cdot 10^{-6}$    | $(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$ |
| 3  | $2,577 \cdot 10^{-6}$                 | $-16,64 \cdot 10^{-6}$    | $(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$ |
| 4  | $1,739 \cdot 10^{-6}$                 | $-7,622 \cdot 10^{-6}$    | $(1,739-j7,622) \cdot 10^{-6}$ |
| 5  | $2,577 \cdot 10^{-6}$                 | $-16,64 \cdot 10^{-6}$    | $(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$ |
| 6  | $1,739 \cdot 10^{-6}$                 | $-7,622 \cdot 10^{-6}$    | $(1,739-j7,622) \cdot 10^{-6}$ |
| 7  | $2,577 \cdot 10^{-6}$                 | $-16,64 \cdot 10^{-6}$    | $(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$ |
| 8  | $2,577 \cdot 10^{-6}$                 | $-16,64 \cdot 10^{-6}$    | $(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$ |

### 1.8.2 Розрахунок значень зведених навантажень та еквівалентних поперечних провідностей усіх пунктів мережі

Виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень обмоток блоків силових трансформаторів пункту 1:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 46   |

$$\beta_{BH1} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,41)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,65;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,47)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,373;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{3^2 + (-1,93)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,283.$$

Для блоку двохомоткових силових трансформаторів пункту 4:

$$\beta_4 = \frac{\sqrt{P_{\max 4}^2 + Q_{\max 4}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H4}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,33)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,65$$

Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження наведено в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

| Номер пункту | $S_H$<br>МВА | Потік потужності і-тою обмоткою |    |    |             |       |       | Коефіцієнт завантаження обмоток $\beta_i$ |       |       |
|--------------|--------------|---------------------------------|----|----|-------------|-------|-------|-------------------------------------------|-------|-------|
|              |              | $P_i$ , МВА                     |    |    | $Q_i$ , МВА |       |       | ВН                                        | СН    | НН    |
|              |              | ВН                              | СН | НН | ВН          | СН    | НН    |                                           |       |       |
| 1            | 6,3          | 7                               | 4  | 3  | -4,41       | -2,47 | -1,93 | 0,657                                     | 0,373 | 0,283 |
| 2            | 10           | 8                               | 4  | 4  | -5,06       | -2,47 | -2,85 | 0,473                                     | 0,235 | 0,238 |
| 3            | 10           | 8                               | 6  | 2  | -5,01       | -3,71 | -1,29 | 0,472                                     | 0,353 | 0,119 |
| 4            | 6,3          | 7                               | -  | -  | -4,33       | -     | -     | 0,654                                     | -     | -     |
| 5            | 10           | 10                              | 8  | 2  | -6,24       | -4,95 | -1,29 | 0,59                                      | 0,471 | 0,119 |
| 6            | 6,3          | 6                               | -  | -  | -3,71       | -     | -     | 0,56                                      | -     | -     |
| 7            | 10           | 10                              | 6  | 4  | -6,30       | -3,71 | -2,58 | 0,591                                     | 0,353 | 0,238 |
| 8            | 10           | 9                               | 5  | 4  | -5,68       | -3,09 | -2,58 | 0,532                                     | 0,294 | 0,238 |

Розрахуємо значення активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів для першого пункту:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot (0,657^2 + 0,373^2 + 0,283^2) = 37,77 \text{ кВт};$$

|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |  |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ |  |  |  |  | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   |  |  |  |  | 47   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |  |  |  |  |      |

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{CH1}^2 U_{KC1} \% + \beta_{HH1}^2 U_{KH1} \%) =$$

$$= -2 \cdot 6300 \cdot (0,657^2 \cdot 10,75 + 0,373^2 \cdot 0 + 0,283^2 \cdot 6,25) = -647,76 \text{ кВАр}.$$

Розрахуємо значення приведених навантажень 1-го пункту:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{tz1} + j \cdot Q_{tz1}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 7 - j \cdot 4,41 + (37,77 - j \cdot 647,76) \cdot 10^{-3} = 7,03 - j5,06 \text{ МВА}$$

Значення зведених навантажень решти пунктів наведено в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку зведених навантажень пунктів мережі

| Номер пункту | Задана потужність, $S_{\max}$ , МВА | Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів |                        | Зведена потужність пункту $S_{np}$ , МВА |
|--------------|-------------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------|------------------------------------------|
|              |                                     | $\Delta P_{tz}$ , кВт                                    | $\Delta Q_{tz}$ , кВАр |                                          |
| 1            | 7 – j4,71                           | 37,77                                                    | -647,76                | 7,03 – j5,06                             |
| 2            | 8 – j5,06                           | 25,54                                                    | -552,62                | 8,02 – j5,61                             |
| 3            | 8 – j5,01                           | 27,47                                                    | -496,64                | 8,02 – j5,50                             |
| 4            | 7 – j4,33                           | 37,59                                                    | -565,16                | 7,03 – j4,90                             |
| 5            | 10 – j6,25                          | 44,32                                                    | -765,16                | 10,04 – j7,01                            |
| 6            | 6 – j3,71                           | 27,61                                                    | -415,22                | 6,02 – j4,13                             |
| 7            | 10 – j6,30                          | 40,32                                                    | -821,84                | 10,04 – j7,12                            |
| 8            | 9 – j5,68                           | 34,40                                                    | -679,79                | 9,03 – j6,36                             |

Розраховуємо значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі. Провідність БП та першого пункту:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{л0-2} + Y_{л0-3} + Y_{л0-7}) = 0,5 \cdot (j \cdot 59,1 + j \cdot 56,4 + j \cdot 86) \cdot 10^{-6} =$$

$$= j \cdot 100,7 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{л1-2} + Y_{л1-8}) + Y_{от1} =$$

$$= 0,5 \cdot (j \cdot 37,6 + j \cdot 56,6) \cdot 10^{-6} + (2,11 - j \cdot 0,11) \cdot 10^{-6} = (2,11 + j \cdot 35,7) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 48   |



Таблиця 1.22 – Розрахункові провідності пунктів

| Пункт | Розрахункова провідність, $C_m$ |
|-------|---------------------------------|
| 0     | $j100.7 \cdot 10^{-6}$          |
| 1     | $(2,11 + j35.7) \cdot 10^{-6}$  |
| 2     | $(2,57 + j31.7) \cdot 10^{-6}$  |
| 3     | $(2,57 + j50.6) \cdot 10^{-6}$  |
| 4     | $(1,73 + j59.7) \cdot 10^{-6}$  |
| 5     | $(2,57 + j47.7) \cdot 10^{-6}$  |
| 6     | $(1,73 + j54.1) \cdot 10^{-6}$  |
| 7     | $(2,57 + j5.29) \cdot 10^{-6}$  |
| 8     | $(2,57 + j52.9) \cdot 10^{-6}$  |

## 1.9 Розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі

### 1.9.1 Розрахунок основного поточкорозподілу

Розрахунок основного поточкорозподілу виконаємо методом контурних рівнянь. До 1-го контуру входять ділянки: 0-7, 7-8, 1-2, 0-2 з перемичкою 1-8. До другого контуру входять: 0-3, 3-4, 4-5, 6-7, 0-7, з перемичкою 5-6.

Обхід контурів приймаємо за годинниковою стрілкою. Схему зображено на рис. 1.10.



$$\begin{cases} \dot{S}_{0-7} \cdot Z_{л0-7} + \dot{S}_{7-8} \cdot Z_{л7-8} - \dot{S}_{0-2} \cdot Z_{л0-2} - \dot{S}_{1-2} \cdot Z_{л1-2} = -\dot{S}_{к1} \cdot (Z_{л0-2} + Z_{л1-2} + \\ + Z_{л1-8} + Z_{л7-8} + Z_{л0-7}) + \dot{S}_{к2} \cdot (Z_{л07}) \\ \dot{S}_{0-3} \cdot Z_{л0-3} + \dot{S}_{3-4} \cdot Z_{л3-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot Z_{л4-5} - \dot{S}_{6-7} \cdot Z_{л6-7} - \dot{S}_{0-7} \cdot Z_{л0-7} = \\ = -\dot{S}_{к2} \cdot (Z_{л0-3} + Z_{л3-4} + Z_{л4-5} + Z_{л5-6} + Z_{л6-7} + Z_{л0-7}) + \dot{S}_{к1} \cdot (Z_{л0-7}) \end{cases}$$

$$\begin{cases} (25,1 - j \cdot 17,62) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) + (9,03 - j \cdot 6,36) \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) - \\ - (15,06 - j \cdot 10,68) \cdot (5,31 + j \cdot 9,34) - (7,03 - j \cdot 5,06) \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) = \\ = -\dot{S}_{к1} \cdot (39,05 + j \cdot 52,78) + \dot{S}_{к2} \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) \\ (25,10 - j \cdot 17,42) \cdot (5,07 + j \cdot 8,91) + (17,08 - j \cdot 11,91) \cdot (7 + j \cdot 12,31) + \\ + (10,04 - j \cdot 7,01) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - (6,02 - j \cdot 4,13) \cdot (8,38 + j \cdot 8,85) - \\ - (25,1 - j \cdot 17,62) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) = -\dot{S}_{к2} \cdot (49,14 + j \cdot 65,81) + \dot{S}_{к1} \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) \end{cases}$$

Розв'язавши складену систему рівнянь, маємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{к1} = -6,27 + j \cdot 4,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{к2} = -3,36 + j \cdot 1,95 \text{ МВА}.$$

Визначимо основний потокорозподіл за ділянками схеми наступним чином:

$$\dot{S}_{очн0-7} = \dot{S}_{0-7} + \dot{S}_{к1} - \dot{S}_{к2} = (25,1 - j \cdot 17,62) + (-6,27 + j \cdot 4,14) - \\ - (-3,36 + j \cdot 1,95) = 22,19 - j \cdot 15,43 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{очн0-2} = \dot{S}_{0-2} - \dot{S}_{к1} = (15,06 - j \cdot 10,68) - (-6,27 + j \cdot 4,14) = \\ = 21,33 - j \cdot 14,82 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{очн1-2} = \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_{к1} = (7,03 - j \cdot 5,06) - (-6,27 + j \cdot 4,14) = \\ = 13,31 - j \cdot 9,20 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{очн0-3} = \dot{S}_{0-3} + \dot{S}_{к2} = (25,1 - j \cdot 17,42) + (-3,36 + j \cdot 1,95) = \\ = 21,74 - j \cdot 15,46 \text{ МВА};$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 51   |

$$\dot{S}_{оч7-8} = \dot{S}_{7-8} + \dot{S}_{к1} = (9,03 - j \cdot 6,36) + (-6,27 + j \cdot 4,14) = \\ = 2,75 - j \cdot 2,22 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч3-4} = \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_{к2} = (17,08 - j \cdot 11,91) + (-3,36 + j \cdot 1,95) = 13,71 - j \cdot 9,95 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч4-5} = \dot{S}_{4-5} + \dot{S}_{к2} = (10,04 - j \cdot 7,01) + (-3,36 + j \cdot 1,95) = 6,67 - j \cdot 5,05 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч6-7} = \dot{S}_{6-7} - \dot{S}_{к2} = (6,02 - j \cdot 4,13) - (-3,36 + j \cdot 1,95) = 9,39 - j \cdot 6,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч1-8} = \dot{S}_{к1} = -6,27 + j \cdot 4,14 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч5-6} = \dot{S}_{к2} = -3,36 + j \cdot 1,95 \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку основного поточкорозподілу потужностей:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{оч0-7} \cdot \underline{Z}_{л0-7} + \dot{S}_{оч7-8} \cdot \underline{Z}_{л7-8} - \dot{S}_{оч1-2} \cdot \underline{Z}_{л1-2} - \dot{S}_{оч0-2} \cdot \underline{Z}_{л0-2} + \\ & + \dot{S}_{оч1-8} \cdot \underline{Z}_{л1-8} = (22,19 - j \cdot 15,43) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) + (2,75 - j \cdot 2,22) \cdot \\ & \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) - (13,31 - j \cdot 9,20) \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) - (21,33 - j \cdot 14,82) \cdot (5,31 - j \cdot 9,34) \cdot \\ & \cdot (-6,27 + j \cdot 4,14) + (9,22 + j \cdot 9,74) = 0 \\ & \dot{S}_{оч0-3} \cdot \underline{Z}_{л0-3} + \dot{S}_{оч3-4} \cdot \underline{Z}_{л3-4} + \dot{S}_{оч4-5} \cdot \underline{Z}_{л4-5} - \dot{S}_{оч6-7} \cdot \underline{Z}_{л6-7} - \\ & - \dot{S}_{оч0-7} \cdot \underline{Z}_{л0-7} + \dot{S}_{оч5-6} \cdot \underline{Z}_{л5-6} = (21,74 - j \cdot 15,46) \cdot (5,07 + j \cdot 8,91) + \\ & + (13,71 - j \cdot 9,95) \cdot (7 + j \cdot 12,31) + (6,67 - j \cdot 5,05) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - (9,39 - j \cdot 6,09) \cdot \\ & \cdot (8,38 + j \cdot 8,85) - (22,19 - j \cdot 15,43) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) + (-3,36 + j \cdot 1,95) \cdot \\ & \cdot (11,73 + j \cdot 12,39) = 0 \end{aligned}$$

Перевірка другого закону Кірхгофа виконується, отже, основний поточкорозподіл потужностей для режиму максимального навантаження електричної мережі знайдено вірно. Результати розрахунку наведено на рис. 1.11.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 52   |

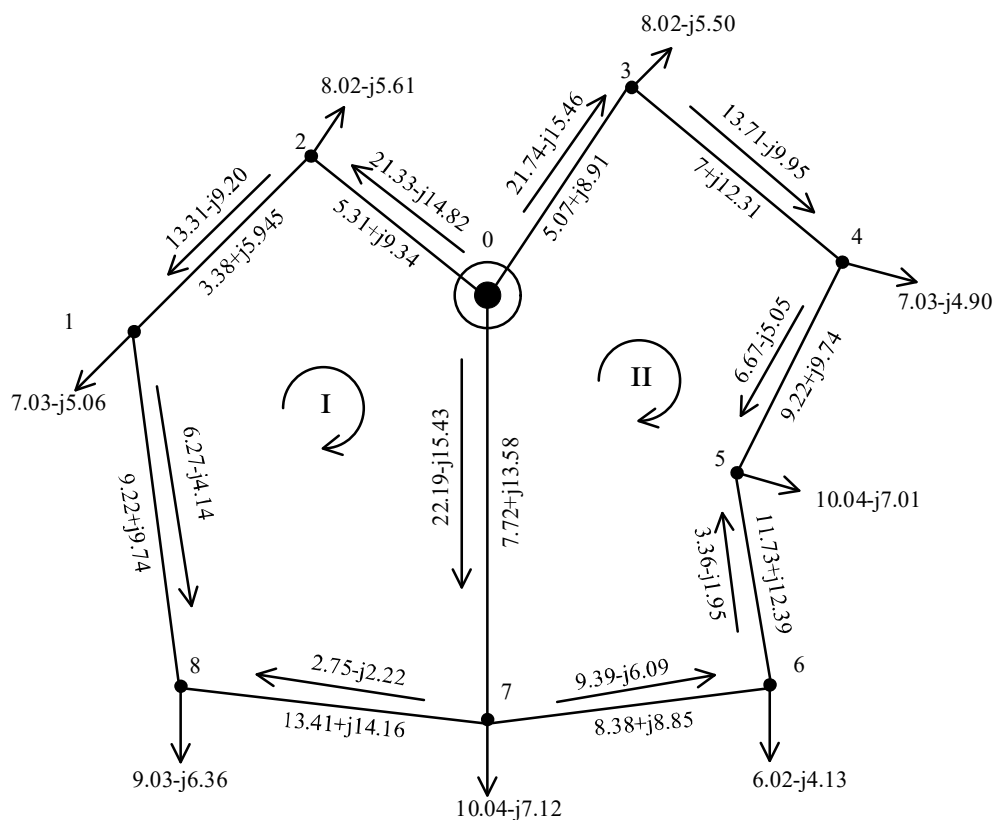


Рисунок 1.11 – Розрахункова схема для режиму максимальних навантажень

### 1.9.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі

Розрахуємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Початкові наближенні напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі складають:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ кВ}$$

Виконаємо розрахунок втрат потужності в опорах ділянок за основним потекорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги. Для ділянки 0-2:

$$\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} = \frac{P_{осн0-2}^2 + Q_{осн0-2}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_2)^2)} \cdot (r_{л0-2} - j \cdot x_{л0-2}) =$$

$$= \frac{21,33^2 + (-14,82)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (5,31 - j \cdot 9,34) = 0,28 - j0,49 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведено у табл. 1.23.

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

| Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> |
|---------|-------------------------------|---------|-------------------------------|
| 0-2     | 0,283-j0,498                  | 0-3     | 0,285-j0,501                  |
| 1-2     | 0,073-j0,129                  | 3-4     | 0,166-j0,292                  |
| 1-8     | 0,043-j0,045                  | 4-5     | 0,053-j0,056                  |
| 7-8     | 0,014-j0,015                  | 5-6     | 0,015-j0,016                  |
| 0-7     | 0,446-j0,784                  | 6-7     | 0,087-0,092                   |

Розрахуємо втрати потужності для 1-го пункту схеми:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,11 + j \cdot 35,7) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,026 + j0,432 \text{ МВА}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на першій ітерації розрахунку

| № пункту | Втрати в провідності , <i>МВА</i> | Ділянка | Втрати в провідності , <i>МВА</i> |
|----------|-----------------------------------|---------|-----------------------------------|
| 1        | 0,026+j0,432                      | 5       | 0,031+j0,578                      |
| 2        | 0,031+j0,385                      | 6       | 0,021+j0,656                      |
| 3        | 0,031+j0,612                      | 7       | 0,031+j1,13                       |
| 4        | 0,021+j0,722                      | 8       | 0,031+j0,64                       |

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності для 1-го пункту схеми:

$$\Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-8}^{(1)}) = 0,026 + j0,432 + 0,5 \cdot ((0,073 - j \cdot 0,129) + (0,043 - j \cdot 0,045)) = 0,084 + j0,345 \text{ МВА}$$

Додаткові навантаження пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку додаткових втрат пунктів на першій ітерації розрахунку

| № пункту | Додаткові навантаження, <i>МВА</i> | Ділянка | Додаткові навантаження, <i>МВА</i> |
|----------|------------------------------------|---------|------------------------------------|
| 1        | 0,084+j0,345                       | 5       | 0,065+j0,542                       |
| 2        | 0,209+j0,071                       | 6       | 0,072+j0,602                       |
| 3        | 0,257+j0,215                       | 7       | 0,305+j0,684                       |
| 4        | 0,131+j0,548                       | 8       | 0,006+j0,61                        |

Потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності виконується аналогічно розрахунку основного потокорозподілу, результати розрахунку наведені в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку додаткового потокорозподілу

| Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> |
|---------|-------------------------------|---------|-------------------------------|
| 0-2     | 0,293+j0,416                  | 0-3     | 0,453+j1,305                  |
| 1-2     | 0,084+j0,345                  | 3-4     | 0,196+j1,09                   |
| 0-7     | 0,436+j1,896                  | 4-5     | 0,065+j0,542                  |
| 7-8     | 0,06+j0,061                   | 6-7     | 0,072+j0,602                  |

Отримаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_{0-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л0-7} + \Delta \dot{S}_{7-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л7-8} - \Delta \dot{S}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л0-2} - \Delta \dot{S}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л1-2} = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \\ \cdot (\underline{Z}_{л0-2} + \underline{Z}_{л1-2} + \underline{Z}_{л1-8} + \underline{Z}_{л7-8} + \underline{Z}_{л0-7}) + \Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{л0-7}) \\ \Delta \dot{S}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л0-3} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л3-4} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л4-5} - \Delta \dot{S}_{6-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л6-7} - \Delta \dot{S}_{0-7}^{(1)} \cdot \\ \cdot \underline{Z}_{л0-7} = -\Delta \dot{S}_{к2}^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{л0-3} + \underline{Z}_{л3-4} + \underline{Z}_{л4-5} + \underline{Z}_{л5-6} + \underline{Z}_{л6-7} + \underline{Z}_{л0-7}) + \\ + \Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{л0-7}) \end{cases}$$

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

$$\Delta \dot{S}_{к1} = -0,043 - j \cdot 0,551 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{к2} = -0,003 - j \cdot 0,095 \text{ МВА}.$$

Накладемо знайдені контурні потужності на додатковий потокорозподіл від втрат потужності, результати розрахунку наведені в табл. 1.26.



Таблиця 1.26 – Результати розрахунку значень потоків потужностей від втрат

| Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> |
|---------|---------------------------------|---------|---------------------------------|
| 0-2     | 0,336+j0,967                    | 0-3     | 0,449+j1,21                     |
| 1-2     | 0,127+j0,896                    | 3-4     | 0,193+j0,995                    |
| 0-7     | 0,397+j1,441                    | 4-5     | 0,062+j0,447                    |
| 7-8     | 0,017+j0,059                    | 6-7     | 0,075+j0,697                    |
| 1-8     | -0,043-j0,551                   | 5-6     | -0,003-j0,095                   |

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 & \Delta \dot{S}_{0-7}^{(1)} \cdot Z_{л0-7} + \Delta \dot{S}_{07-8}^{(1)} \cdot Z_{л7-8} - \Delta \dot{S}_{01-2}^{(1)} \cdot Z_{л1-2} - \Delta \dot{S}_{00-2}^{(1)} \cdot Z_{л0-2} + \\
 & + \Delta \dot{S}_{01-2}^{(1)} \cdot Z_{л1-2} = (0,39 + j \cdot 1,44) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) + (0,01 + j \cdot 0,059) \cdot \\
 & \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) - (0,12 + j \cdot 0,89) \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) - (0,336 + j \cdot 0,967) \cdot \\
 & \cdot (5,31 + j \cdot 9,34) + (-0,04 - j \cdot 0,55) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) = 0 \\
 & \Delta \dot{S}_{00-3}^{(1)} \cdot Z_{л0-3} + \Delta \dot{S}_{03-4}^{(1)} \cdot Z_{л3-4} + \Delta \dot{S}_{04-5}^{(1)} \cdot Z_{л4-5} - \Delta \dot{S}_{06-7}^{(1)} \cdot Z_{л6-7} - \\
 & - \Delta \dot{S}_{00-7}^{(1)} \cdot Z_{л0-7} + \Delta \dot{S}_{05-6}^{(1)} \cdot Z_{л5-6} = (0,44 + j \cdot 1,21) \cdot (5,07 + j \cdot 8,91) + \\
 & + (0,19 + j \cdot 0,99) \cdot (7 + j \cdot 12,32) + (0,06 + j \cdot 0,44) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - \\
 & - (0,07 + j \cdot 0,69) \cdot (8,38 + j \cdot 8,85) - (0,39 + j \cdot 1,44) \cdot (7,72 + j \cdot 13,58) + \\
 & + (0,03 - j \cdot 0,09) \cdot (11,73 + j \cdot 12,39) = 0
 \end{aligned}$$

Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл і отримаємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{рез1}^{(1)} = \dot{S}_{np1} + \Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = (7,03 - j \cdot 5,06) + (0,08 + j \cdot 0,34) = 7,12 - j \cdot 4,71 \text{ МВА}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Результуючий потік потужності ділянкою 0-2 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} &= \dot{S}_{осн0-2} + \Delta \dot{S}_{00-2}^{(1)} = (21,33 - j \cdot 14,82) + (0,33 + j \cdot 0,96) = \\ &= 21,67 - j \cdot 13,85 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} U_2^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-2}^{(1)} \cdot r_{л0-2} - Q_{рез0-2}^{(1)} \cdot x_{л0-2})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,67 \cdot 5,31 - (-13,85) \cdot 9,34)} = 112,85 \text{ кВ}; \\ U_1^{(1)} &= \sqrt{(U_2^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез1-2}^{(1)} \cdot r_{л1-2} - Q_{рез1-2}^{(1)} \cdot x_{л1-2})} = \\ &= \sqrt{112,85^2 - 2 \cdot (13,43 \cdot 3,38 - (-8,30) \cdot 5,94)} = 112,01 \text{ кВ}; \\ U_3^{(1)} &= \sqrt{(U_0^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез0-3}^{(1)} \cdot r_{л0-3} - Q_{рез0-3}^{(1)} \cdot x_{л0-3})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,19 \cdot 5,07 - (-14,25) \cdot 8,91)} = 112,89 \text{ кВ}; \\ U_4^{(1)} &= \sqrt{(U_3^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез3-4}^{(1)} \cdot r_{л3-4} - Q_{рез3-4}^{(1)} \cdot x_{л3-4})} = \\ &= \sqrt{112,89^2 - 2 \cdot (13,90 \cdot 7 - (-8,96) \cdot 12,31)} = 111,04 \text{ кВ}; \\ U_5^{(1)} &= \sqrt{(U_4^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез4-5}^{(1)} \cdot r_{л4-5} - Q_{рез4-5}^{(1)} \cdot x_{л4-5})} = \\ &= \sqrt{110,04^2 - 2 \cdot (6,74 \cdot 9,22 - 4,60 \cdot 9,74)} = 110,07 \text{ кВ}; \\ U_6^{(1)} &= \sqrt{(U_5^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез5-6}^{(1)} \cdot r_{л5-6} - Q_{рез5-6}^{(1)} \cdot x_{л5-6})} = \\ &= \sqrt{110,07^2 - 2 \cdot (-3,36 \cdot 11,73 - (1,84) \cdot 12,39)} = 110,64 \text{ кВ}; \\ U_7^{(1)} &= \sqrt{(U_0^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез0-7}^{(1)} \cdot r_{л0-7} - Q_{рез0-7}^{(1)} \cdot x_{л0-7})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,58 \cdot 7,72 - (-13,99) \cdot 13,58)} = 111,78 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 58   |

$$U_8^{(1)} = \sqrt{(U_7^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез7-8}^{(1)} \cdot r_{л7-8} - Q_{рез7-8}^{(1)} \cdot x_{л7-8})} =$$

$$= \sqrt{111,78^2 - 2 \cdot (2,77 \cdot 13,41 - (-2,16) \cdot 14,16)} = 111,17 \text{ кВ.}$$

Параметри режиму максимальних навантажень електричної мережі на першій ітерації розрахунку зображені на рис. 1.12.

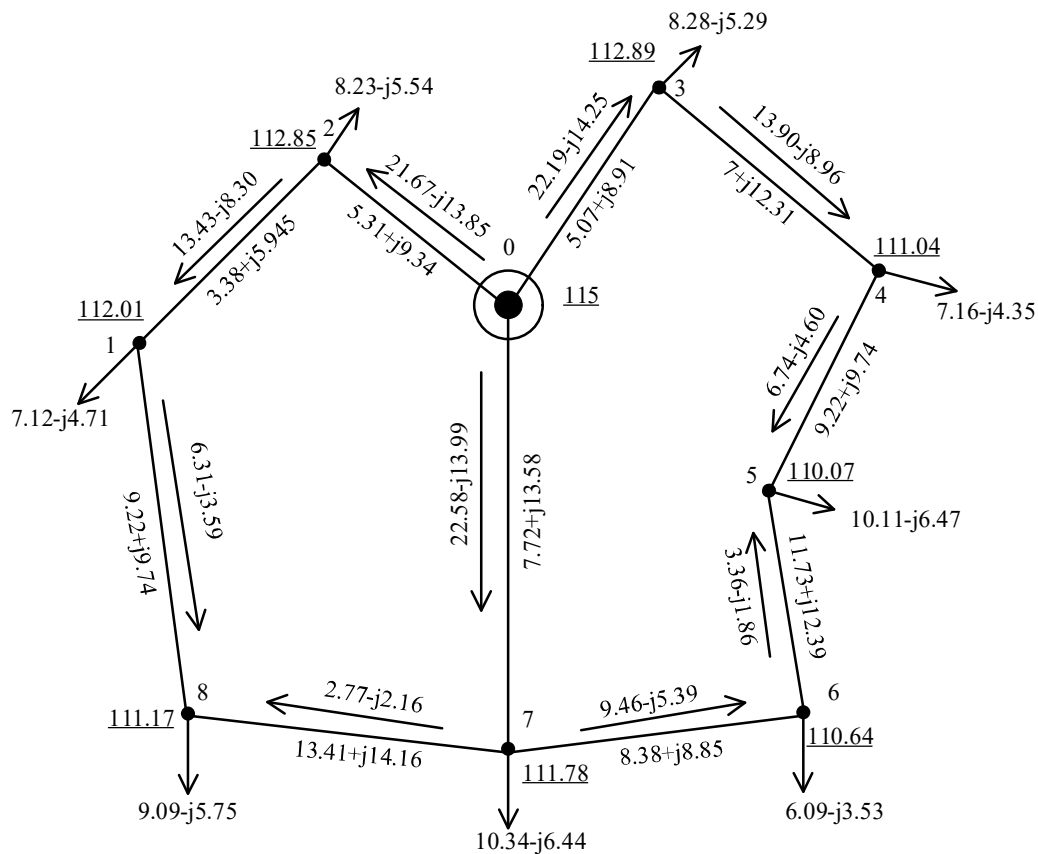


Рисунок 1.12 – Параметри режиму максимальних навантажень електричної мережі на першій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|112,01 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,82\%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|112,85 - 110|}{110} \cdot 100\% = 2,59\%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|112,89 - 110|}{110} \cdot 100\% = 2,63\%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,04 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0,94\%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|110,07 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0,06\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|110,64 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0,58\%;$$

$$\Delta U_7^{(1)} = \frac{|U_7^{(1)} - U_7^{(0)}|}{U_7^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,78 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,62\%;$$

$$\Delta U_8^{(1)} = \frac{|U_8^{(1)} - U_8^{(0)}|}{U_8^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,17 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,06\%.$$

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

Потужність БП на першій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-7}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(1)}) + \\ &+ \underline{Y}_{\phi n} \cdot U_0^2 = (21,67 - j \cdot 13,85) + (22,19 - j \cdot 14,25) + (22,58 - j \cdot 13,99) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,28 - j \cdot 0,49) + (0,28 - j \cdot 0,5) + (0,44 - j \cdot 0,78)) + j \cdot 100,9 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = \\ &= 66,96 - j \cdot 41,66 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність усіх навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{np8} = (7,03 - \\ &- j \cdot 5,06) + (8,02 - j \cdot 5,61) + (8,02 - j \cdot 5,50) + (7,03 - j \cdot 4,90) + (10,04 - j \cdot 7,01) + \\ &+ (6,02 - j \cdot 4,13) + (10,04 - j \cdot 7,12) + (9,03 - j \cdot 6,36) = 65,27 - j \cdot 45,72 \text{ МВА} \end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 60   |

Повні втрати потужності в схемі електричної мережі на першій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (66,96 - j \cdot 41,66) - (65,27 - j \cdot 45,72) = 1,68 + j \cdot 4,06 \text{ МВА}$$

Наступні ітерації виконуються аналогічно. Ітераційний процес завершивсь на третій ітерації. Результати наведені в табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку на третій ітерації параметрів режиму роботи електричної мережі за максимальних навантажень

| Параметр                                                                                           | Ділянка (пункт) | Значення   | Ділянка (пункт) | Значення   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z \ i-j}$ , МВА                               | 0-2             | 0,27-j0,47 | 0-3             | 0,27-j0,47 |
|                                                                                                    | 1-2             | 0,06-j0,11 | 3-4             | 0,15-j0,26 |
|                                                                                                    | 1-8             | 0,03-j0,04 | 4-5             | 0,05-j0,5  |
|                                                                                                    | 7-8             | 0,01-j0,01 | 5-6             | 0,01-j0,01 |
|                                                                                                    | 0-7             | 0,42-j0,74 | 6-7             | 0,08-j0,8  |
| Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y \ s}$ , МВА                           | 1               | 0,27+j0,44 | 5               | 0,03+j0,57 |
|                                                                                                    | 2               | 0,03+j0,40 | 6               | 0,02+j0,66 |
|                                                                                                    | 3               | 0,03+j0,64 | 7               | 0,03+j1,16 |
|                                                                                                    | 4               | 0,02+j0,73 | 8               | 0,03+j0,65 |
| Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{n \ s}$ , МВА                                     | 1               | 0,07+j0,36 | 5               | 0,06+j0,54 |
|                                                                                                    | 2               | 0,20+j0,10 | 6               | 0,06+j0,61 |
|                                                                                                    | 3               | 0,24+j0,27 | 7               | 0,29+j0,74 |
|                                                                                                    | 4               | 0,12+j0,57 | 8               | 0,05+j0,62 |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{o \ i}$ , МВА | 0-2             | 0,28+j0,47 | 0-3             | 0,43+j1,39 |
|                                                                                                    | 1-2             | 0,07+j0,36 | 3-4             | 0,18+j1,12 |
|                                                                                                    | 1-8             | 0,03-j0,04 | 4-5             | 0,06+j0,54 |
|                                                                                                    | 7-8             | 0,05+j0,62 | 5-6             | 0,01-j0,01 |
|                                                                                                    | 0-7             | 0,41+j1,98 | 6-7             | 0,06+j0,61 |

Продовження табл. 1.27

| Параметр                                                               | Ділянка (пункт) | Значення     | Ділянка (пункт) | Значення     |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез\ s}$ , МВА              | 1               | 7,11-j4,69   | 5               | 10,10-j6,47  |
|                                                                        | 2               | 8,22-j5,50   | 6               | 6,09-j3,52   |
|                                                                        | 3               | 8,27-j5,23   | 7               | 10,33-j6,37  |
|                                                                        | 4               | 7,16-j4,32   | 8               | 9,09-j5,73   |
| Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{рез\ i-j}$ , МВА | 0-2             | 21,65-j13,77 | 0-3             | 22,17-j14,16 |
|                                                                        | 1-2             | 13,43-j8,27  | 3-4             | 13,90-j8,93  |
|                                                                        | 1-8             | 6,31-j3,57   | 4-5             | 6,74-j4,60   |
|                                                                        | 7-8             | 2,77-j2,15   | 5-6             | 3,36-j1,86   |
|                                                                        | 0-7             | 22,57-j13,92 | 6-7             | 9,46-j5,38   |
| Рівень напруги в пунктах, $U_s$                                        | 1               | 112,01       | 5               | 110,08       |
|                                                                        | 2               | 112,86       | 6               | 110,65       |
|                                                                        | 3               | 112,90       | 7               | 111,79       |
|                                                                        | 4               | 111,05       | 8               | 111,18       |

Результати розрахунку на третій ітерації параметрів режиму роботи електричної мережі за максимальних навантажень показано на рис. 1.13.

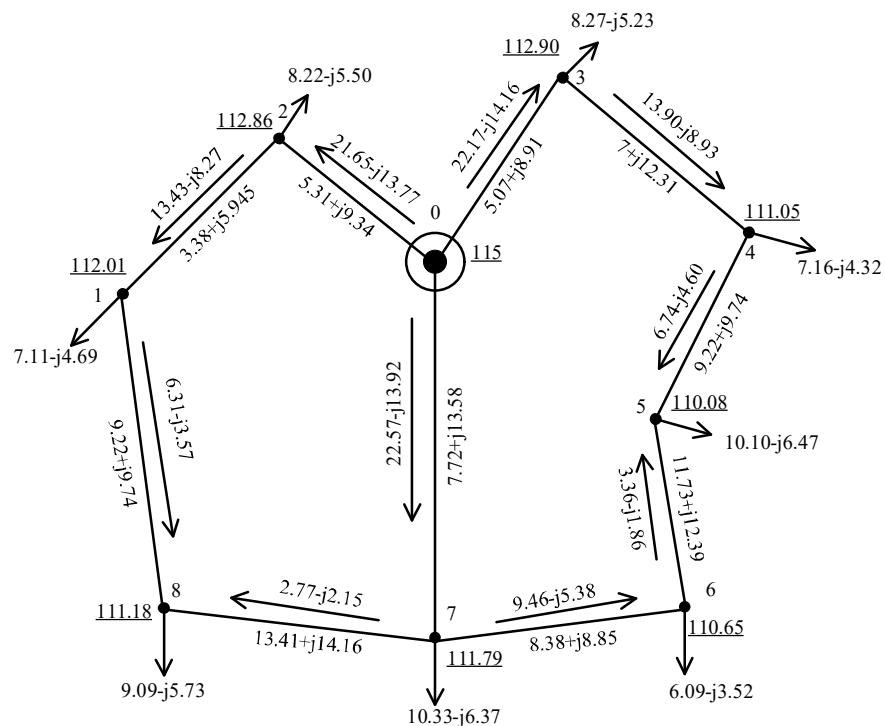


Рисунок 1.13 – Параметри режиму максимальних навантажень електричної мережі на першій ітерації розрахунку на третій ітерації розрахунку

Визначимо втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез\ 0-2}^{(3)} + \dot{S}_{рез\ 0-3}^{(3)} + \dot{S}_{рез\ 0-7}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-7}^{(3)}) + \\ &+ Y_{\phi n} \cdot U_0^2 = (21,65 - j \cdot 13,77) + (22,17 - j \cdot 14,16) + (22,57 - j \cdot 13,95) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,27 - j \cdot 0,47) + (0,27 - j \cdot 0,47) + (0,42 - j \cdot 0,74)) + \\ &+ j \cdot 100,9 \cdot 10^{-6} \cdot 115 = 66,88 - j \cdot 41,38 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Повні втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (66,88 - j \cdot 41,38) - (65,27 - j \cdot 45,72) = 1,60 + j \cdot 4,34 \text{ МВА}$$

Відносні зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку складають:

$$\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(1,60 + j \cdot 4,34) - (1,61 + j \cdot 4,33)|}{|(1,61 + j \cdot 4,33)|} \cdot 100\% = 0,23\%$$

Оскільки значення зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2%, то розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Для ділянки 0-2 струмове навантаження в режимі максимальних навантажень мережі складе:

$$\begin{aligned}I_{\max\ 0-2} &= \frac{\sqrt{(P_{рез\ 0-2}^{(3)})^2 + (Q_{рез\ 0-2}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_2^{(3)})^2}} \cdot 10^3 = \\ &= \frac{\sqrt{(21,65)^2 + (-13,77)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{115 + (112,86)^2}} \cdot 10^3 = 130,07 \text{ А}\end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 1.28.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 63   |

Таблиця 1.28 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

| Ділянка                                | 0-2 | 1-2  | 1-8  | 7-8  | 0-7 | 0-3   | 3-4  | 4-5  | 5-6  | 6-7  |
|----------------------------------------|-----|------|------|------|-----|-------|------|------|------|------|
| Струмове навантаження, А               | 130 | 80,9 | 37,5 | 18,2 | 135 | 133,3 | 85,1 | 42,6 | 20,1 | 56,5 |
| Тривало допустимий струм $I_{доп}$ , А | 390 | 390  | 265  | 265  | 390 | 390   | 390  | 265  | 265  | 265  |

Струмове навантаження всіх ділянок електричної мережі при максимальних навантаженнях не перевищують значення тривало допустимих струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про вірний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі.

#### 1.9.2.1 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень

Втрати напруги в обмотках ВН, СН та НН трансформатора, зведені до шин вищої напруги

- для підстанції 1:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{тв1} &= \frac{(P_{нн1} + \Delta P_{tz1} \cdot 10^{-3} + g_{бм1} \cdot U_{м1}^2) \cdot r_{бв1}}{U_{м1}} - \\
 &- \frac{(Q_{нн1} + \Delta Q_{tz1} \cdot 10^{-3} + b_{бм1} \cdot U_{м1}^2) \cdot x_{бв1}}{U_{м1}} = \\
 &= \frac{(3 + 37,77 \cdot 10^{-3} + 2,11 \cdot 10^{-6} \cdot 112,01^2) \cdot 4,83}{112,01} - \\
 &- \frac{(-1,93 - 647,76 \cdot 10^{-3} - 1,14 \cdot 10^{-5} \cdot 112,01^2) \cdot 112,83}{112,01} = 2,88 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$



$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{cn1} \cdot r_{bc1} - Q_{cn1} \cdot x_{bc1}}{U_{m1} - \Delta U_{mv1}} = \frac{4 \cdot 4,83 + 2,47 \cdot 0}{112,01 - 2,88} = 0,177 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{nn1} \cdot r_{bn1} - Q_{nn1} \cdot x_{bn1}}{U_{m1} - \Delta U_{mv1}} = \frac{3 \cdot 4,83 + 1,93 \cdot 65,6}{112,01 - 2,88} = 1,29 \text{ кВ}.$$

Рівні напруги на шинах СН та НН, зведені до вищої напруги підстанції 1 для режиму максимальних навантажень:

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{mv1} - \Delta U_{mc1} = 112,01 - 2,88 - 1,29 = 107,84 \text{ кВ};$$

$$U_{nn1} = U_{m1} - \Delta U_{mv1} - \Delta U_{mn1} = 112,01 - 2,88 - 0,17 = 108,96 \text{ кВ}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанцій 1 у режимі максимальних навантажень:

$$\omega_{вж1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{mn1}}{U_{mv1} \cdot U_{ндж}} - 1 = \frac{107,84 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,018$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів підстанції 1:

$$N_{в1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{в0}} = \frac{-0,018}{0,017} = -0,98; \quad N_{в1}^{cm} = -1.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{в1}^{cm} = N_{в1}^{cm} \cdot \omega_{в0} = -1 \cdot 0,017 = -0,018$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції 1 у режимі максимального навантаження:

$$U_{нд1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{mn1}}{U_{mv1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})} = \frac{107,84 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 10,50 \text{ кВ}$$

Вибір відгалужень РПН для силових трансформаторів підстанцій виконують аналогічно, результати розрахунку наведено у табл. 1.29.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сдж1} \cdot U_{mv1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})}{U_{nc1} \cdot U_{mc1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,018)}{118,96 \cdot 38,5} - 1 = 0,037$$

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 65   |

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,036}{0,025} = 1,46; \quad N_{c1}^{cm} = 1.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 2 \cdot 0,017 = 0,036$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН підстанції 1:

$$U_{нс1} = \frac{U_{нс1} \cdot U_{мс1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{мс1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})} = \frac{108,96 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,036)}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 38,46 \text{ кВ}$$

Вибір відгалужень ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів інших підстанцій схеми в режимі максимального навантаження виконують аналогічно. Результати вибору відгалужень ПБЗ у режимі максимальних навантажень мережі наведені у табл. 1.29

Таблиця 1.29 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ для силових трансформаторів у режимі максимальних навантажень

| № пункту | $N_B$ | $N_C$ | $U_H, \text{кВ}$ | $U_C, \text{кВ}$ |
|----------|-------|-------|------------------|------------------|
| 1        | -1    | 2     | 10,50            | 38,46            |
| 2        | 0     | 2     | 10,48            | 38,33            |
| 3        | 0     | 1     | 10,62            | 37,98            |
| 4        | 0     | -     | 10,55            | -                |
| 5        | -1    | 2     | 10,52            | 38,26            |
| 6        | 0     | -     | 10,53            | -                |
| 7        | -1    | 2     | 10,55            | 38,56            |
| 8        | -1    | 2     | 10,49            | 38,39            |

## 1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі

### 1.10.1 Розрахунок основного потокорозподілу

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь за умови виключення найбільш завантаженої ділянки 0-7. До складу єдиного контуру в післяаварійному режимі роботи мережі входять ділянки: 0-3, 3-4, 4-5, 5-6, 0-2, 1-2, 1-8, 7-8 за умовно вилучену перемичку для даного контуру прийнята ділянка 6-7. За додатний напрям обхід контуру приймаємо обхід за годинниковою стрілкою. Схема зображена на рис. 1.14.

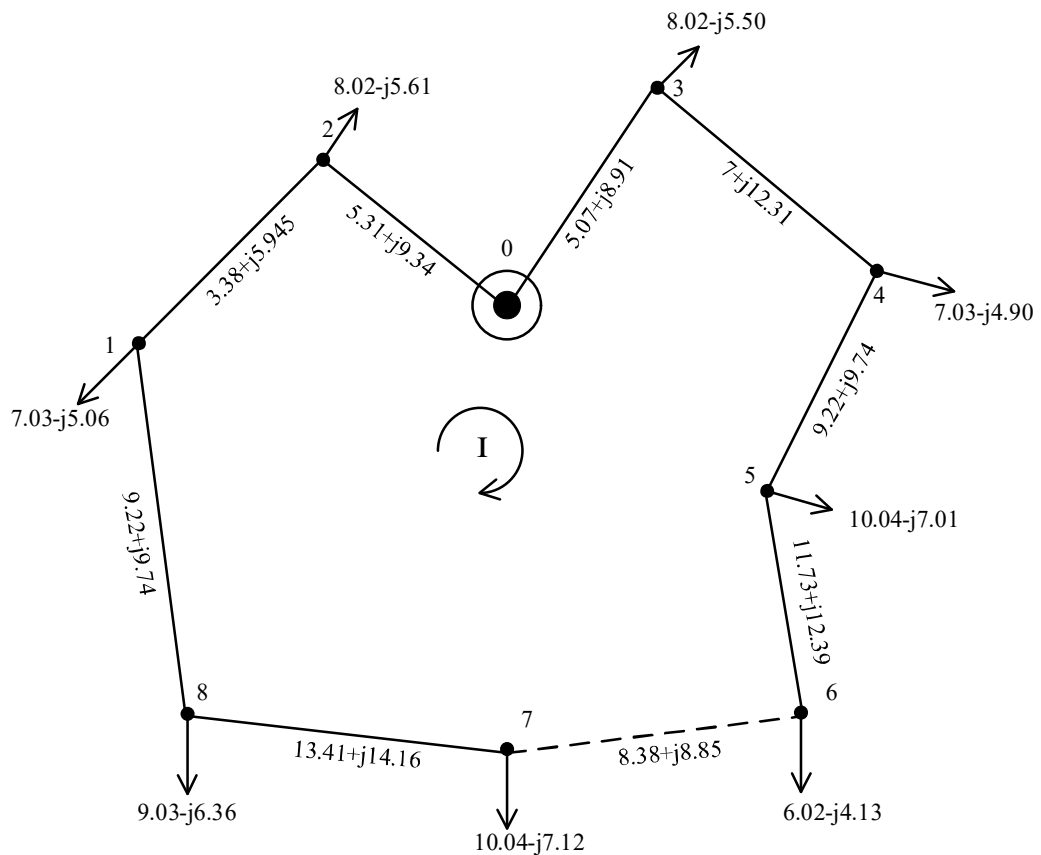


Рисунок 1.14 Схема післяаварійного режиму роботи

Визначимо основний потокорозподіл потужностей:

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{np6} = 6,02 - j \cdot 4,13 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{5-6} = 10,04 - j \cdot 7,01 + 6,02 - j \cdot 4,13 = 16,07 - j \cdot 11,14 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{4-5} = 7,03 - j \cdot 4,90 + 16,07 - j \cdot 11,14 = 23,11 - j \cdot 16,05 \text{ MVA};$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 67   |

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-3} &= \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{3-4} = 8,02 - j \cdot 5,50 + 23,11 - j \cdot 16,05 = 31,13 - j \cdot 21,55 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{7-8} &= \dot{S}_{np7} = 10,04 - j \cdot 7,12 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{1-8} &= \dot{S}_{np8} + \dot{S}_{7-8} = 9,03 - j \cdot 6,36 + 10,04 - j \cdot 7,12 = 19,07 - j \cdot 13,48 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{1-8} = 7,03 - j \cdot 4,90 + 19,07 - j \cdot 13,48 = 26,11 - j \cdot 18,55 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{1-2} = 8,02 - j \cdot 5,61 + 26,11 - j \cdot 18,55 = 31,13 - j \cdot 24,16 \text{ MBA}.\end{aligned}$$

Складемо контурні рівняння:

$$\begin{aligned}& \left\{ \begin{aligned} & \dot{S}_{0-3} \cdot Z_{л0-3} + \dot{S}_{3-4} \cdot Z_{л3-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot Z_{л4-5} + \dot{S}_{5-6} \cdot Z_{л5-6} - \dot{S}_{0-2} \cdot Z_{л0-2} - \\ & - \dot{S}_{1-2} \cdot Z_{л1-2} - \dot{S}_{1-8} \cdot Z_{л1-8} - \dot{S}_{7-8} \cdot Z_{л7-8} = -\dot{S}_{к1} \cdot (Z_{л0-3} + Z_{л3-4} + Z_{л4-5} + \\ & + Z_{л5-6} + Z_{л6-7} + Z_{л0-2} + Z_{л1-2} + Z_{л1-8} + Z_{л7-8}) \end{aligned} \right. \\ & \left\{ \begin{aligned} & (31,13 - j \cdot 21,55) \cdot (5,07 + j \cdot 8,91) + (23,11 - j \cdot 16,05) \cdot (7 + j \cdot 12,31) + \\ & + (16,07 - j \cdot 11,14) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) + (6,02 - j \cdot 4,13) \cdot (11,73 + j \cdot 12,39) - \\ & - (34,13 - j \cdot 24,16) \cdot (5,31 + j \cdot 9,34) - (26,11 - j \cdot 18,55) \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) - \\ & - (19,07 - j \cdot 13,48) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - (10,04 - j \cdot 7,12) \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) = \\ & = -\dot{S}_{к1} \cdot (72,74 + j \cdot 91,41) \end{aligned} \right.\end{aligned}$$

В результаті отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\dot{S}_{к1} = 0,12 - j \cdot 0,55 \text{ MBA}$$

Визначимо основний потокорозподіл за ділянками схеми наступним чином:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{осн0-3} &= \dot{S}_{0-3} + \dot{S}_{к1} = (31,13 - j \cdot 21,55) + (0,12 - j \cdot 0,55) = \\ &= 31,26 - j \cdot 22,11 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{осн3-4} &= \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_{к1} = (23,11 - j \cdot 16,05) + (0,12 - j \cdot 0,55) = \\ &= 23,23 - j \cdot 16,61 \text{ MBA};\end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 68   |

$$\dot{S}_{оч4-5} = \dot{S}_{4-5} + \dot{S}_{к1} = (16,7 - j \cdot 11,14) + (0,12 - j \cdot 0,55) =$$

$$= 16,19 - j \cdot 11,70 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч5-6} = \dot{S}_{5-6} + \dot{S}_{к1} = (6,02 - j \cdot 4,13) + (0,12 - j \cdot 0,55) =$$

$$= 6,15 - j \cdot 4,69 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч0-2} = \dot{S}_{0-2} - \dot{S}_{к1} = (34,13 - j \cdot 24,16) - (0,12 - j \cdot 0,55) =$$

$$= 34,01 - j \cdot 23,60 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч1-2} = \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_{к1} = (26,11 - j \cdot 18,55) - (0,12 - j \cdot 0,55) =$$

$$= 25,98 - j \cdot 17,99 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч1-8} = \dot{S}_{1-8} - \dot{S}_{к1} = (19,07 - j \cdot 13,48) - (0,12 - j \cdot 0,55) =$$

$$= 18,94 - j \cdot 12,92 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч7-8} = \dot{S}_{7-8} - \dot{S}_{к1} = (10,04 - j \cdot 7,12) - (0,12 - j \cdot 0,55) = 9,91 - j \cdot 6,56 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{оч6-7} = \dot{S}_{к1} = 0,12 - j \cdot 0,55 \text{ МВА}.$$

Виконаємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для обох контурів схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку основного потокорозподілу потужностей:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{оч0-3} \cdot \underline{Z}_{л0-3} + \dot{S}_{оч3-4} \cdot \underline{Z}_{л3-4} + \dot{S}_{оч4-5} \cdot \underline{Z}_{л4-5} + \dot{S}_{оч5-6} \cdot \underline{Z}_{л5-6} - \\ & - \dot{S}_{оч0-2} \cdot \underline{Z}_{л0-2} - \dot{S}_{оч1-2} \cdot \underline{Z}_{л1-2} - \dot{S}_{оч1-8} \cdot \underline{Z}_{л1-8} - \dot{S}_{оч7-8} \cdot \underline{Z}_{л7-8} + \\ & + \dot{S}_{оч6-7} \cdot \underline{Z}_{л6-7} = (31,26 - j \cdot 22,11) \cdot (5,07 + j \cdot 8,97) + (23,23 - j \cdot 16,61) \cdot \\ & \cdot (7 + j \cdot 12,31) + (16,19 - j \cdot 11,70) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) + (6,15 - j \cdot 4,69) \cdot (11,73 + j \cdot 12,39) - \\ & - (34,01 - j \cdot 23,60) \cdot (5,31 + j \cdot 9,34) - (25,98 - j \cdot 17,99) \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) - \\ & - (18,94 - j \cdot 12,92) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - (9,91 - j \cdot 6,56) \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) + \\ & + (0,12 - j \cdot 0,55) \cdot (8,38 + j \cdot 8,85) = 0 \end{aligned}$$

Другий закон Кірхгофа виконується, отже, основний потокорозподіл потужностей у післяаварійному режимі знайдено вірно. Результати розрахунку наведено на рис. 1.15.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 69   |

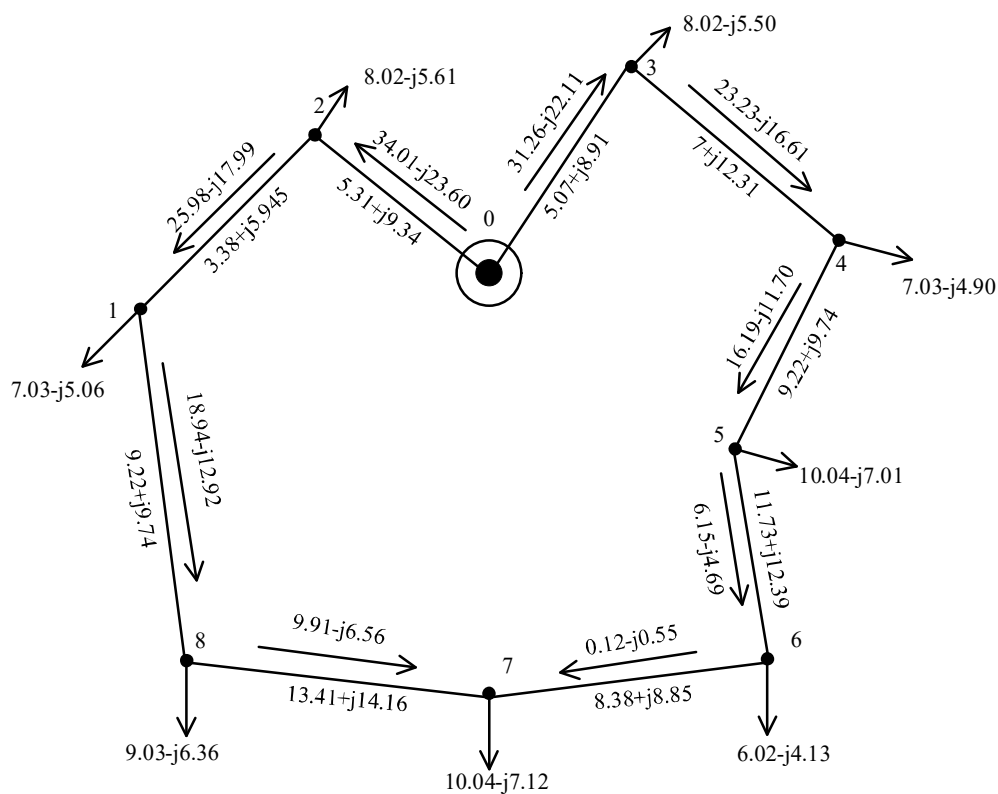


Рисунок 1.15 – Основний потокорозподіл в післяаварійному режимі

### 1.10.2 Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі

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

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ кВ}$$

Визначимо втрати потужності в опорах ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги. Для ділянки 0-2:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z0-2}^{(1)} &= \frac{P_{осн0-2}^2 + Q_{осн0-2}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_2)^2)} \cdot (r_{л0-2} - j \cdot x_{л0-2}) = \\ &= \frac{34,01^2 + (-23,60)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (5,31 - j \cdot 9,34) = 0,71 - j1,26 \text{ МВА} \end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 70   |

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 1.30.

Таблиця 1.30 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

| Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Втрати в опорі,<br><i>МВА</i> |
|---------|-------------------------------|---------|-------------------------------|
| 0-2     | 0,719-j1,265                  | 0-3     | 0,587-j1,033                  |
| 1-2     | 0,279-j0,491                  | 3-4     | 0,472-j0,83                   |
| 1-8     | 0,401-j0,424                  | 4-5     | 0,304-j0,321                  |
| 7-8     | 0,157-j0,166                  | 5-6     | 0,058-j0,061                  |
| 6-7     | 0,0002-0,0002                 |         |                               |

Розрахуємо втрати потужності для 1-го пункту схеми:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,11 + j \cdot 35,7) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,026 + j0,432 \text{ МВА}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.31.

Таблиця 1.31 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на першій ітерації розрахунку

| № пункту | Втрати в<br>провідності , <i>МВА</i> | Ділянка | Втрати в<br>провідності , <i>МВА</i> |
|----------|--------------------------------------|---------|--------------------------------------|
| 1        | 0,026+j0,432                         | 5       | 0,031+j0,578                         |
| 2        | 0,031+j0,385                         | 6       | 0,021+j0,656                         |
| 3        | 0,031+j0,612                         | 7       | 0,031+j0,609                         |
| 4        | 0,021+j0,722                         | 8       | 0,031+j0,64                          |

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності для 1-го пункту схеми:

$$\Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-8}^{(1)}) = 0,026 + j0,432 + 0,5 \cdot ((0,279 - j \cdot 0,491) + (0,401 - j \cdot 0,424)) = 0,366 - j0,025 \text{ МВА}$$

Додаткові навантаження пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Результати розрахунку додаткових втрат потужності на першій ітерації розрахунку

| № пункту | Додаткові навантаження, МВА | Ділянка | Додаткові навантаження, МВА |
|----------|-----------------------------|---------|-----------------------------|
| 1        | 0,366-j0,025                | 5       | 0,212+j0,386                |
| 2        | 0,53-j0,493                 | 6       | 0,05+j0,625                 |
| 3        | 0,561-j0,319                | 7       | 0,11+j0,526                 |
| 4        | 0,409+j0,147                | 8       | 0,31+j0,346                 |

Потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності виконується аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу, результати розрахунку наведені в табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Результати розрахунку додаткового потокорозподілу від втрат потужності

| Ділянка | Потік потужності, МВА | Ділянка | Потік потужності, МВА |
|---------|-----------------------|---------|-----------------------|
| 0-2     | 1,316+j0,353          | 0-3     | 1,233+j0,839          |



Продовження табл. 1.33

| Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> |
|---------|---------------------------------|---------|---------------------------------|
| 1-2     | 0,785+j0,847                    | 3-4     | 0,672+j1,158                    |
| 7-8     | 0,11+j0,526                     | 4-5     | 0,262+j1,01                     |
| 5-6     | 0,05+j0,625                     | 1-8     | 0,42+j0,872                     |

Отримаємо наступне контурне рівняння:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л0-3} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л3-4} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л4-5} + \Delta \dot{S}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л5-6} - \\ - \Delta \dot{S}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л0-2} - \Delta \dot{S}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л1-2} - \Delta \dot{S}_{1-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л1-8} - \Delta \dot{S}_{7-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{л7-8} = -\Delta \dot{S}_{к1}^{(1)} \cdot \\ \cdot (\underline{Z}_{л0-3} + \underline{Z}_{л3-4} + \underline{Z}_{л4-5} + \underline{Z}_{л5-6} + \underline{Z}_{л6-7} + \underline{Z}_{л0-2} + \underline{Z}_{л1-2} + \underline{Z}_{л1-8} + \underline{Z}_{л7-8}) \end{cases}$$

Отримаємо наступні значення потоку потужності у контурі:

$$\Delta \dot{S}_{к1} = 0,025 - j \cdot 0,156 \text{ МВА}$$

Накладемо знайдене значення потоку потужності у контурі на додатковий потік розподіл від втрат потужності, результати розрахунку наведені в табл. 1.34.

Таблиця 1.34 – Результати розрахунку потоків потужностей від втрат потужностей по ділянках

| Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> | Ділянка | Потік потужності,<br><i>МВА</i> |
|---------|---------------------------------|---------|---------------------------------|
| 0-2     | 1,29+j0,50                      | 0-3     | 1,25+j0,68                      |
| 1-2     | 0,76+j1                         | 3-4     | 0,69+j1                         |
| 5-6     | 0,007+j0,046                    | 4-5     | 0,28+j0,85                      |
| 7-8     | 0,08+j0,68                      | 6-7     | 0,02-j0,15                      |
| 1-8     | 0,39+j1,02                      |         |                                 |

Виконаємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для схеми мережі з метою підтвердження правильності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} & \Delta \dot{S}_{\partial 0-3}^{(1)} \cdot Z_{л 0-3} + \Delta \dot{S}_{\partial 3-4}^{(1)} \cdot Z_{л 3-4} + \Delta \dot{S}_{\partial 4-5}^{(1)} \cdot Z_{л 4-5} + \Delta \dot{S}_{\partial 5-6}^{(1)} \cdot Z_{л 5-6} - \\ & - \Delta \dot{S}_{\partial 0-2}^{(1)} \cdot Z_{л 0-2} - \Delta \dot{S}_{\partial 1-2}^{(1)} \cdot Z_{л 1-2} - \Delta \dot{S}_{\partial 1-8}^{(1)} \cdot Z_{л 1-8} - \Delta \dot{S}_{\partial 7-8}^{(1)} \cdot Z_{л 7-8} + \\ & + \Delta \dot{S}_{\partial 6-7}^{(1)} \cdot Z_{л 6-7} = (1,25 + j \cdot 0,68) \cdot (5,07 + j \cdot 8,91) + (0,69 + j \cdot 1) \cdot \\ & \cdot (7 + j \cdot 12,31) + (0,28 + j \cdot 0,85) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) + (0,07 + j \cdot 0,46) \cdot \\ & \cdot (11,73 + j \cdot 12,39) - (1,29 + j \cdot 0,50) \cdot (5,31 + j \cdot 9,34) - (0,76 + j \cdot 1) \cdot \\ & \cdot (3,38 + j \cdot 5,94) - (0,39 + j \cdot 1) \cdot (9,22 + j \cdot 9,74) - (0,084 + j \cdot 0,68) \cdot \\ & \cdot (13,41 + j \cdot 14,16) + (0,25 - j \cdot 0,15) \cdot (8,38 + j \cdot 8,85) = 0 \end{aligned}$$

Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл і отримаємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку. Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде:

$$\dot{S}_{рез1}^{(1)} = \dot{S}_{np1} + \Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = (7,03 - j \cdot 5,06) + (0,36 - j \cdot 0,02) = 7,40 - j \cdot 5,08 \text{ МВА}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Результуючий потік потужності ділянкою 0-2 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} &= \dot{S}_{осн0-2} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-2}^{(1)} = (34,01 - j \cdot 23,60) + (1,29 + j \cdot 0,50) = \\ &= 35,30 - j \cdot 23,09 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} U_2^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-2}^{(1)} \cdot r_{л0-2} - Q_{рез0-2}^{(1)} \cdot x_{л0-2})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (35,30 \cdot 5,31 - (-23,09) \cdot 9,34)} = 111,43 \text{ кВ}; \\ U_1^{(1)} &= \sqrt{(U_2^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез1-2}^{(1)} \cdot r_{л1-2} - Q_{рез1-2}^{(1)} \cdot x_{л1-2})} = \end{aligned}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 74   |

$$\begin{aligned}
&= \sqrt{111,43^2 - 2 \cdot (26,77 \cdot 3,38 - (-17,14) \cdot 5,94)} = 109,69 \text{ кВ}; \\
U_8^{(1)} &= \sqrt{(U_1^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez1-8}^{(1)} \cdot r_{л1-8} - Q_{pez1-8}^{(1)} \cdot x_{л1-8})} = \\
&= \sqrt{109,69^2 - 2 \cdot (19,34 \cdot 3,38 - (-11,9) \cdot 9,74)} = 108,03 \text{ кВ}; \\
U_7^{(1)} &= \sqrt{(U_8^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez7-8}^{(1)} \cdot r_{л7-8} - Q_{pez7-8}^{(1)} \cdot x_{л7-8})} = \\
&= \sqrt{108,03^2 - 2 \cdot (10 \cdot 13,41 - (-5,88) \cdot 14,16)} = 105,02 \text{ кВ}; \\
U_3^{(1)} &= \sqrt{(U_0^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez0-3}^{(1)} \cdot r_{л0-3} - Q_{pez0-3}^{(1)} \cdot x_{л0-3})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (32,51 \cdot 5,07 - 21,43 \cdot 8,91)} = 111,86 \text{ кВ}; \\
U_4^{(1)} &= \sqrt{(U_3^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez3-4}^{(1)} \cdot r_{л3-4} - Q_{pez3-4}^{(1)} \cdot x_{л3-4})} = \\
&= \sqrt{111,86^2 - 2 \cdot (23,90 \cdot 7 - (-15,45) \cdot 12,31)} = 108,61 \text{ кВ}; \\
U_5^{(1)} &= \sqrt{(U_4^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez4-5}^{(1)} \cdot r_{л4-5} - Q_{pez4-5}^{(1)} \cdot x_{л4-5})} = \\
&= \sqrt{108,61^2 - 2 \cdot (16,48 \cdot 9,22 - (-10,85) \cdot 9,74)} = 106,21 \text{ кВ}; \\
U_6^{(1)} &= \sqrt{(U_5^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{pez5-6}^{(1)} \cdot r_{л5-6} - Q_{pez5-6}^{(1)} \cdot x_{л5-6})} = \\
&= \sqrt{106,21^2 - 2 \cdot (6,22 \cdot 11,73 - (-4,22) \cdot 12,39)} = 105,99 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Параметри післяаварійного режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку зазначено на рис. 1.16.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 75   |

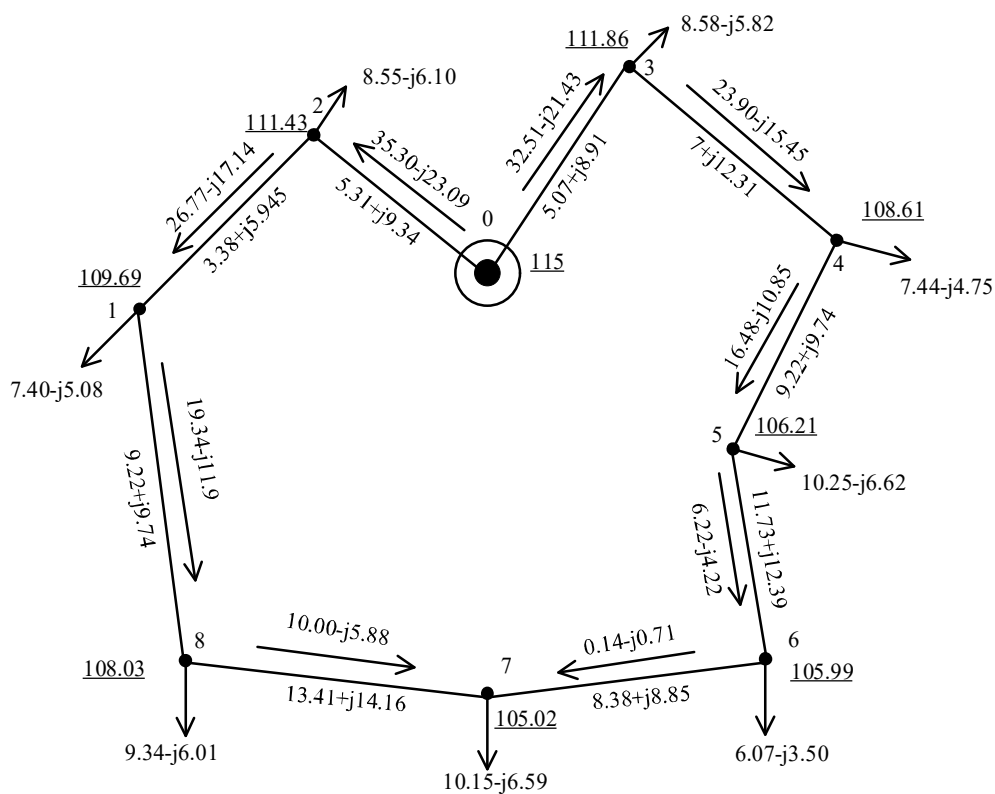


Рисунок 1.16 – Результуючий потіокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми у післяаварійному режимі роботи на першій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|109,69 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0,27\%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,43 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,30\%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,86 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,69\%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|108,61 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,25\%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|106,21 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,43\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|105,99 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,63\%;$$

$$\Delta U_7^{(1)} = \frac{|U_7^{(1)} - U_7^{(0)}|}{U_7^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|105,02 - 110|}{110} \cdot 100\% = 4,51\%;$$

$$\Delta U_8^{(1)} = \frac{|U_8^{(1)} - U_8^{(0)}|}{U_8^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|108,03 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,79\%.$$

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

Потужність БП на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-2}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)}) + Y_{он} \cdot U_0^2 = \\ &= (35,30 - j \cdot 23,09) + (32,51 - j \cdot 21,43) + 0,5 \cdot ((0,71 - j \cdot 1,26) + (0,58 - j \cdot 1,03)) + \\ &+ j \cdot 57,8 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 68,47 - j \cdot 44,91 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність усіх навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{np8} = (7,03 - \\ &- j \cdot 5,06) + (8,02 - j \cdot 5,61) + (8,02 - j \cdot 5,50) + (7,03 - j \cdot 4,90) + (10,04 - j \cdot 7,01) + \\ &+ (6,02 - j \cdot 4,13) + (10,04 - j \cdot 7,12) + (9,03 - j \cdot 6,36) = 65,27 - j \cdot 45,72 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (68,47 - j \cdot 44,91) - (65,27 - j \cdot 45,72) = 3,20 + j \cdot 0,80 \text{ МВА}$$

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 77   |

Наступні ітерації виконуються аналогічно. Ітераційний процес завершився на третій ітерації. Результати наведені в табл. 1.35.

Таблиця 1.35 – Результати розрахунку після третьої ітерації параметрів післяаварійного режиму роботи

| Параметр                                                                                                 | Ділянка (пункт) | Значення     | Ділянка (пункт) | Значення     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z\ i-j}$ , МВА                                      | 0-2             | 0,74-j1,30   | 0-3             | 0,59-j1,05   |
|                                                                                                          | 1-2             | 0,28-j0,49   | 3-4             | 0,46-j0,82   |
|                                                                                                          | 1-8             | 0,40-j0,42   | 4-5             | 0,31-j0,33   |
|                                                                                                          | 7-8             | 0,15-j0,16   | 5-6             | 0,06-j0,06   |
|                                                                                                          | 6-7             | 0,003-j0,004 |                 |              |
| Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y\ s}$ , МВА                                  | 1               | 0,02+j0,43   | 5               | 0,03+j0,53   |
|                                                                                                          | 2               | 0,03+j0,39   | 6               | 0,02+j0,59   |
|                                                                                                          | 3               | 0,03+j0,64   | 7               | 0,03+j0,56   |
|                                                                                                          | 4               | 0,02+j0,70   | 8               | 0,03+j0,61   |
| Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{n\ s}$ , МВА                                            | 1               | 0,36-j0,02   | 5               | 0,21+j0,34   |
|                                                                                                          | 2               | 0,54-j0,50   | 6               | 0,04+j0,56   |
|                                                                                                          | 3               | 0,56-j0,30   | 7               | 0,10+j0,48   |
|                                                                                                          | 4               | 0,41+j0,12   | 8               | 0,31+j0,32   |
| Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{\partial\ i}$ , МВА | 0-2             | 1,32+j0,27   | 0-3             | 1,24+j0,72   |
|                                                                                                          | 1-2             | 0,78+j0,77   | 3-4             | 0,67+j1,03   |
|                                                                                                          | 1-8             | 0,41+j0,80   | 4-5             | 0,26+j0,90   |
|                                                                                                          | 7-8             | 0,10+j0,48   | 5-6             | 0,04+j0,56   |
| Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез\ s}$ , МВА                                                | 1               | 7,43-j5,24   | 5               | 10,26-j6,67  |
|                                                                                                          | 2               | 8,54-j5,97   | 6               | 6,08-j3,57   |
|                                                                                                          | 3               | 8,62-j5,95   | 7               | 10,14-j6,63  |
|                                                                                                          | 4               | 7,42-j4,64   | 8               | 9,34-j6,04   |
| Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{рез\ i-j}$ , МВА                                   | 0-2             | 35,31-j23,19 | 0-3             | 32,52-j21,52 |
|                                                                                                          | 1-2             | 26,77-j17,22 | 3-4             | 23,90-j15,57 |
|                                                                                                          | 1-8             | 19,34-j11,98 | 4-5             | 16,48-j10,93 |
|                                                                                                          | 7-8             | 10-j5,94     | 5-6             | 6,22-j4,26   |
|                                                                                                          | 6-7             | 0,14-j0,69   |                 |              |
| Рівень напруги в пунктах, $U_s$                                                                          | 1               | 109,68       | 5               | 106,18       |
|                                                                                                          | 2               | 111,42       | 6               | 105,96       |
|                                                                                                          | 3               | 111,85       | 7               | 104,99       |
|                                                                                                          | 4               | 108,59       | 8               | 108,01       |

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі показано на рис. 1.17.

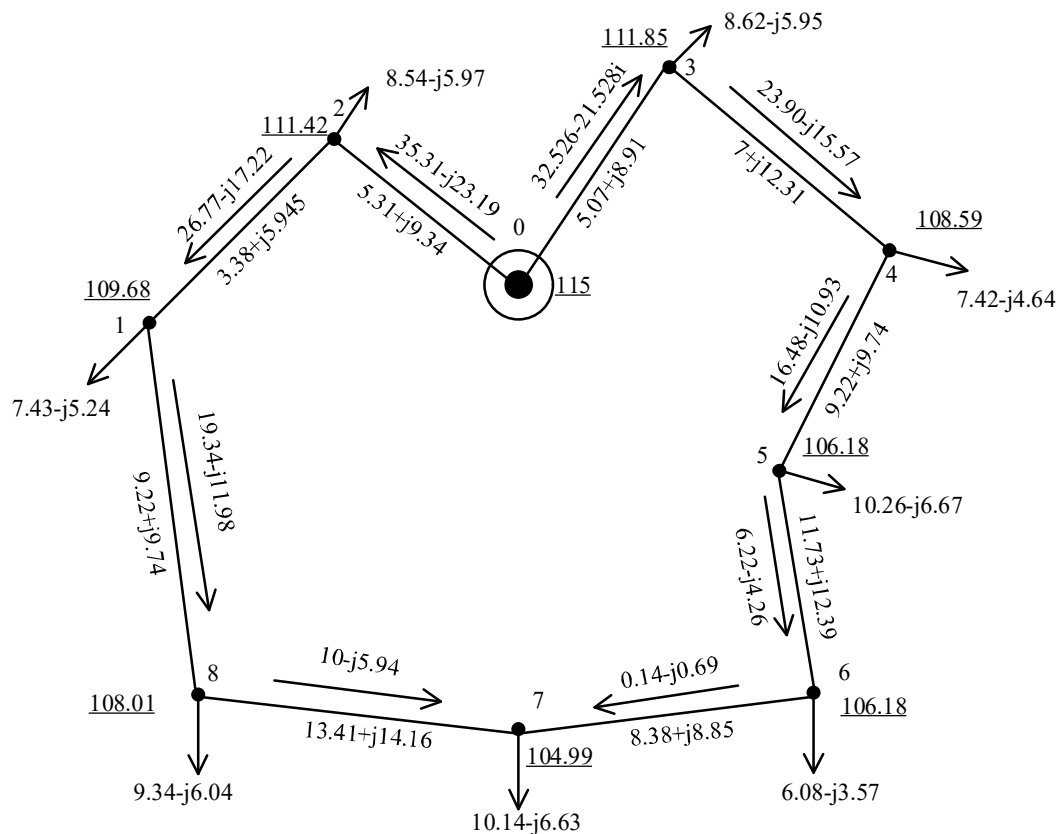


Рисунок 1.17 – Результуючий потокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми в післяаварійному режимі роботи на третій ітерації розрахунку

Визначимо втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез\,0-2}^{(3)} + \dot{S}_{рез\,0-3}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(3)}) + Y_{\delta n} \cdot U_0^2 = \\ &= (35,31 - j \cdot 23,19) + (32,52 - j \cdot 21,52) + 0,5 \cdot ((0,74 - j \cdot 1,30) + \\ &+ (0,59 - j \cdot 1,05)) + j \cdot 57,8 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 66,51 - j \cdot 45,14 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (68,51 - j \cdot 45,72) - (65,27 - j \cdot 45,72) = 3,24 + j \cdot 0,58 \text{ МВА}$$

Зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 79   |

$$\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(3,24 + j0,58) - (3,22 + j0,60)|}{|(3,22 + j0,60)|} \cdot 100\% = 0,65\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності на третій ітерації не перевищують 2%, то розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Для ділянки 0-2 струмове навантаження в післяаварійному режимі роботи мережі складе:

$$I_{\max 0-2} = \frac{\sqrt{(P_{рез 0-2}^{(3)})^2 + (Q_{рез 0-2}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_2^{(3)})^2}} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{\sqrt{(35,31)^2 + (-23,19)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{115 + (111,42)^2}} \cdot 10^3 = 215,46 \text{ А}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 1.36.

Таблиця 1.36 – Струмові навантаження ділянок схеми в післяаварійному режимі

| Ділянка                                | 0-2 | 1-2   | 1-8   | 7-8  | 0-3   | 3-4   | 4-5   | 5-6   | 6-7  |
|----------------------------------------|-----|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| Струмове навантаження, А               | 215 | 166,2 | 120,7 | 62,7 | 198,5 | 149,4 | 106,3 | 41,25 | 3,89 |
| Тривало допустимий струм $I_{доп}$ , А | 390 | 390   | 265   | 265  | 390   | 390   | 265   | 265   | 265  |

Струмові навантаження всіх ділянок в післяаварійному режимі не перевищують значення тривало допустимих струмів для відповідних перерізів проводів [1].



Таблиця 1.37 – Результати перевірки допустимості рівнів напруг в пунктах мережі в післяаварійному режимі роботи

| Номер пункту | Діапазон регулювання трансформаторів |                 | $U_{\max}$ , кВ | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|--------------|--------------------------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|
|              | $U_{\min}$ , кВ                      | $U_{\max}$ , кВ |                 |                                  |
| 1            | 103.905                              | 139.076         | 126             | 109,68                           |
| 2            | 100.827                              | 135.999         |                 | 111,42                           |
| 3            | 99.747                               | 134.918         |                 | 111,85                           |
| 4            | 101.394                              | 136.566         |                 | 108,59                           |
| 5            | 101.366                              | 136.538         |                 | 106,18                           |
| 6            | 100.079                              | 135.25          |                 | 105,96                           |
| 7            | 102.447                              | 137.618         |                 | 104,99                           |
| 8            | 101.366                              | 136.538         |                 | 108,01                           |

Де  $U_{\max}$  - величина тривало допустимої міжфазної робочої напруги за умовами роботи ізоляції електроустаткування згідно з ГОСТ 721-77, кВ.

### 1.10.3 Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ силових трансформаторів для післяаварійного режиму

Розрахунок та вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБВ силових трансформаторів виконується аналогічно режиму максимальних навантажень. Результати наведено в табл. 1.38.

Таблиця 1.38 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ для силових трансформаторів в післяаварійному режимі роботи

| № пункту | $N_B$ | $N_C$ | $U_H, кВ$ | $U_C, кВ$ |
|----------|-------|-------|-----------|-----------|
| 1        | -3    | 1     | 10,65     | 38,36     |

Продовження табл. 1.38

| № пункту | $N_B$ | $N_C$ | $U_H, \text{кВ}$ | $U_C, \text{кВ}$ |
|----------|-------|-------|------------------|------------------|
| 2        | -1    | 1     | 10,53            | 37,85            |
| 3        | 0     | 2     | 10,52            | 38,27            |
| 4        | -1    | -     | 10,51            | -                |
| 5        | -3    | 2     | 10,57            | 38,25            |
| 6        | 3     | -     | 10,55            | -                |
| 7        | -4    | 2     | 10,53            | 38,56            |
| 8        | -3    | 2     | 10,56            | 38,64            |

### Висновки до розділу 1

У першому розділі виконано вибір оптимальної конфігурації мережі шляхом техніко-економічного порівняння варіантів. Обрано тип та потужність трансформаторів, встановлених на підстанціях. Виконано розрахунки максимального режиму навантажень та післяаварійного режиму районної електричної мережі. Виконано перевірку на допустимість рівнів напруг в діапазонах регулювання трансформаторів. Визначено регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ, які забезпечують нормовані значення напруг на сторонах НН та СН.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 82   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Магістральні та розподільні електричні мережі (ЕМ) відрізняються засобами аналізу аварійних подій та визначення місць пошкодження (ВМП) в ЕМ. В інформаційному аспекті пункти диспетчерського керування розподільних ЕМ значно поступаються відповідним пунктам електроенергетичних систем (ЕЕС) – технічними засобами, складом та об'ємами одержуваної оперативної інформації. Задача аналізу післяаварійного стану ЕМ (обумовленого пошкодженням повітряних ліній - ПЛ) виконується в розподільних ЕМ в умовах неповноти оперативної інформації і належить до головних задач диспетчерського керування ЕМ, від результатів розв'язання якої внаслідок прийняття відповідних рішень черговим диспетчером ЕМ залежатиме час усунення пошкоджень, що відповідно впливатиме на обсяги недовідпуску електроенергії та матеріальні збитки, обумовлені аварійним знеструмленням споживачів, не кажучи вже про додаткові транспортні витрати (насамперед пального) оперативно-виїзних бригад, обумовлені пошуком місця аварійного пошкодження, «незручностях» в соціальній сфері та інше [2].

### 2.1 Методи визначення місць пошкодження ліній електропередачі: особливості та характеристики

Методи ВМП можна поділити на дистанційні та топографічні. Під топографічними методами маються на увазі методи визначення шуканого місця пошкодження під час безпосереднього руху трасою лінії. Під дистанційними методами маються на увазі методи використання приладів і пристроїв, що встановлюються на підстанціях і вказують відстань до пошкодження. Одну із класифікацій методів ВМП наведено на рис. 2.1 [3].

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 83   |

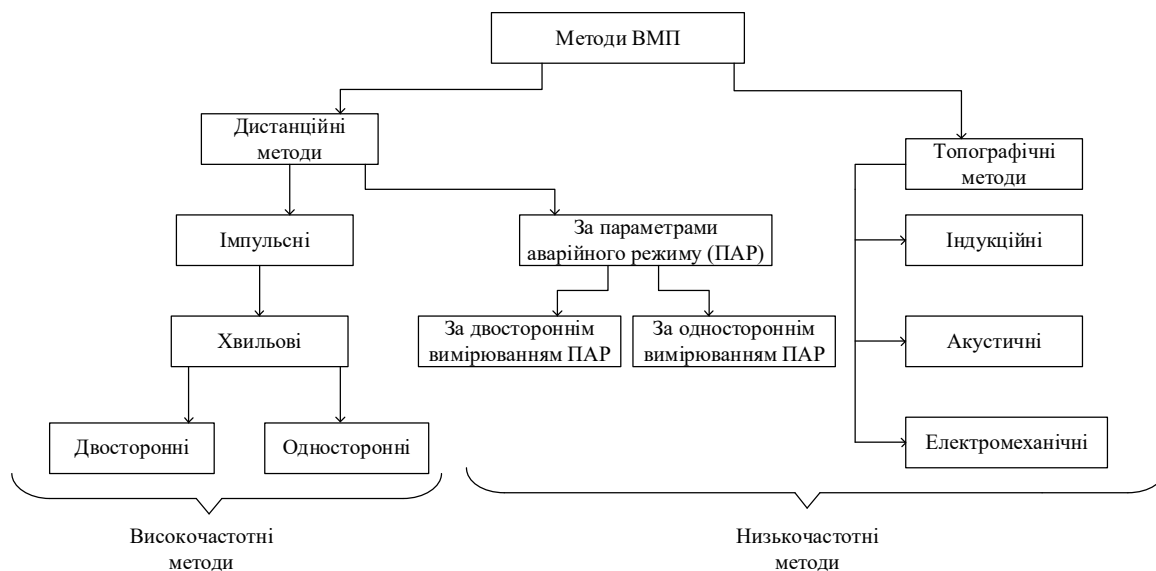


Рисунок 2.1 - Схема класифікації методів ВМП

Нижче наведено результати аналізу методів та засобів ВМП відповідно до рис. 2.1.

### 2.1.1 Топографічні методи

**Індукційний метод** заснований на фіксації характеру зміни електромагнітного поля над кабелем, по жилах якого пропускається струм високої частоти. Як джерело струму при індукційному методі застосовують електромашинні або транзисторні генератори звукової частоти порядку 800-1200 Гц. Наявність і характер електромагнітного поля на поверхні землі над кабелем визначається за допомогою приймального пристрою, що складається з антени, підсилювача і звукового або стрілочного індикатора. Як антена (рамка) зазвичай використовується котушка індуктивності з феритовим осердям, як звуковий генератор - головні телефони, як стрілочний індикатор - стрілочний мікроамперметр.

**Акустичний метод** заснований на виявленні на трасі акустичних (механічних) коливань, що виникають на поверхні ґрунту, або асфальтобетонного покриття при іскровому розряді в ізоляції КЛ. Оператор з

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 84   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

акустичним давачем і підсилювачем рухається в зоні  $\pm(15-40)$  м, виділений дистанційним методом, і визначає місце найбільшого рівня прийому по індикатору. Іскровий розряд в місці пошкодження ізоляції утворюється за допомогою використання спеціальних пристроїв, які в свою чергу підключаються до кінця КЛ.

**Електро механічний метод** заснований на фіксації механічних зусиль, створюваних за рахунок струму короткого замикання. Електро механічні індикатори встановлюються стаціонарно на опорах повітряних ліній. При протіканні струму КЗ у покажчика випадає блінкер, стан якого перевіряють після аварії при обході лінії.

Метод використовується в основному в розподільних мережах 6-35 кВ.

### 2.1.2 Дистанційні методи

**Імпульсний метод** заснований на вимірюванні інтервалу часу між моментами подачі зонduючого імпульсу змінного струму і прийому відбитого імпульсу від місця пошкодження. Даний метод застосовується в кабельних лініях.

**Хвильовий метод** заснований на вимірі часу між моментами досягнення кінців ЛЕП фронтами електромагнітних хвиль, що виникають в місці пошкодження. Використовується в мережах 110 кВ.

**Методи ВМП за ПАР** засновані на вимірах параметрів аварійного режиму й залежно від установки вимірювальних пристроїв по кінцях пошкодженої лінії підрозділяються на одно- і двосторонні. Одностороннє вимірювання використовується в мережах 6-35 кВ. Двостороннє вимірювання застосовують в мережах 110-750 кВ.

Нижче наведено табл. 2.1, у якій зазначено основні переваги та електричні мережі, в яких використовуються такі методи ВМП.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 85   |

Таблиця 2.1 - Характеристика методів ВМП

| Метод                   | Коротка характеристика метода                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Місце застосування |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Топографічні методи     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                    |
| Індукційний метод       | За допомогою індукційного методу можна визначити: місце пошкодження КЛ, місце розташування муфт на трасі, глибину залягання КЛ. Основними перевагами індукційного методу є висока точність ВМП (до 0,5 м).                                                                                                                   | Кабельні лінії     |
| Акустичний метод        | Заснований на виявленні на трасі акустичних (механічних) коливань, що виникають на поверхні ґрунту, або асфальтобетонного покриття при іскровому розряді в ізоляції КЛ. До переваг акустичного методу слід віднести: можливість визначення місця пошкодження з перехідним опором більше 40 Ом без попереднього пропалювання. | Кабельні лінії     |
| Електромеханічний метод | Заснований на фіксації механічних зусиль, створюваних за рахунок струму короткого замикання. Перевагою є визначення відгалуження ПЛ, на якому виникла аварія; визначення наявності аварії на ділянках зі складним доступом для огляду                                                                                        | Мережі 6-35 кВ     |
| Дистанційні методи      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                    |
| Імпульсний метод        | Заснований на вимірюваннях інтервалів часу розповсюдження електромагнітних хвиль (імпульсів) по ділянкам лінії. Перевагою методу є можливість одночасного визначення відстані до декількох пошкоджень у кабелі.                                                                                                              | Кабельні лінії     |
| Хвильовий метод         | Заснований на вимірюванні часу між моментами досягнення кінців ЛЕП фронтами електромагнітних хвиль, що виникають у місці пошкодження.                                                                                                                                                                                        | Мережі 110 кВ      |
| Двостороннє вимірювання | Заснований на вимірюванні часу між моментами надходження до двох кінців лінії фронту електромагнітних хвиль, які виникають у місцях пошкоджень                                                                                                                                                                               | Мережі 110 кВ      |

Продовження табл. 2.1 - Характеристика методів ВМП

| Метод                    | Коротка характеристика метода                                                                                                          | Місце застосування                        |
|--------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Одностороннє вимірювання | Заснований на вимірюванні часу між надходженням хвиль першого та другого відбиття від місця пошкодження або різниці надходження хвиль. | Застосовується на тупикових лініях 110 кВ |
| Методи ВМП по ПАР        | Засновані на вимірюванні параметрів аварійного режиму                                                                                  | Мережі від 6 кВ та вище                   |
| Одностороннє вимірювання | Не потребує організації автоматичних каналів передачі інформації і дозволяють безпосередньо фіксувати шукану відстань до місця КЗ.     | Мережі 6-35 кВ                            |
| Двостороннє вимірювання  | Основною перевагою цього методу є те, що теоретично повністю виключається вплив перехідного опору.                                     | Мережі 110-750 кВ                         |

Нижче наведено детальніший аналіз методів та відповідних технічних засобів (пристроїв), які використовують для ВМП в ЕМ.

## 2.2 Методи та засоби визначення місць пошкодження в кабельних електромережах

**Акустичний метод** пошуку місць пошкодження в кабельних лініях електропередачі заснований на фіксації коливань ґрунту над місцем пошкодження, викликаних іскровим розрядом у місці порушення ізоляції. Метод знайшов застосування для пошуку місць пошкодження типу «запливаючий пробій», при обриві жил, а також при замиканнях з перехідним опором більше 40 Ом. Метод дозволяє відшукувати пошкодження в кабелях, що перебувають у землі на глибині до 3 м і під водою на глибині до 6 м. Для створення потужних розрядів у місці пошкодження кабелю електрична енергія попередньо накопичується у високовольтних конденсаторах або в ємності самого кабелю при заряді їх від випрямних установок високої напруги. Запасена при цьому енергія пропорційна ємності конденсаторів і квадрату напруги, до якої вони зарядилися. Батарею конденсаторів заряджають від

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 87   |

звичайної випробувальної високовольтної установки постійного струму. У момент, коли напруга на ній досягне величини, що відповідає напрузі пробою кульового розрядника Р, розрядник пробивається і конденсатори розряджаються на пошкоджену жилу кабелю. При цьому в кабель посиляється імпульс високої напруги, який, досягши місця пошкодження, створює в ньому іскровий розряд. Оскільки в момент розряду енергія імпульсу розсіюється в дуже короткий проміжок часу (десятки мікросекунд), то в місці розряду відбувається потужний тепловий удар. Звукові коливання від місця удару поширюються в навколишнє середовище, таким чином, можуть прослуховуватися на поверхні ґрунту над кабелем. По завершенні розряду електрична дуга в місці пошкодження гасне, ізоляційні властивості розрядника відновлюються та напруга на конденсаторах знову починає збільшуватися до нового розряду. Процес розряду й заряду конденсаторів відбувається з періодичністю в 2-3 с. Для прослуховування періодичних розрядів на поверхні ґрунту застосовується стетоскоп або п'єзоелектричний давач з підсилювачем, до якого підключаються головні телефони. Прикладом практичного використання приймача сигналів Р-900 рис. 2.2.



Рисунок 2.2 – Складові приймача сигналів Р-900

|     |      |  |        |      |  |      |
|-----|------|--|--------|------|--|------|
|     |      |  |        |      |  | Арк. |
|     |      |  |        |      |  | 88   |
| Зм. | Арк. |  | Підпис | Дата |  |      |



P-900 може працювати як в акустичному, так і в індукційному режимі. В акустичному режимі приймач дозволяє визначати місця пошкоджень силових кабелів акустичним методом. В індукційному режимі приймач використовується для трасування, вибору кабелю з пучка та визначення глибини залягання підземних кабельних ліній, а також для пошуку пошкоджень силових кабелів індукційним методом. Характеристики приладу наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Характеристики P-900

| параметр                                                               | значення          |
|------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Активні частоти, Гц, режим «1024 Гц»                                   | 1024 ± 2          |
| Активні частоти, Гц, режим «2048 Гц»                                   | 2048 ± 2          |
| Чутливість при максимальному посиленні, мкВ                            | 20                |
| Чутливість при мінімальному посиленні, мВ                              | 500               |
| Смуга пропускання по рівню -3дБ, Гц, режим «тисячі двадцять чотири Гц» | 10                |
| Смуга пропускання по рівню -3дБ, Гц, режим «2048 Гц»                   | 12                |
| Смуга пропускання в режимі акустики, Гц                                | 20 ... 2200       |
| Параметри вбудованого акумулятора                                      | 6 У 2500 мА • год |
| Час безперервної роботи, год не менше                                  | 16                |

**Індукційний метод.** Для КЛ, прокладених в землі, індукційні методи дозволяють уточнити трасу лінії, встановити глибину залягання кабелю і місця розташування з'єднувальних муфт. Сутність індукційних методів полягає в індикації параметрів магнітного поля струмів, що протікають по проводах (жилах) і в землі вздовж траси лінії. Зміна параметрів магнітного поля поблизу місця пошкодження або в інших характерних точках траси фіксуються за допомогою спеціальних давачів (індукційних рамок), підсилювачів і індикаторів при їх переміщенні вздовж траси ПЛ або КЛ. Метод ґрунтується на тому, що пошукова бригада, рухаючись вздовж траси кабельної лінії, фіксує спеціальними приладами характер зміни магнітного та електричного поля, що створюється протікаючим по лінії струмом. Струм виробляється

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 89   |

спеціальним генератором, що підключається на підстанції до вже вимкненої лінії. Суть методу полягає в пропусканні по кабелю струму частотою від 480 до 10000 Гц і фіксації характеру зміни електромагнітного поля над кабелем через антену приймального пристрою. Зі збільшенням частоти сигнал в антені зростає непропорційно, внаслідок екрануючого впливу броні і оболонки кабелю. За допомогою індукційного методу можна визначити: місце пошкодження КЛ, місце розташування муфт на трасі, глибину залягання КЛ.

**Імпульсний метод** заснований на використанні явища відбиття електромагнітних хвиль від місця зміни хвильового опору. У лінію посилаються короткотривалі електричні імпульси, які частково або повністю відбиваються від місця зміни хвильового опору (обрив, коротке замикання, поганий контакт) повертаються назад і фіксуються в приймальній частині вимірювального приладу.

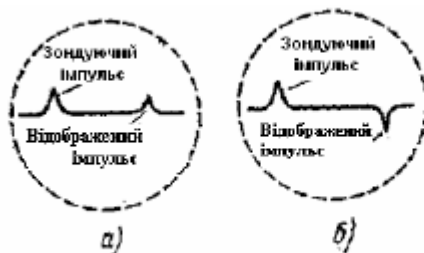


Рисунок 2.3 - Імпульси рефлектограми

Знаючи швидкість розповсюдження електромагнітної енергії  $v$  і час  $t$  з моменту посилки імпульсу і повернення його назад, визначають відстань до місця пошкодження:  $2l_x = vt; l_x = vt / 2$ . Час пробігу зондуючого та відбитого імпульсів визначається за допомогою рефлектометра,

Напрямок відгуку на імпульсній характеристиці дозволяє судити про характер пошкодження: напрям, співпадаючий із зондуючим імпульсом рис. 2.3-а відповідає збільшенню хвильового опору: (обриву лінії); викид

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 90   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

імпульсу протилежного напрямку рис.2.3б відповідає пошкодженню пов'язаному з пониженням хвильового опору (коротке замикання в лінії).

Точність визначення імпульсними приладами відстані до місця пошкодження залежить від відстані, яку проходить імпульс за час, рівний його тривалості. Отже, для того, щоб забезпечити велику точність, тривалість імпульсу повинна бути якомога меншою. На практиці широко використовують Рефлектометр цифровий імпульсний РИФ-9 рис.2.4. Характеристики приладу наведено в табл.2.3.



Рисунок 2.4 - Рефлектометр цифровий імпульсний РИФ-9 призначений для визначення відстані до місця пошкодження кабелів зв'язку і кабелів електропостачання

Таблиця 2.3 - Характеристики РИФ-9

**Технічні характеристики**

| параметри                                                                                                                                                                                       | значення                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Діапазони вимірюваних відстаней (при коеф. Укорочення 1,50), км                                                                                                                                 | 0,1; 0,2; 0,5; 1;<br>2; 4; 8; 16; 32;<br>64; 100 |
| Мінім. вимірювана відстань до місця пошкодження, м:                                                                                                                                             | 3                                                |
| Роздільна здатність, м:                                                                                                                                                                         |                                                  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>при коефіцієнті укорочення 1,5</li> <li>при коефіцієнті укорочення 1,87</li> </ul>                                                                       | 0,5<br>0,4                                       |
| Наведена похибка вимірювання, %, не більше                                                                                                                                                      | 0,2                                              |
| Діапазон вихідного сопротивл. (Дискретність 10 Ом), Ом                                                                                                                                          | 10 - 500                                         |
| Амплітуда зонduючого імпульсу, В                                                                                                                                                                | 45                                               |
| Тривалість зонduючого імпульсу, нс                                                                                                                                                              | 10 - 20000                                       |
| Діапазон зміни коеф. посилення вхідного підсилювача, дБ                                                                                                                                         | від -33 до 104                                   |
| Кількість рефлектограм для усереднення, шт.                                                                                                                                                     | 1 - 255                                          |
| Діапазон установки коефіцієнта укорочення                                                                                                                                                       | 1,000 - 3,000                                    |
| Дискретність установки коефіцієнта укорочення                                                                                                                                                   | 0,001                                            |
| Максимальна напруга на вимірювальних входах, В                                                                                                                                                  | 50                                               |
| Методи вимірювання відстані:                                                                                                                                                                    |                                                  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>TDR (імпульсний метод)</li> <li>ICE (струмовий метод)</li> <li>Decay (метод зв'язку по напрузі)</li> <li>ARC метод (імпульсно-дугового метод)</li> </ul> | да<br>да<br>да<br>да                             |

|     |      |  |        |      |  |      |
|-----|------|--|--------|------|--|------|
|     |      |  |        |      |  | Арк. |
| Зм. | Арк. |  | Підпис | Дата |  | 91   |

## 2.3 Визначення місць пошкодження повітряних ліній напругою 6-35 кВ

Електромеханічний метод заснований на фіксації механічних зусиль, створюваних за рахунок струму короткого замикання. Електромеханічні індикатори встановлюються стаціонарно на опорах повітряних ліній. При протіканні струму КЗ індикатор фіксує шлях проходження струму короткого замикання. При своєму спрацюванні індикатори активують миготливу світлодіодну індикацію, яка забезпечує швидкий пошук спрацювання індикаторів вдень і в темний час доби. В мережах які мають відгалуження, індикатори встановлюються на початку відгалужень рис.2.5, щоб об'єднавши інформацію щодо відстані до місця пошкодження з інформацією від індикатора пошкоджень рис.2.6, визначити точне місце пошкодження.

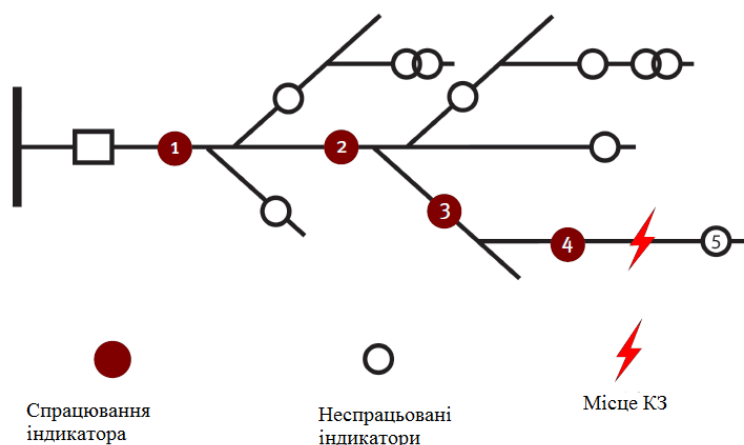


Рисунок 2.5 – Схема встановлення індикаторів пошкодження на ПЛ з відгалуженнями

Інформацію про спрацювання індикатор виявлення місць пошкоджень ліній електропередачі передає на диспетчерський пункт через трансмітер по GSM-каналі.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 92   |



Рисунок 2.6 - Індикатор визначення місця пошкодження

### 2.3.1 Низькочастотні методи визначення місць пошкодження за параметрами аварійного режиму при односторонньому вимірюванні

До низькочастотних методів ВМП належать виміри ПАР. ПАР - виміряні в момент виникнення КЗ на ПЛ складові або комбінації струмів і напруг промислової частоти окремих фаз ПЛ або послідовностей. Найчастіше в якості ПАР використовуються струми і напруги нульової або зворотній послідовності по кінцях пошкодженої ПЛ. Всі методи ВМП по ПАР характеризуються використанням залежності значень ПАР від шуканого відстані до місця КЗ, а також від значень параметрів ПЛ і режиму її роботи. Всі методи по ПАР діляться на методи двостороннього і одностороннього вимірювання в залежності від розташування вимірювальних засобів по кінцях ЛЕП.

### 2.3.2 Методи одностороннього виміру

Обрив проводу повітряної ЛЕП супроводжується однофазним замиканням на землю зі сторони джерела живлення чи приймача, або з обох сторін, якщо обрив виникає в середині прольоту. Зв'язок фази з землею через неметалеві предмети, наприклад, через дерев'яну траверсу, стійки опори, вологий чи сухий ґрунт, покритий травою, відносять до однофазного замикання на землю через коло з активним опором  $R_{II}$ . Як показано в такий вид пошкодження супроводжується відкритою дугою. У відкритих коротких дугах при значній ємності провідників мережі форма кривої струму замикання переривається. Згасання дуги відбувається, як правило, при переході струму

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 93   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

через нуль власних коливань. Відновлення дуги відбувається внаслідок пробивання проміжку під час відновлення напруги на ньому до першого максимуму [4].

При цьому методи ВМП при односторонньому вимірюванні ПАР не потребують організації автоматичних каналів передачі інформації і дають змогу безпосередньо фіксувати шукану відстань до місця КЗ, що представляє великий практичний інтерес.

### 2.3.3 Метод дистанційного одностороннього вимірювання

Розглянемо заступну схему одноколової ПЛ довжиною  $l$

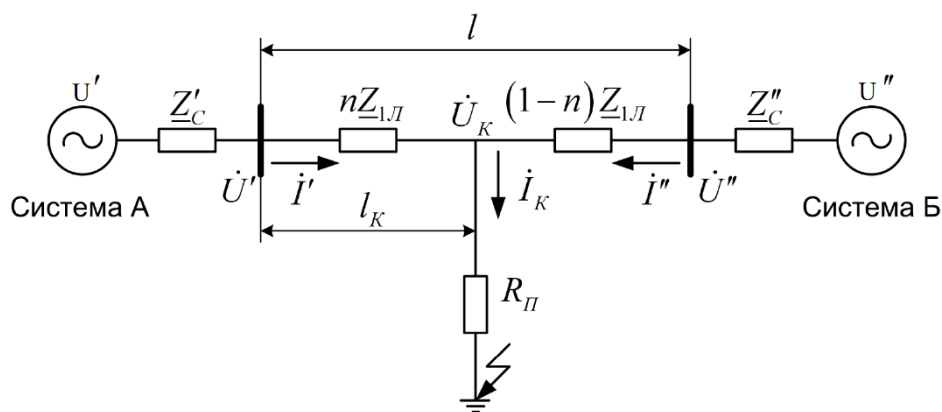


Рисунок 2.7 - Заступна схема електричної мережі при пошкодженні на одноколовій ПЛ

При виникненні КЗ на лінії електропередачі до приладів ВМП підводяться струми  $I'$  (з боку системи А) і  $I''$  (з боку системи Б) і напруги  $U'$  (на шинах А) і  $U''$  (на шинах Б). Повний струм КЗ через перехідний опір  $I_K$  складається з аварійних складових струму короткого замикання від системи А  $I'_{Kав}$  і від системи Б  $I''_{Kав}$ . Напруга  $U'$  і струм  $I'$  залежать від виду пошкодження і не дорівнюють фактичним значенням (фазних напруг і струмів) на початку лінії.

Величини  $U'$  і  $I'$  для кожного виду пошкодження отримані таким чином, що їх відношення дозволяє правильно визначити опір прямої

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 94   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

послідовності від початку лінії до місця пошкодження і дає можливість, використовуючи схему, наведену, на рис.2.7, застосувати 2-й закон Кірхгофа.

Напруга, що підводиться до приладу, на початку лінії  $U'$  дорівнює сумі падінь напруг в лінії до точки пошкодження  $\Delta U_{л}'$  і на перехідному опорі.

(2.1)

$$U' = \Delta U_{л}' + \Delta U'_{R_n} = I' \cdot n Z_{1л} + I_k \cdot R_{II}$$

де  $n = \frac{l_k}{l}$  - відстань від системи А до місця пошкодження у відносних одиницях.

Повний струм КЗ  $I_k$  в виразі (2.1) можна виразити через аварійні складові струмів короткого замикання від системи А і від системи Б:

$$I_k = I'_{Kав} + I''_{Kав} = \frac{I'_{Kав}}{C'}$$

(2.2)

$C'$  - коефіцієнт струморозподілу

З урахуванням виразу (2.2) вираз (2.1) можна переписати:

$$U' = I' \cdot n Z_{1л} + \frac{I'_{Kав}}{C'} R_{II}$$

(2.3)

З виразу (2.3), якщо розділити обидві частини на  $I'_{Kав}$  і виділити уявну частину, ввівши припущення про те, що коефіцієнт струморозподілу  $C'$  - число дійсне, можна отримати відстань до місця пошкодження у в.о. за наступним виразом:

$$l_k = \frac{\text{Im}(U' / I'_{Kав})}{\text{Im}(I' Z_{1л} / I'_{Kав})} \quad (2.4)$$

$Z_{1л}$  - питомий поздовжній повний опір прямої послідовності ПЛ

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 95   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

### 2.3.4 Метод вимірювання реактансу

Даний метод є одним із основних при односторонньому ВМП згідно з чинним нормативною документації. Фізично метод вимірювання реактансу заснований на вимірюванні реактивної складової опору від початку ПЛ до місця КЗ. Традиційно при ВМП за ПАР перехідний опір в місці пошкодження як при міжфазних пошкодженнях, так і пошкодженнях на землю приймають чисто активним.

Якщо ввести припущення про те, що фаза струму в місці пошкодження  $I_K$  збігається зі струмом, що підводиться до приладу на початку,  $I'$ , то можна визначити відстань до місця пошкодження у відносних одиницях

$$n = \frac{\text{Im}(U' / I')}{\text{Im}(Z_{1л})} = \frac{\text{Im}(U' / I')}{X_{1л}} = \frac{U'}{I' \cdot X_{1л}} \cdot \sin \varphi_k \quad (2.5)$$

$\varphi_k$  - кут між векторами  $U$  і  $I$

Фактично, чисельник у виразі (2.5) відповідає фіксації реактивної складової опору від початку ПЛ до місця КЗ

$$l = \frac{\text{Im}(U' / I')}{X_{1л}} = \frac{U'}{I' \cdot X_{1л}} \cdot \sin \varphi_k \quad (2.6)$$

де  $X_{1л}$  - питомий поздовжній реактивний опір прямої послідовності лінії електропередачі.

Однак припущення про збіг фази струму  $I'$ , що підводиться до приладу на початку лінії, і струму в місці пошкодження  $I_K$  не призводить до похибки тільки у разі одностороннього живлення або рівності перехідного опору нулю. У разі двостороннього живлення лінії струм у місці пошкодження  $I_K$  не співпадатиме по фазі як зі струмом, що підводиться до приладу на початку лінії, так і зі струмом в кінці, що створює додаткову методичну похибку.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 96   |



### 2.3.5 Визначення місця пошкодження за балансом потужностей

Опір в місці пошкодження має чисто активний характер, і як наслідок, реактивна потужність в місці пошкодження дорівнює нулю.

Таким чином, критерієм пошкодження є рівність нулю виразу:

$$Q_x = \text{Im}(U_x \cdot I_x) = 0 \quad (2.7)$$

Вираз (2.7) може бути використано у такий спосіб:

1. Визначається струм в місці пошкодження  $I_x$  для різних видів пошкодження по ПАР.

2. Змінюючи відстань  $x$  від нуля до  $l$  (довжина лінії), знаходимо кожне з падінь напруг від початку лінії до точки на відстані  $x$ . Потім визначаємо напругу для кожної з точок на відстані  $x$ :

$$U_x = U' - \Delta U'_x \quad (2.8)$$

3. За допомогою величин, визначених у двох попередніх пунктах, знаходимо реактивну потужність для кожної з точок на відстані  $x$ :

$$Q_x = \text{Im}(U_x \cdot I_x) = 0 \quad (2.9)$$

4. Точка на відстані  $x$ , в якій за виразом (2.9) реактивна потужність  $Q_x$  мінімальна (точка, в якій при переході від одного  $x$  до наступного змінюється знак реактивної потужності), є місцем пошкодження  $l_K$ .

Наведений розрахунок у загальному випадку проводиться для всіх трьох фаз.

Сучасним прикладом використання приладів для ВМП є модуль релейного захисту та автоматики (ПМ РЗА) "Діамант" (рис.2.8). Характеристики приладу наведено в табл. 2.4.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 97   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |



Рисунок 2.8 - Модуль релейного захисту та автоматики (ПМ РЗА) "Діамант"

Таблиця 2.4 - Характеристики ПМ РЗА "Діамант"

| Назва параметра                                                           | Значення |
|---------------------------------------------------------------------------|----------|
| Роздільна здатність, мс                                                   | 1        |
| Кількість реєстрованих сигналів струму і напруги                          | 8        |
| Глибина реєстрації однієї аварії:                                         | до 0,5   |
| - до початку КЗ, с                                                        |          |
| - під час КЗ (права межа автоматично визначається поверненням захисту), с | до 15    |
| - після КЗ, с                                                             | до 2     |

## 2.4 Визначення місця пошкодження на ПЛ 110-750 кВ

**Хвильові методи** - дистанційні методи ВМП засновані на виміру часу між моментами досягнення кінців ЛЕП фронтами електромагнітних хвиль, що виникають в місці пошкодження. Розглянемо одну фазу ПЛ рис. 2.9-а довжиною  $L$ , при пошкодженні визначають напругу  $U$  у певній точці. При виникненні пошкодження рис. 2.9-б, наприклад КЗ фази на землю, напруга в точці віддаленої від кінця лінії на відстань  $l$ , стає рівною нулю. Внаслідок цього в місці пошкодження виникають електромагнітні хвилі, які поширюються в

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 98   |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

обидва боки напругою  $U$ , які прагнуть із швидкістю  $v$  поширити нульовий потенціал по всій ПЛ рис. 2.9-в [5].

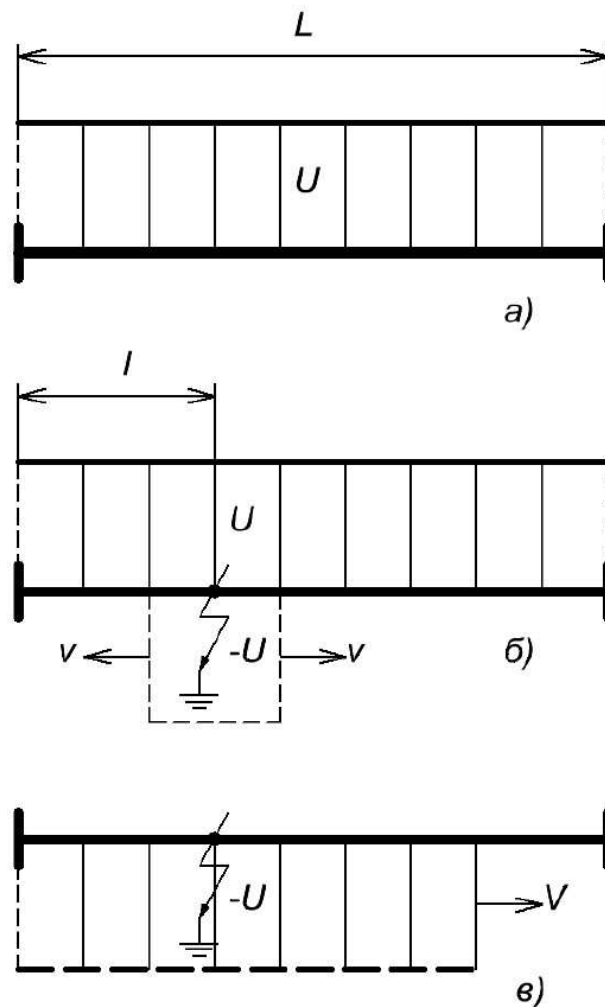


Рисунок 2.9 - Діаграма поширення хвиль: а - напруга на ПЛ до пошкодження; б- поширення хвиль після пошкодження; в- поширення фронтів хвиль в момент досягання одним із них кінця лінії

Після закінчення часу  $t_1 = t_0 + l/v$  фронт однієї з хвиль досягає одного кінця лінії рис.2.10, в момент часу  $t_2 = t_0 + (L-l)/v$  фронт другої хвилі досягає другого кінця, а в момент часу  $t_3 = t_0 + 3l/v$  фронт першої хвилі відіб'ється від місця пошкодження і знову досягне першого кінця лінії.

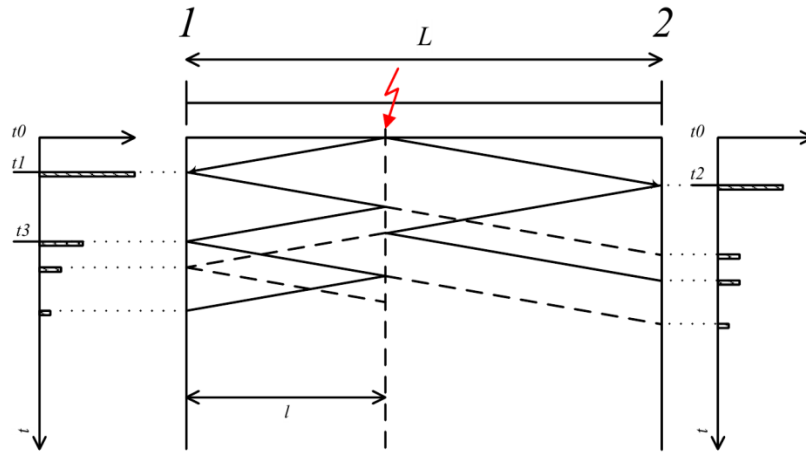


Рисунок 2.10 - Просторово-часова діаграма поширення хвиль

Хвильовий метод односторонніх вимірювань рис. 2.11 заснований на визначенні часу між моментами досягнення кінців ПЛ фронтами електромагнітних хвиль, що виникають у місці пошкодження ( $t_1$ ) і моментом повторного приходу фронту хвилі після віддзеркалень від початку лінії і місця пошкодження ( $t_3$ ). Відстань до місця пошкодження обчислюється за виразом:

$$l = \frac{t_3 - t_1}{2} \cdot v \quad (2.10)$$

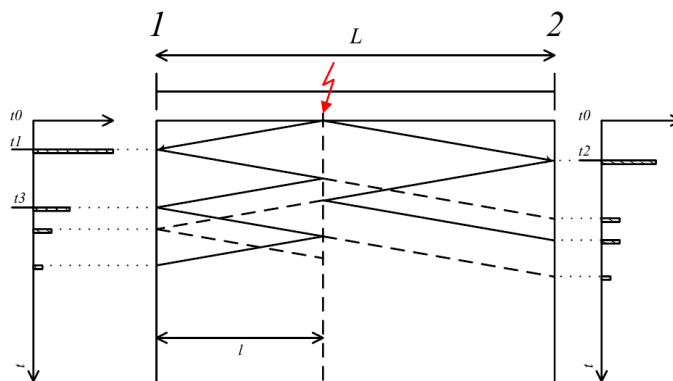


Рисунок 2.11 - Принцип одностороннього ВМП

Хвильовий метод двосторонніх вимірювань заснований на фіксації часу між моментом приходу фронту хвилі на один кінець ( $t_1$ ) і на інший ( $t_2$ ).

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 100  |

На обох кінцях лінії безперервно ведуть відлік часу однакові лічильники, які періодично синхронізуються або провідним кінцем, або загальним джерелом. У моменти досягнення фронтами хвиль кінців ПЛ відповідні лічильники зупиняються. Часовий інтервал розраховується за такою формулою:

$$\Delta t = t_B - t_A = \frac{L-1}{v} - \frac{1}{v} \quad (2.11)$$

Якщо пошкодження відбулося в середині лінії ( $l = L/2$ ), то фронти хвиль досягають обох кінців одночасно:  $t_A = t_B$  і  $\Delta t = 0$ . При  $l > L/2$  моменти приходу фронтів на кінці проводу.

$$l = \frac{L}{2} - \frac{\Delta t}{2} \cdot v \quad (2.12)$$

Односторонній метод ВМП, який використовує перехідні процеси, що створюються при включенні ПЛ високовольтним вимикачем, в тому числі при автоматичному повторному включенні (АПВ). Даний метод використовується для визначення місця стійких пошкоджень, включаючи обриви проводів фаз, а також може використовуватися для вимірювання довжини непошкодженої ПЛ при її включенні.

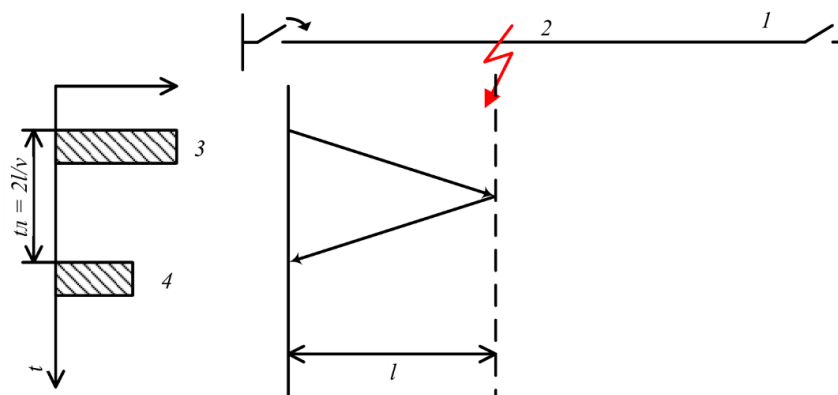


Рисунок 2.12 - Просторово-часова діаграма імпульсів: 1-ПЛ; 2- Місце пошкодження; 3- імпульс, згенерований вимикачем; 4- відбитий імпульс.

Комплексна схема реалізації способу ВМП рис. 2.13 містить два пристрої ВМП, що підключаються до вимірювальних трансформатора напруги (ТН) і

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 101  |

трансформатора струму (ТС), систему синхронізації, інформаційну мережу для обміну мітками часу появи хвиль і пусковий орган.

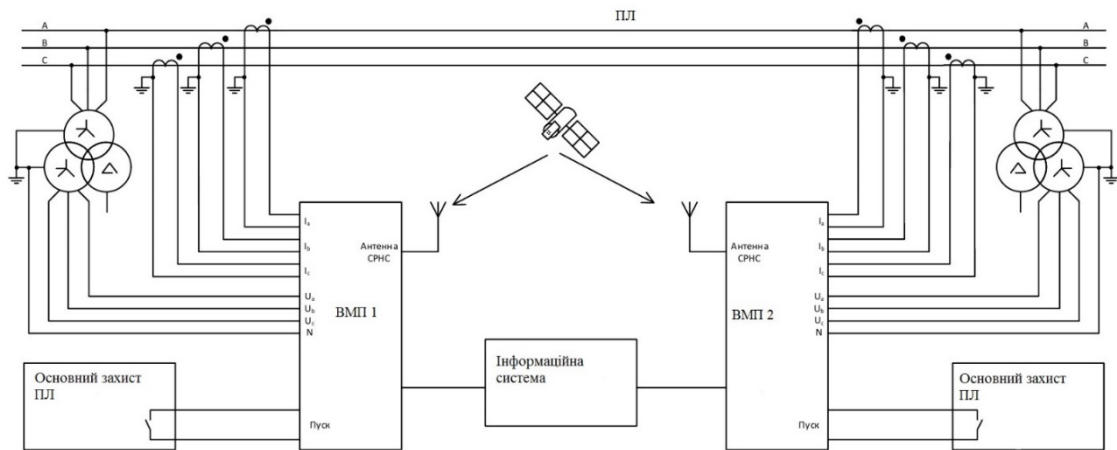


Рисунок 2.13 - Комплексна схема ВМП хвильового методу двостороннього вимірювання

Хвильовий метод двосторонніх вимірювань, на відміну від методу односторонніх вимірювань, заснований на фіксації хвиль, які виникли в місці пошкодження до їх відбиття. Такі хвилі мають найменші спотворення форм хвилі після пробігу по ПЛ, що є перевагою двостороннього методу перед одностороннім. При реалізації одностороннього хвильового методу з'являються складності при розпізнаванні повторно відбитих хвиль, особливо при близьких КЗ і при наявності неоднорідностей в ПЛ.

Однією із основних проблем хвильового методу двосторонніх вимірювань була технічна складність організації синхронізації вимірювань по кінцях лінії. Однак розвиток супутникових радіонавігаційних систем (СРНС), таких як GPS і ГЛОНАСС, дозволило здійснювати синхронізацію вимірів в пристроях зі шкалою всесвітнього координованого часу (UTC) цілодобово на всій поверхні Землі.

Недоліками хвильового методу двосторонніх вимірювань є необхідність встановлення пристроїв на всіх кінцях ПЛ, залежність від наявності каналу зв'язку між пристроями і сигналу синхронізації від СРНС. Однак, не залежно від засобів хвильового ВМП, активно розвиваються інформаційні мережі між

підстанціями з метою підвищення керованості електричної мережі і впроваджуються резервні джерела синхронізації, наприклад, для потреб телемеханіки та синхронізованих векторних вимірювань.

Застосування високочастотних дистанційних методів ВМП на ЛЕП є досить складним, так як поширення електромагнітних хвиль по лінії, являє собою складний процес, пов'язаний з впливом на ЛЕП різного роду перешкод, які деформують імпульсний сигнал і тим самим в значній мірі впливають на точність ВМП ЛЕП. До таких перешкод можна віднести неоднорідність ЛЕП (зміна типів опор, підключення ліній, які містять іншу марку проводу), конструктивні особливості (кількість та взаємне положення проводів).

Сучасним прикладом застосування є система хвильового ВМП TWS FL-1/8 рис.2.14.



Рисунок 2.14 - Система хвильового ВМП TWS FL-1/8

#### 2.4.1 Двосторонні вимірювання параметрів аварійного режиму

При двосторонньому вимірюванні ПАР використовують інформацію, що реєструють (фіксують) вимірювальні прилади з обох кінців лінії, на підставі виміряних величин. Виконується розрахунок за аналітичною формулою, одержаною на основі теорії кіл із зосередженими або розподіленими параметрами.

Двосторонні вимірювання дозволяють визначити тільки місце несиметричного КЗ з великим струмом. Місце трифазних коротких замикань, обриву проводів і замикань однієї фази на землю в мережі з ізольованою нейтраллю розглянутими методами визначити неможливо. Теоретично можна було б визначити місце двофазного КЗ в мережі 6 - 35 кВ, але практично це не

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 103  |

використовується з економічних міркувань, тому що лінії цього класу напруги мають велику протяжність та велику кількість підстанцій на яких необхідно було б встановлювати по 2 вимірювальних пристроїв замість одного.

Сутність двостороннього методу ВМП можна пояснити за допомогою рис.2.15, на якому наведена схема одноколової лінії.

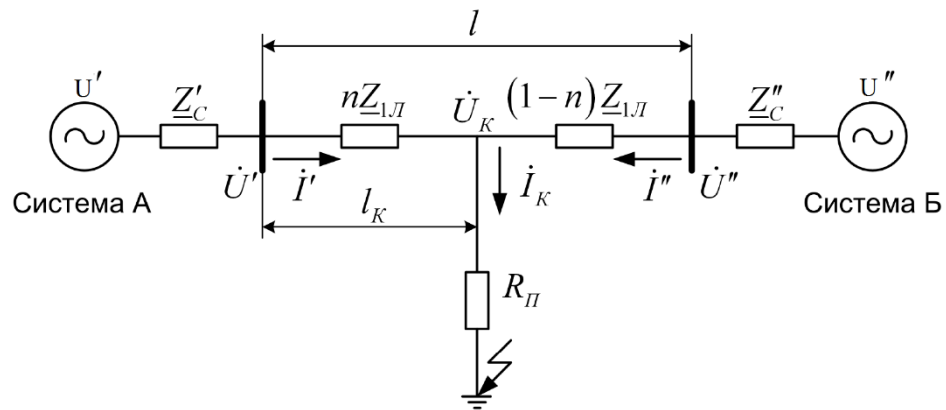


Рисунок 2.15 - Схема одноколової електричної мережі при пошкодженні

Лінія електропередачі має наступні параметри

$Z_{1l} = R_{1l} + jX_{1l}$ ;  $Z_{2l} = R_{2l} + jX_{2l}$  - повні комплексні опори;

$Z_{1c}$ ;  $Z_{2c}$  - еквівалентні опори з сторони системи А і Б відповідно;

$R_{II}$  - перехідний опір в місці пошкодження;

$l_k$  - відстань до місця пошкодження від початку лінії (система А) до місця пошкодження.

Прирівнюючи праві частини виразів і розв'язуючи отримане рівняння щодо  $nX_{1l}$ , отримуємо:

$$\begin{aligned} U' - I' \cdot nX_{1l} &= U'' - I'' \cdot (1-n)X_{1l} \\ nX_{1l} \cdot (I' + I'') &= U'' - U' - I'' \cdot X_{1l} \end{aligned}$$

$$nX_{1l} = \frac{U'' - U' - I'' \cdot X_{1l}}{(I' + I'')} \quad (2.13)$$

На практиці проводиться вимір величин нульової або зворотної послідовностей, а рішення знаходиться щодо відстані до місця КЗ:

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 104  |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |



$l_k = \frac{nX_{\text{л}}}{X_{\text{num}}} = n \cdot l$ , де  $X_{\text{num}}$  - опір одного кілометра лінії в схемі даної послідовності,  $l$  - повна довжина лінії.

Розрахункові формули мають вигляд:

$$l_k = \frac{3U''_0 - 3U'_0 - 3I''_0 \cdot X_{\text{num}} \cdot l}{(3I'_0 + 3I''_0)X_{\text{num}}}; \quad l_k = \frac{U''_2 - U'_2 - I''_2 \cdot X_{\text{num}} \cdot l}{(I'_2 + I''_2)X_{\text{num}}} \quad (2.14)$$

Відзначимо ряд особливостей формул і самого методу розрахунку за двостороннім вимірюванням:

1) У формулах використовуються модулі струмів і напруг. Фаза і напрямок струмів не мають значення. Це зумовлює відносну простоту виконання фіксуючих приладів.

2) При розрахунку не враховувався вид КЗ: однієї або двох фаз на землю при розрахунку за складовими нульової послідовності або навіть двофазного без землі при розрахунку за складовими зворотної послідовності. Для розрахунків не потрібно знати вид КЗ, що дозволяє приступити до розрахунків негайно після зчитування показань приладів.

3) У розрахунку не бере участь перехідний опір в місці КЗ. Теоретично двостороннє вимірювання повністю виключає вплив перехідного опору. Практично це вірно до тих пір, поки із-за перехідних опорів значення струмів і напруг при КЗ не стануть настільки малі, що прилади вийдуть за межі необхідної точності вимірювання. Зокрема, прилади погано працюють в районах вічної мерзлоти і в районах зі скельними ґрунтами, де значні перехідні опору при КЗ на землю ускладнюють роботу і захистів лінії, і фіксуючих приладів. На розрахунок не впливають складові струмів навантажувального режиму. Пояснюється це тим, що ведеться фіксація величин зворотної або нульової послідовностей, відсутніх в навантажувальному режимі. Якби фіксувалися складові прямої послідовності, позбутися впливу навантажень було б неможливо. Строго кажучи, від навантаження залежить напруга в точці КЗ в доаварійному режимі, яке визначає величину всіх складових інших

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 105  |

послідовностей. Зокрема, при коливаннях зазначена напруга може настільки знизитися, що призведе до відмови приладів. Однак при розумних значеннях струмів навантажувального режиму їх вплив на двосторонній вимір відсутній.

### 2.6.1 Особливості двостороннього вимірювання параметрів аварійного режиму

Для точного визначення ВМП застосовуються методи на базі штучних нейронних мереж (ШНМ) [6], що спрощують для розв'язання цілої низки задач в електроенергетиці. Задача ВМП ПЛ з використанням ШНМ розділяється на дві відносно самостійні задачі. До першої належить одержання за допомогою розрахунку аварійних режимів роботи ПЛ значень ПАР, а до другої – використання отриманих ПАР при підготовці ШНМ для ВМП ПЛ.

В момент аварії з появою струму замикання на землю в місці замикання виникне електрична дуга, перехідний опір якої позначимо  $R_d$ . При розв'язанні задачі ВМП ПЛ необхідно визначати комплексний опір контуру короткого замикання (КЗ). Формалізуючи задачу, слід виходити із заступної схеми ПЛ із зосередженими параметрами рис.2.15. Контур КЗ складають лише активні та реактивні опори, тому для перехідного режиму падіння напруги описується рівнянням

$$u = Ri + L \frac{di}{dt}. \quad (2.15)$$

При інтегруванні рівняння на відрізках часу  $[t_1, t_1 + \Delta t]$  та  $[t_2, t_2 + \Delta t]$  параметри  $R$  та  $L$  визначаються із системи двох рівнянь

$$R \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} i dt + L \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} di = \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} u dt;$$

$$R \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} i dt + L \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} di = \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} u dt, \quad (2.16)$$

розв'язуючи які, одержимо

$$R = \frac{S_{1u}S'_{2i} - S_{2u}S'_{1i}}{S_{1i}S'_{2i} - S_{2i}S'_{1i}}; \quad (2.17)$$

$$L = \frac{S_{1i}S_{2u} - S_{1u}S_{2i}}{S_{1i}S'_{2i} - S_{2i}S'_{1i}},$$

$$S_{2i} = \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} i dt; \quad S'_{1i} = \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} di; \quad S'_{2i} = \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} di.$$

Обчислення інтегралів виконується в масштабі реального часу, по мірі надходження поточних дискретних значень струмів та напруги від аналого-цифрових перетворювачів, що входять до складу цифрових реєстраторів сигналів систем моніторингу.

$$\text{де } S_{1u} = \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} u dt; \quad S_{2u} = \int_{t_2}^{t_2+\Delta t} u dt; \quad S_{1i} = \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} i dt; \quad (2.18)$$

Інший варіант алгоритму для визначення параметрів  $R$  і  $L$ , що теж використовується в зазначених системах моніторингу, використовує метод найменших квадратів. У цьому випадку мінімізується сума квадратів відхилень

$$\Psi = \sum_{k=1}^N \left( \int_{t_0}^{t_k} u(t) dt - R \int_{t_0}^{t_k} i(t) dt - L \int_{i(t_0)}^{i(t_k)} di \right)^2 \rightarrow \min. \quad (2.19)$$

В результаті виконання традиційної для методу найменших квадратів процедури одержання системи лінійних рівнянь відносно невідомих  $R$  і  $L$  та її

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 107  |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

розв'язання, визначаються вирази для  $R$  і  $L$ , які відповідають залежностям (2.17), (2.18), враховуючи, що

$$S_{1u} = \sum_{k=1}^N \int_{t_0}^{t_k} u(t) dt \int_{t_0}^{t_k} i(t) dt; \quad S_{2u} = \sum_{k=1}^N \left( \int_{t_0}^{t_k} u(t) dt \right) (i(t_k) - i(t_0)); \quad (2.20)$$

$$S_{1i} = \sum_{k=1}^N \left( \int_{t_0}^{t_k} i(t) dt \right)^2; \quad S'_{2i} = \sum_{k=1}^N (i(t_k) - i(t_0))^2;$$

$$S_{2i} = S'_{1i} = \sum_{k=1}^N \left( \int_{t_0}^{t_k} i(t) dt \right) (i(t_k) - i(t_0)).$$

Обчислення  $S_{1u}$ ,  $S_{2u}$ ,  $S_{1i}$ ,  $S_{2i}$ ,  $S'_{1i}$ ,  $S'_{2i}$  виконується засобами розв'язання задачі ВМП ПЛ в масштабі реального часу з використанням плинних значень струмів і напруги.

Такі обчислення виконуються в апаратно-програмних комплексах сімейства «Регіна», до яких належить і сучасний комплекс «Регіна-Ч» [7] (рис.2.16).



Рисунок 2.16 – Апаратно-програмний комплекс «Регіна-Ч»

Технічні характеристики «Регіна-Ч» наведено в табл. 2.5.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 108  |

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики «Регіна-Ч»

|                                                                          |                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Кількість аналогових входів                                              | до 32-х                                                                                |
| Кількість вхідних дискретних сигналів                                    | до 224-х                                                                               |
| Діапазон вхідних сигналів від ТС (діючі значення):                       | 0,25 ÷ 10 А при І <sub>н</sub> =5 А<br>0,02 ÷ 2 А при І <sub>н</sub> =1 А              |
| Діапазон вхідних сигналів від ТН (діючі значення):                       | 1 ÷ 200 В                                                                              |
| Межі допустимої абсолютної похибки при вимірюванні кута зсуву фаз        | 0,1°                                                                                   |
| Межі допустимої абсолютної похибки синхронізації часу системи «Регіна Ч» | ± 1 мкс                                                                                |
| Межі допустимої абсолютної похибки вимірювання частоти                   | ± 0,001 Гц на періоді сигналу частотою 50 Гц                                           |
| Клас точності системи «Регіна Ч» при вимірюванні                         | сили струму й напруги змінного струму – 0,2<br>активної й реактивної потужностей – 0,5 |

Апаратно-програмні комплекси сімейства «Регіна» призначені для реєстрації сигналів струму і напруги в мережах змінного та постійного струму і дискретних сигналів в нормальних, доаварійних, аварійних і післяаварійних режимах роботи електроенергетичних об'єктів та електричних мереж, для аналізу розвитку аварійних ситуацій, оцінювання функціонування пристроїв релейного захисту, ВМП. На рис. 2.17 показано регінограму (цифрову «осцилограму», зареєстровану інформаційно-діагностуючим комплексом ІДК «Регіна»), з якої видно, що відбулось пошкодження фаз В та С.

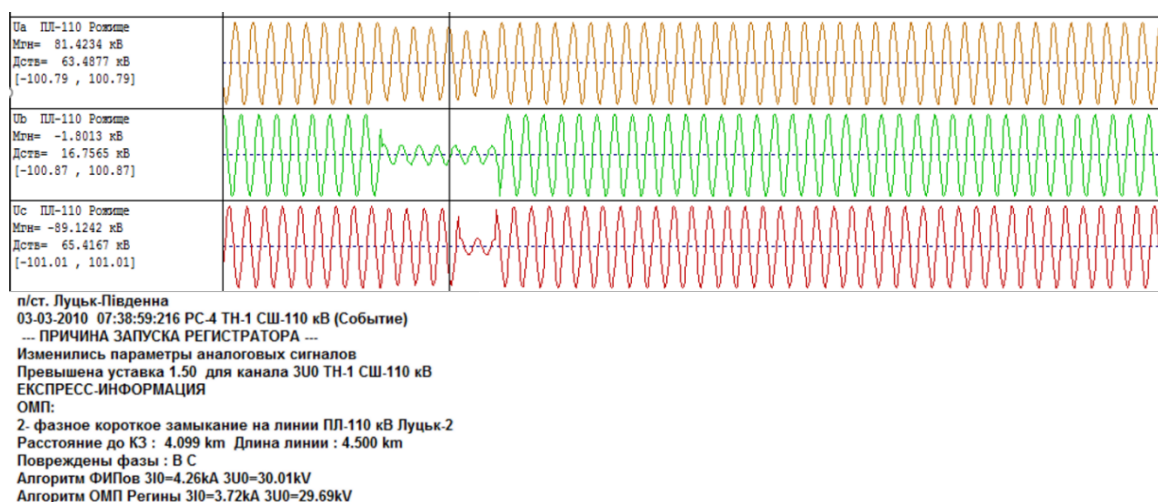


Рисунок 2.17 – Цифрограма аварійної події

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   | 109  |

## Висновки до розділу 2

У другому розділі дипломного проекту виконано аналіз методів, які використовують для визначення місць пошкодження на лініях електропередачі в залежності від класу напруги. Також проведено аналіз приладів, які застосовують для визначення місць пошкодження ліній електропередач.

1. Використання засобів пошуку місця пошкодження в електричних мережах дає змогу оперативно усувати пошкодження, тим самим зменшуючи обсяги недовідпуску електроенергії та матеріальні збитки.

2. Не існує універсальних засобів ВМП для усіх типів мереж. Потрібно використовувати засоби ВМП з урахуванням особливостей електричних мереж відповідного типу та можливості одержання необхідної для цього інформації.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 110  |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

## ВИСНОВКИ

Внаслідок виконання дипломного проекту синтезовано 5 варіантів схем електричної мережі та шляхом техніко-економічного порівняння показників варіантів обрано кращий, сумарні дисконтовані витрати за яким склали 475,39 млн. грн. Вибрано кількість, тип та потужності трансформаторів на електричних підстанціях, визначено кількість ланцюгів та перерізи проводів на ділянках замкненої електричної мережі, розраховано параметри її заступної Z-схеми. Розраховано параметри двох режимів роботи електричної мережі: максимальних навантажень та післяаварійного, втрати потужності в яких відповідно склали  $1.60+j4.34$  МВА та  $3.24+j0.58$  МВА. Визначено регулювальні діапазони силових трансформаторів електричних підстанцій для режиму максимальних навантажень та післяаварійного.

Проаналізовано та систематизовано різні методи та засоби визначення місця пошкодження ліній електропередачі розподільних та магістральних електричних мереж. Результати аналізу свідчать, що наразі відсутні універсальні засоби ВМП, придатні для використання в електричних мережах різного типу. Високу точність та оперативність ВМП забезпечують апаратно-програмні комплекси типу ІДК «Регіна».

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | III  |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |

## Перелік посилань

1. Методичні вказівки о виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж/ В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський – К: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. – 100 с.
2. Буткевич О.Ф., Парус Є.В. Оперативний аналіз післяаварійного стану розподільних електричних мереж засобами інтелектуальної системи // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Зб. наук. праць. – 2018, вип. 51. – С.5-12.
3. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 310 с.
4. Устинов А.А. Разработка и совершенствование методов определения места повреждения на трехфазных и четырехфазных воздушных линиях электропередачи высокого напряжения / Иркутский национальный исследовательский технический университет. – 2015. - С. 15 – 22.
5. Смирнов А.Н. Волновой метод двухсторонних измерений для определения места повреждения воздушной линии электропередачи 110-220 кВ / Открытое акционерное общество «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», 2015. – С. 17 – 28.
6. Кириленко А.В. Вопросы применения искусственных нейронных сетей для определения мест повреждений на линиях электропередачи / Кириленко А.В., Буткевич А.Ф., Блинов И.В. // Праці ІЕД НАНУ. Зб. наукових праць. – 2008. – Вип. 21. – С. 7 – 11.
7. Буткевич О.Ф., Тутик В.Л. Моніторинг та діагностування електроенергетичних об'єктів та систем України на базі комплексів “Регіна” // Гідроенергетика України. – 2010, № 3. – С. 46-49.

|     |      |          |        |      |                   |      |
|-----|------|----------|--------|------|-------------------|------|
|     |      |          |        |      | ДП6204.141.002 ПЗ | Арк. |
|     |      |          |        |      |                   | 112  |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                   |      |



# Додаток А

## Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату



Власник документу:  
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:  
1003754683

Дата перевірки:  
03.06.2020 23:19:37 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs My Database

Дата звіту:  
03.06.2020 23:34:44 EEST

ID користувача:  
41934

Назва документу: Диплом Єрмоленко А.Л (1)

ID файлу: 1003769349 Кількість сторінок: 111 Кількість слів: 20450 Кількість символів: 127463 Розмір файлу: 3.69 MB

### 16% Схожість

Найбільша схожість: 5.33% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-578903

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

0% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

536

Page 105

### 0.73% Цитат

Цитати

3

Page 106

Не знайдено жодних посилань

### 0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

### Підміна символів

Заміна символів

368