

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

« ____ » _____ 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня «бакалавр»

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
на тему: «Вибір оптимального варіанта конфігурації замкненої електричної мережі,
розрахунок усталених режимів її роботи»

Виконав:

студент 4 курсу, групи ЕС-91

Оконечніков Вячеслав Олександрович

Керівник:

к. т. н., доцент

Баженов Володимир Андрійович

Консультант:

Рецензент:

к. т. н., доцент

Пушкар Микола Васильович

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

Студент _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Освітньо-професійна програма “Електричні системи і мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Оконечнікову Вячеславу Олександровичу

1. Тема проєкту «Вибір оптимального варіанту конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок ustalених режимів її роботи», керівник проєкту Баженов Володимир Андрійович, канд. техн. наук., доцент, затверджені наказом по університету від «25» травня 2023 р. №1969-с

2. Строк подання студентом проєкту «14» червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план районної електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, категорії споживачів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

4.1. Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних одностійкових вільностоячих опорах, та виконання апроксимації цієї функції.

4.2. Оптимізація електричної мережі методом впорядкованого відключення гілок.

4.3. Розрахунок ustalених режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Функція оптимальних витрат.
- 5.2 Впорядковане відключення гілок.
- 5.3 Схеми ustalених режимів роботи.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «31» березня 2023 року.

Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту | Строк виконання етапів дипломного проєкту | Примітка |
|-------|---|---|----------|
| 1 | Оптимізація РЕМ | 17.04.23-02.05.23 | |
| 2 | Розрахунок ustalених режимів роботи | 03.05.21-21.05.23 | |
| 3 | Оформлення | 22.05.21-09.06.23 | |

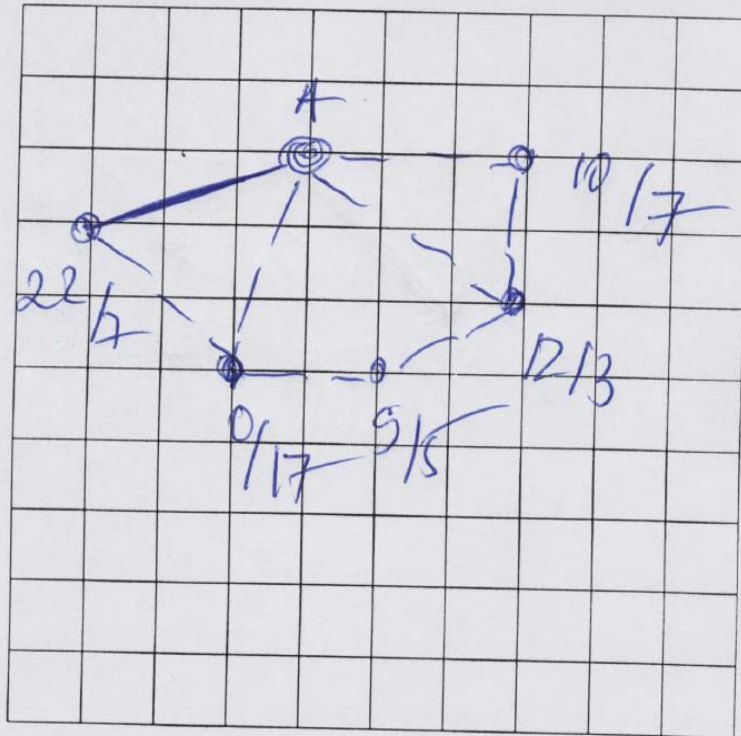
Студент _____

Вячеслав ОКОНЕЧНИКОВ

Керівник проєкту _____

Володимир БАЖЕНОВ

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,82}$, $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,83}$, $T_{max} = \underline{5400}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{0,2}$ (%). р-н I - II.
- $M_{ran} = \underline{\hspace{2cm}}$ [МВт·км], $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

\$ 39,6

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числитель - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних трикоонтурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: «Вибір оптимального варіанту конфігурації замкненої електричної мережі,
розрахунок усталених режимів її роботи»

Київ – 2023 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

| № з/п | Формат | Позначення | Найменування | Кількість листів | Примітка листів |
|-------|--------|----------------------|--|------------------|-----------------|
| 1 | A4 | | Завдання на дипломний проєкт | 1 | |
| 2 | A4 | ДП9111.141.009.ПЗ | Пояснювальна записка | 70 | |
| 3 | A1 | ДП9111.141.01.009.ТК | Функція дисконтованих витрат | 1 | |
| 4 | A1 | ДП9111.141.02.009.ТК | Вибір оптимальної конфігурації РЕМ | 1 | |
| 5 | A1 | ДП9111.141.03.009.ТК | Принципова схема і режимні параметри РЕМ | 1 | |

| | | | | | | | | |
|-----------|-----------------|----------|--------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | | | |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розробив | Оконечников В.О | | | | Вибір оптимального варіанту конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи | Літ. | Лист | Листів |
| Перевірив | Баженев В.А. | | | | | | 5 | |
| Реценз. | | | | | | КПІ Ім. Ігоря Сікорського, ФЕА, гр. ЕС-91 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затвердив | Кирик В.В. | | | | | | | |

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт на тему: «Вибір оптимального варіанту конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи» складається з двох частин:

- креслення формату А1 на 3-х аркушах,
- пояснювальної записки, що виконана на 70-ти сторінках формату А4.

До складу пояснювальної записки входять 32 таблиці, 31 рисунок та використані посилання на 3 літературні джерела.

Мета дипломного проєкту – використовуючи метод впорядкованого виключення гілок виконати вибір оптимальної конфігурації замкненої електромережі 110 кВ, та розрахунок усталених режимів її роботи.

При виконанні завдання дипломного проєкту для районної електричної мережі було:

- побудовано для проводів різних марок графік функції дисконтованих витрат;
- Апроксимовано графік функції дисконтованих витрат.
- знайдено оптимальну конфігурацію схеми;
- розраховано параметри схеми: в режимах максимальних та мінімальних навантажень, у післяаварійному режимі.

ОПТИМЛЬНІ ВИТРАТИ, ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ, МАКСИМАЛЬНІ НАВАНТАЖЕННЯ, МІНІМАЛЬНІ НАВАНТАЖЕННЯ, ПІСЛЯАВАРІЙНИЙ РЕЖИМ.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 6 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ABSTRACT

This diploma project consists of an explanatory note and graphic part. The explanatory note is made on 70 pages of A4 format, it includes 32 tables, 31 figures and 3 literary sources. The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

The purpose of this thesis is the selection of the optimal variant of the configuration of the closed 110 kV electrical network and the calculation of its stable modes of operation.

To fulfill this task, the function of discounted costs for wires of different brands was built, the optimal configuration of the circuit of the district electric network was found by the method of orderly disconnection of branches, the parameters of the circuit were calculated in the modes of maximum and minimum loads, as well as in the post-emergency mode.

OPTIMAL COSTS, OPTIMAL CONFIGURATION, MAXIMUM LOADS,
MINIMUM LOADS, POST-EMERGENCY MODE

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 7 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| Перелік умовних скорочень..... | 9 |
| Вступ..... | 10 |
| 1 Побудова функції дисконтованих витрат | 11 |
| 1.1 Загальні положення | 11 |
| 1.2 Функція дисконтованих витрат | 13 |
| Висновок по розділу 1..... | 15 |
| 2 Апроксимація функції дисконтованих витрат..... | 17 |
| 2.1 Загальні положення | 16 |
| 2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат | 18 |
| Висновок по розділу 2..... | 21 |
| 3 Визначення оптимальної конфігурації для проєктованої електричної мережі | 22 |
| 3.1 Загальні положення | 22 |
| 3.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ..... | 24 |
| Висновок до розділу 3..... | 35 |
| 4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ | 36 |
| 4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів..... | 36 |
| 4.2 Визначення поточкорозподілу потужності в L-схемі мережі | 37 |
| 4.3 Вибір перерізу проводів для проєктованої РЕМ..... | 40 |
| 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми проєктованої РЕМ..... | 44 |
| 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей..... | 47 |
| 4.6 Режиму максимальних навантажень | 49 |
| 4.7 Режиму мінімальних навантажень | 56 |
| 4.8 Післяаварійний режим | 60 |
| Висновок до розділу 4..... | 63 |
| Загальні висновки..... | 65 |
| Список використаних джерел..... | 67 |
| Додаток А. | 68 |

| | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 8 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | ДП91.141.009.ПЗ | | | | |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

| | | |
|-----|---|-------------------------------|
| ЕМ | – | електрична мережа |
| ЛЕП | – | лінія електропередавання |
| РЕМ | – | районна електрична мережа |
| ТП | – | трансформаторна підстанція |
| МНК | – | метод найменших квадратів |
| ПЛ | – | повітряна лінія |
| ПС | – | підстанція |
| НН | – | низька напруга |
| ВН | – | висока напруга |
| КЗ | – | коротке замикання |
| РПН | – | регулювання під навантаженням |
| ПБЗ | – | перемикання без збудження |
| БП | – | балансуючий пункт |
| СТ | – | силовий трансформатор |

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 9 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ВСТУП

В ході виконання даного дипломного проекту було досягнуто поставлених цілей, а саме оптимізації РЕМ 110 кВ, з залізобетонними одностійковими вільностоячими опорами, за допомогою методу впорядкованого виключення гілок, а також розрахунок ustalених режимів її роботи. Для досягнення цих цілей було виконано декілька завдань, а саме: побудовано функцію дисконтованих витрат, виконано апроксимацію функції оптимальних витрат, знайдено оптимальну конфігурацію для побудови схеми РЕМ через впорядковане виключення гілок, розраховані параметри L та Z схеми даної мережі, здійснено вибір проводів та трансформаторів для РЕМ, здійснено розрахунок параметрів схеми в режимі максимальних навантажень, режимі мінімальних навантажень та післяаварійному режимі.

Для виконання цих завдань було використано знання, отримані при проходженні різних освітніх модулів, а саме: «Пакети прикладних програм для інженерних розрахунків», «Математичні задачі енергетики», «Електричні мережі та системи», «Районні електричні мережі» та «Проектування електричних мереж».

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 10 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Загальні положення

Для побудови, розвитку та оптимізації ЕМ критерієм оптимальності є сума динамічних приведених витрат усіх елементів мережі.

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c. \quad (1)$$

де i – номер ділянки мережі, яка розглядається;

M – кількість інших ділянок мережі.

При розв'язанні задачі оптимізації РЕМ, необхідно враховувати вимоги до якості і надійності електропостачання, вимоги та обмеження що до встановлення типів та кількості ТП, а також можливість майбутнього розвитку.

Кожен з елементів мережі, ЛЕП, трансформатори встановлені на ТП та ін., характеризуються різними параметрами, такими як: переріз і кількість ланцюгів, напруга, струм, та ін. Усі вищезгадані параметри дискретні і через це задача оптимізації ускладнюється. Для її спрощення використовується метод економічних інтервалів. При застосуванні цього методу приведені витрати i -тої гілки ЕМ, при будь якому значенні потоку потужності цієї гілки повинні задовольняти умову:

$$Z_i(P_i) = \min\{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iN}(P_i)\}. \quad (2)$$

де N – максимально можлива кількість різних варіантів технічного виконання i -тої вітки.

Витрати на ЛЕП (Z_v) можна обчислити за формулою:

$$Z_{v0} = l \cdot Z_{v0}, \quad (3)$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 11 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

де l – довжина лінії;

Z_{V0} – приведені витрати на будівництво й експлуатацію одиниці довжини лінії необхідного типу, напруги та перерізу, які можна розрахувати як:

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau. \quad (5)$$

де K_{V0} – капіталовкладення в побудову одиниці довжини ЛЕП з необхідним перерізом;

P_a – кількість щорічних витрати на ремонт та обслуговування ЛЕП;

E – норма дисконту;

P – потужність даної ЛЕП;

U_n – номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ – середня величина коефіцієнту потужності для обраного класу напруги;

r_{V0} – погонний опір лінії з обраного перерізу;

Z_e – питома вартість втрат на електроенергію;

τ – значення часу максимальних втрат у годинах.

Функцію дисконтованих витрат можна подати наступним чином:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2. \quad (6)$$

де a_{V0} та b_{V0} – коефіцієнти параболи, які визначаються наступними формулами:

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E};$$
$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E}. \quad (7)$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 12 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

1.2 Функція дисконтованих витрат

Під час побудови графіку функції дисконтованих витрат, на ньому буде зображено декілька парабол.

Побудуємо функцію оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ, з залізобетонними опорами. Технічні дані використовуваних перерізів наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

| Переріз, мм ² | Алюмінієва частина | | | Опір при постійному струмі, Ом/км | Діаметр, мм |
|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------|
| | Переріз, мм ² | Кількість дротів | Діаметр дротів, мм | | |
| 70/11 | 68,0 | 6 | 3,8 | 0,422 | 11,4 |
| 120/19 | 118,0 | 26 | 2,4 | 0,244 | 15,2 |
| 240/32 | 244,0 | 24 | 3,6 | 0,118 | 31,6 |

Розрахуємо значення базових показників вартості спорудження ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах для перерізів 70/11 мм² та ін.:

$$K_{V0(70)} = 315 \cdot \frac{39,6}{5} = 2494,8 \text{ тис. грн.}$$

Занесемо результати цього та інших розрахунків базових показників вартості спорудження до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

| Переріз, мм ² | Вартість, тис. грн./км |
|--------------------------|------------------------|
| 70/11, один ланцюг | 2494,8 |
| 70/11, два ланцюги | 3326,4 |
| 120/19, один ланцюг | 2732,4 |
| 120/19, два ланцюги | 3682,8 |
| 240/32, один ланцюг | 3168 |
| 240/32, два ланцюги | 4514,4 |

Для подальшого розрахунку необхідні такі дані:

$P_a = 1,2\%$ – щорічні витрати на обслуговування і ремонт ЛЕП;

$E = 0,1$ – норма дисконту;

$z_e = 2,74$ грн/(кВт·год) – вартість електроенергії станом на травень 2023 року.

Розрахуємо час максимальних витрат:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862,249 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Розрахуємо коефіцієнти параболи a_{V0} та b_{V0} :

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 13 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | ДП91.141.009.ПЗ | | | | | |

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 2494,8 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2494,8}{0,1} = 2794,176 \text{ тис. грн.};$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,74 \cdot 3862,249}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 4,557 \text{ тис. грн. / МВт.}$$

Занесемо ці отримані значення та значення коефіцієнтів решти подібних парабол до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Вартість будівництва ПЛ

| Переріз, мм ² | a_{V0} тис. грн. | b_{V0} тис. грн./МВт |
|--------------------------|--------------------|------------------------|
| 70/11, один ланцюг | 2794,176 | 4,557 |
| 70/11, два ланцюги | 3725,568 | 2,278 |
| 120/19, один ланцюг | 3060,288 | 2,635 |
| 120/19, два ланцюги | 4124,736 | 1,317 |
| 240/32, один ланцюг | 3548,16 | 1,274 |

Знайдемо значення функцій дисконтованих витрат для перерізів з таблиці 1.3:

$$Z_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 2794,176 + 4,557 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(70x2)} = a_{V0(70x2)} + b_{V0(70x2)} \cdot P^2 = 3725,568 + 2,278 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 3060,288 + 2,635 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(120x2)} = a_{V0(120x2)} + b_{V0(120x2)} \cdot P^2 = 4124,736 + 1,317 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 3548,16 + 1,274 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240x2)} = a_{V0(240x2)} + b_{V0(240x2)} \cdot P^2 = 5056,128 + 0,637 \cdot P^2.$$

Результуючі функції представлено на рисунку 1.1.

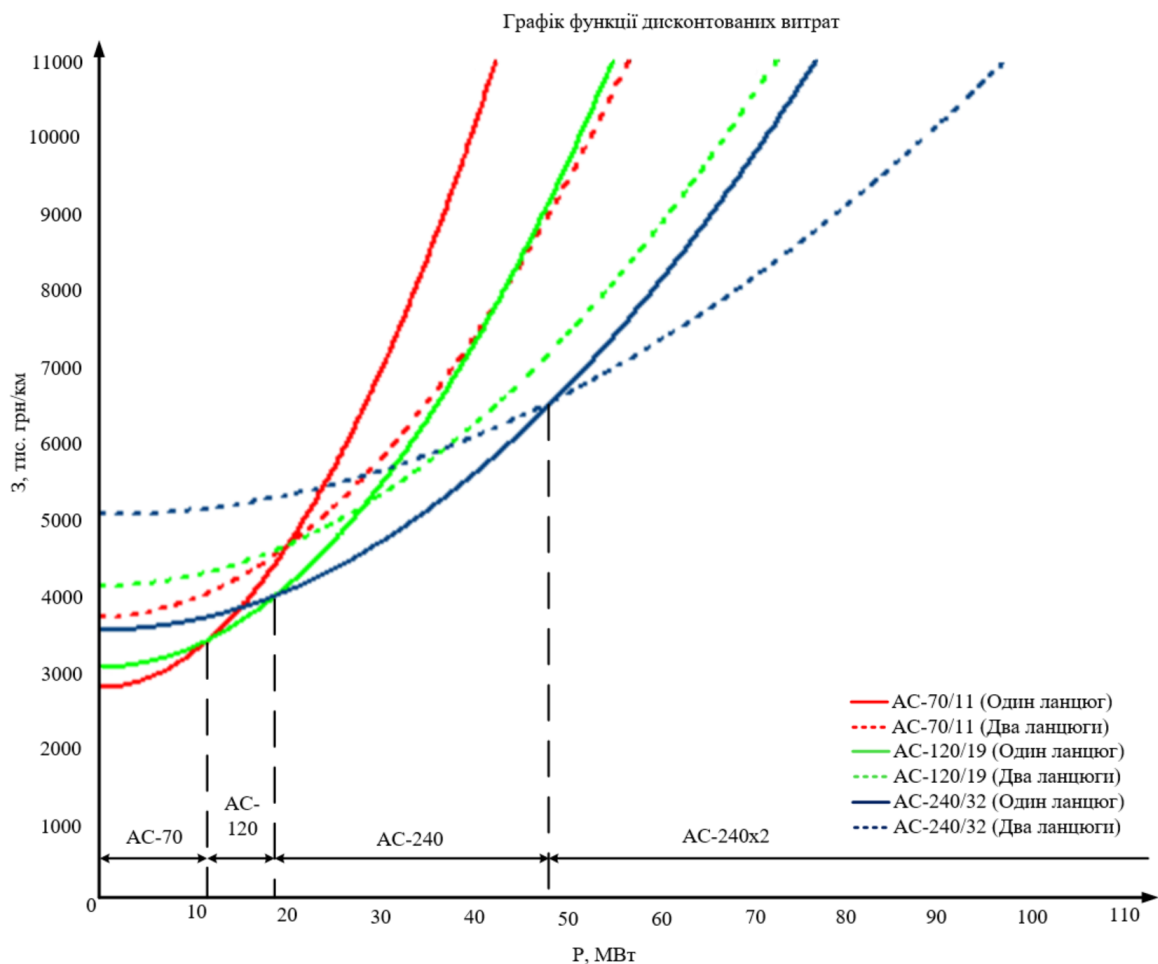


Рисунок 1.1 – Графік функцій дисконтованих витрат для перерізів проводів ЛЕП в одно- та дволанцюговому виконанні.

Висновок по розділу 1

В ході роботи над цим розділом було побудовано функцію оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ, в якій встановлені залізобетонні, одностійкові, вільностоячі опори. Завдяки цій функції було визначено межі співвідношення протікаючих по проводам потужностей до економічної доцільності встановлення проводів різних перерізів. Були обрані стандартні перерізи для мережі даного класу напруги: 70/11 мм², 120/19 мм², 240/19 мм² в одно- та дволанцюговому виконанні. Були отримані наступні коефіцієнти: $a_{V0} = 2794,176$ тис. грн. та $b_{V0} = 4,557$ тис. грн./МВт для одноланцюгового проводу з перерізом 70/11 мм², $a_{V0} = 3725,568$ тис. грн. та $b_{V0} = 2,278$ тис. грн./МВт для дволанцюгового проводу з перерізом 70/11 мм², $a_{V0} = 3060,288$ тис. грн. та $b_{V0} = 2,635$ тис. грн./МВт для одноланцюгового проводу з перерізом 120/19 мм², $a_{V0} = 4124,736$ тис. грн. та $b_{V0} = 1,317$ тис. грн./МВт для

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 15 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

дволанцюгового проводу з перерізом 120/19 мм², $a_{V0} = 3548,16$ тис. грн. та $b_{V0} = 1,274$ тис. грн./МВт для одноланцюгового проводу з перерізом 240/32 мм².

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 16 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення

Використання загальної функції дисконтованих витрат $Z_i = f(P_i)$ є об'ємним та складним завданням, яке можна спростити, виконавши апроксимацію функції. Це можна зробити методом найменших квадратів.

МНК — це стандартний підхід у регресійному аналізі, в якому апроксимація розв'язку первинних систем, досягається шляхом мінімізації суми квадратів залишків, отриманих у результатах кожного окремого рівняння, завдяки чому ми отримуємо многочлен, який максимально точно опише функцію. Для нашого випадку многочлен буде виглядати так:

$$y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_Kx^K + \dots + a_Mx^M. \quad (8)$$

Мінімізуємо функцію до вигляду:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M). \quad (9)$$

Продиференціюємо дану функцію по кожному із коефіцієнтів виду a_K для отримання системи рівнянь, яка описує шукані коефіцієнти a_0, a_1, \dots, a_M , а після прирівняємо отримані похідні до нуля. Це дасть нам наступне:

$$\frac{df}{da_K} = -2 \sum_{i=1}^N [y_i - y(x_i)] x_i^K = 0, \quad K = 0, 1, 2, \dots, M. \quad (10)$$

Запишемо це в наступному вигляді:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = a_0 \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + \dots + a_M \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \sum_{i=1}^N x_i^{K+j}, \quad (11)$$

| | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|--|-----------------|------|
| | | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | | 17 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | | |

Також, застосуємо наступні позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^{K+j} = T_K, \quad (12)$$

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

Завдяки цьому, отримуємо систему рівнянь для визначення необхідних коефіцієнтів:

$$\sum_{j=0}^M a_j S_{K+j} = T_K, \quad K = 0, 1, 2, \dots, M. \quad (13)$$

Після апроксимації функції приведених витрат електричної мережі до вигляду прямої лінії, система рівнянь буде виглядати так:

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 = T_0; \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 = T_1, \end{cases} \quad (14)$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0; S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^1; S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i. \quad (15)$$

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат

Здійснимо апроксимацію функції дисконтованих витрат, вищеписаного МНК.

Знайдемо коефіцієнт a_1 з наступного рівняння:

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i \quad (16)$$

Таким чином рівняння для знаходження a_1 виглядатиме як:

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} \quad (17)$$

Щоб апроксимувати функцію оптимальних дисконтованих витрат, знайдемо точки, які належать функції дисконтованих витрат, та точки перетину функцій різних перерізів. Отримані результати приведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Числові значення шуканих координат

| | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|------|------|------|--------|------|--------|------|-------|------|
| <i>P</i> , МВт | 0 | 3 | 6 | 9 | 11,766 | 15 | 18,134 | 25 | 47,29 | 60 |
| <i>З</i> , тис. грн/км | 2794 | 2835 | 2958 | 3163 | 3425 | 3653 | 3927 | 4344 | 6564 | 8135 |

Розв'яжемо рівняння, отримані після знаходження точок шуканих координат і знайдемо потрібні коефіцієнти:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^1 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = \\ = 0 + 3 + 6 + 9 + 11,766 + 15 + 18,134 + 25 + 47,29 + 60 = 195,19;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = \\ = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 11,766^2 + 15^2 + 18,134^2 + 25^2 + 47,29^2 + 60^2 = 7280;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = \\ = 2794 + 2835 + 2958 + 3163 + 3425 + 3653 + 3927 + 4344 + 6564 + 8135 = \\ = 4,18 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 +$$

$$+y_{10}x_{10} = 2794 \cdot 0 + 2835 \cdot 3 + 2958 \cdot 6 + 3163 \cdot 9 + 3425 \cdot 11,766 + 3653 \cdot 15 + 3927 \cdot 18,134 + 4344 \cdot 25 + 6564 \cdot 47,29 + 8135 \cdot 60 = 1,128 \cdot 10^6.$$

Запишемо це як систему рівнянь наступного вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 195,19 \cdot a_1 = 2,278 \cdot 10^4; \\ 195,19 \cdot a_0 + 7280 \cdot a_1 = 1,128 \cdot 10^6. \end{cases}$$

Як результат розв'язку, отримаємо наступні коефіцієнти:

$$a_0 = 2423,044 \text{ тис. грн.};$$

$$a_1 = 90,002 \text{ тис. грн. / МВт}.$$

Функція сумарних дисконтованих витрат буде виглядати після апроксимації наступним чином:

$$Z_n = 2423,044 + 90,002 \cdot P.$$

Функція для існуючої ПЛ буде мати наступний вигляд:

$$Z_{icn} = 67 \cdot P.$$

На рисунку 2.1 відображений графік апроксимованої функції дисконтованих витрат для проектованої ПЛ.

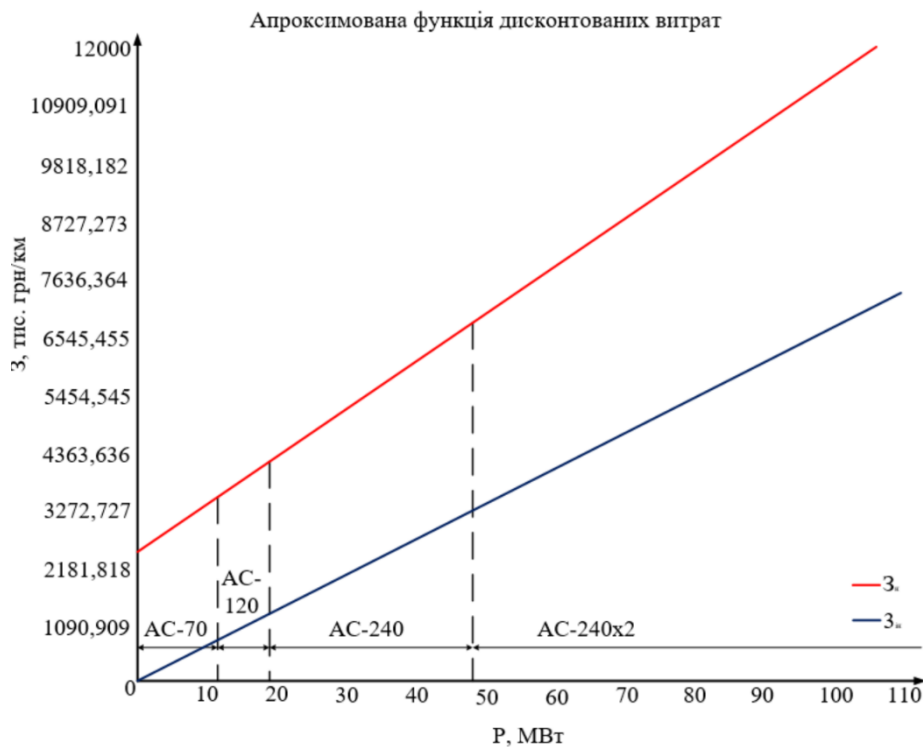


Рисунок 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | 20 |

Висновок по розділу 2

В ході роботи над даним розділом була знайдена апроксимована функція дисконтованих витрат для проєктованої ПЛ, в якій встановлені залізобетонні, одностійкові, вільностоячі опори, для стандартних перерізів проводів 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Апроксимацію було проведено за допомогою МНК. В подальшому ця функція допоможе здійснити вибір перерізу проводів для кожної гілки проєктованої РЕМ. Були визначені коефіцієнти $a_0 = 2423,044$ тис. грн. та $a_2 = 90,002$ тис. грн. для подальшої роботи по оптимізації РЕМ.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 21 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ДЛЯ ПРОЄКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Загальні положення

Для визначення оптимальної конфігурації замкненої електромережі скористаємось одним з методів, що широко використовується в проєктній практиці - це метод впорядкованого виключення гілок.

Порядок кроків за даним методом наступний:

А) за попереднім інженерним аналізом необхідно визначити вихідну розрахункову схему електромережі, що має містити надлишкові лінії;

Б) визначити зведені витрати для будівництва вихідної надлишкової схеми мережі Z_0 ;

В) визначити, використовуючи послідовне виключення всіх можливих (припустимих) ліній цієї мережі, ту гілку електромережі, при відключенні якої не втрачається зв'язність схеми, а зведені витрати на будівництво і використання мережі при цьому максимально зменшаться;

Г) виключити визначену гілку зі схеми мережі;

Д) циклічно проводити кроки В) та Г) до моменту, поки при відключенні не залишиться електрична мережа, відключення кожної з ліній якої приводить або до збільшення зведених витрат, або до втрати зв'язності схеми.

Алгоритмічно метод впорядкованого виключення гілок записується так:

1) Визначається вихідна надлишкова схема електромережі, розраховуються зведені витрати на будівництво і експлуатацію цієї мережі Z_0 . За множину D приймається порожня множина $D = \emptyset$.

2) Для визначення лінії i , відключення якої приводить до максимального зниження зведених витрат, необхідно послідовно провести розрахунки для всіх гілок електромережі

$$Z_0 - Z(\bar{i}) = \max \{ Z_0 - Z(\bar{m}) \mid m \in D \}, \quad (18)$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 22 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

де, $m \in M$ означає належність лінії m множині гілок електромережі M ,

$m \notin D$ - лінія m не в множині електромережі D :

$Z(\bar{m})$ - затрати на будівництво та експлуатацію електромережі, що отримуємо після відключення лінії m .

3) У випадку виконання умови

$$Z_o - Z(\bar{i}) > 0, \quad (19)$$

переміщуємось до пункту 4) даного алгоритму, якщо ні – кінець виконання алгоритму.

4) Якщо відключення лінії i порушує зв'язність схеми, то лінія i включається у множину D :

$$D = D + i, \quad (20)$$

та виключається з множини M :

$$M = M - i, \quad (21)$$

та йде перехід до пункту б) алгоритму, інакше - переходимо до пункту б).

5) Виключаємо лінію i зі схеми мережі, виключаємо з множини M і приймаємо витрати $Z(\bar{i})$ в якості Z_o .

б) Якщо множина M відповідає умові:

$$M = \emptyset \quad (22)$$

то виконання алгоритму закінчено, інакше – повертаємось до виконання пункту 2).

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 23 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

Процедура розрахунку зведених витрат на спорудження й експлуатацію електричної мережі містить у собі визначення поточкорозподілу, що розраховується по заданих довжинах ділянок, а також розрахунок і підсумовування зведених витрат на спорудження й експлуатацію кожної гілки розглянутої мережі.

3.2 Оптимізація схеми РЕМ

Оскільки нам необхідно визначити оптимальну конфігурацію проєктованої мережі, використаємо метод впорядкованого виключення гілок. Зобразимо початкову схему і вхідні данні на рисунку 3.1.

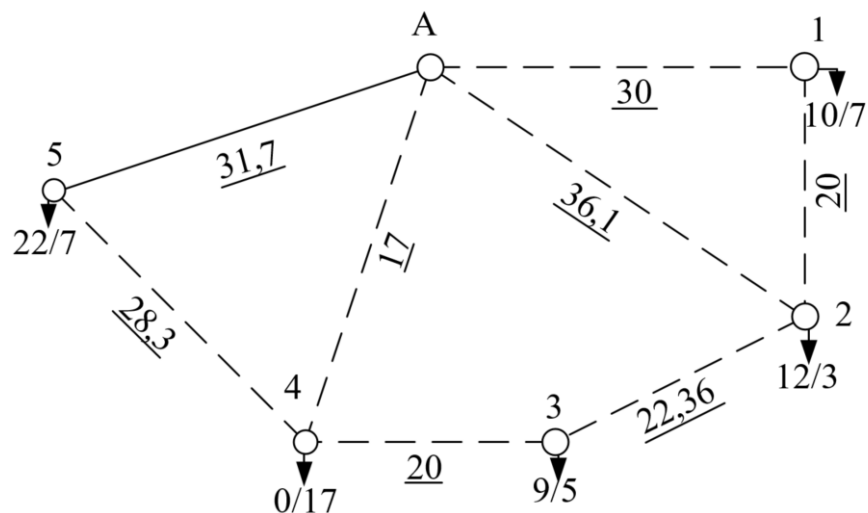


Рисунок 3.1 – Початкова схема з вхідними даними

З розрахунків у попередньому розділі ми отримали приведені витрати для існуючої і можливих ЛЕП:

$$Z_n = 2423,044 + 90,002 \cdot P;$$

$$Z_{icn} = 67 \cdot P.$$

Для розрахунку поточкорозподілу потужностей по довжинам ліній електричної мережі застосуємо метод контурних рівнянь. З початкової схеми умовно видалимо гілки 1-2, 3-4 та 4-5 та розрахуємо поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі:

$$P_{01}^{poz} = P_1 = 17\text{МВт};$$

$$P_{23}^{poz} = P_3 = 14\text{МВт};$$

$$P_{02}^{poz} = P_{23} + P_2 = 29\text{МВт};$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 24 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$P_{05}^{poz} = P_5 = 29 \text{ МВт};$$

$$P_{04}^{poz} = P_4 = 17 \text{ МВт}.$$

На рисунку 3.2 зображено потокорозподіл нашої умовно розімкненій РЕМ.

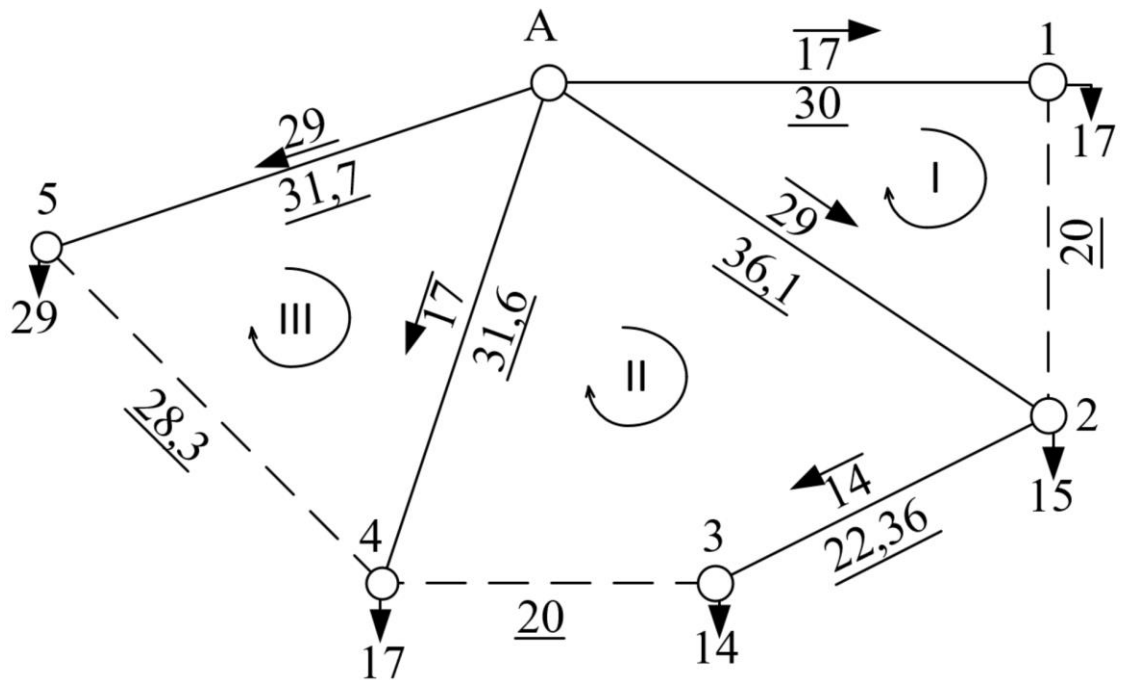


Рисунок 3.2 – Потокорозподіл в умовно розімкненій РЕМ

Пропишемо для цієї схеми систему контурних рівнянь:

$$P_I \cdot (L_{0-1} + L_{0-2} + L_{1-2}) - P_{II} \cdot L_{0-2} = -(P_{01}^{poz} \cdot L_{0-1} - P_{02}^{poz} \cdot L_{0-2});$$

$$P_{II} \cdot (L_{0-2} + L_{2-3} + L_{0-4} + L_{1-2}) - P_I \cdot L_{02} - P_{III} \cdot L_{04} =$$

$$= -(P_{02}^{poz} \cdot L_{0-2} + P_{2-3}^{poz} \cdot L_{2-3} - P_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4});$$

$$P_I \cdot (L_{0-4} + L_{0-5} + L_{4-5}) - P_{II} \cdot L_{04} = -(P_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} - P_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4}).$$

Після розв'язку цієї системи, отримаємо наступні контурні потужності:

$$P_I = 3,911 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = -5,544 \text{ МВт};$$

$$P_{III} = 2,259 \text{ МВт}.$$

Тепер вирахуємо потокорозподіл кожної окремої гілки в замкненій схемі:

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{poz} + P_I = 20,911 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2} = P_{0-2}^{poz} - P_I + P_{II} = 19,545 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{poz} + P_{II} + P_{III} = 24,803 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{poz} - P_{III} = 26,741 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2} = P_I = 3,911 \text{ МВт};$$

$$P_{2-3} = P_{2-3}^{pos} + P_{II} = 8,456 \text{ МВт};$$

$$P_{2-3} = P_{2-3}^{pos} + P_{II} = 8,456 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4} = -P_{II} = 5,544 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1} = -P_{III} = -2,259 \text{ МВт}.$$

Зробимо перевірку отриманих результатів, використовуючи другий закон Кірхгофа:

$$P_{0-1} \cdot L_{0-1} - P_{0-2} \cdot L_{0-2} + P_{1-2} \cdot L_{1-2} = 20,911 \cdot 30 - 19,545 \cdot 36,1 - 3,911 \cdot 20 = 0;$$

$$P_{0-2} \cdot L_{0-2} + P_{2-3} \cdot L_{2-3} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{1-2} \cdot L_{1-2} - P_{3-4} \cdot L_{3-4} = 0;$$

$$-P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{0-5} \cdot L_{0-5} + P_{4-5} \cdot L_{4-5} = 0.$$

Результуючий потікорозподіл в замкненій електричній мережі зображений на рисунку 3.3.

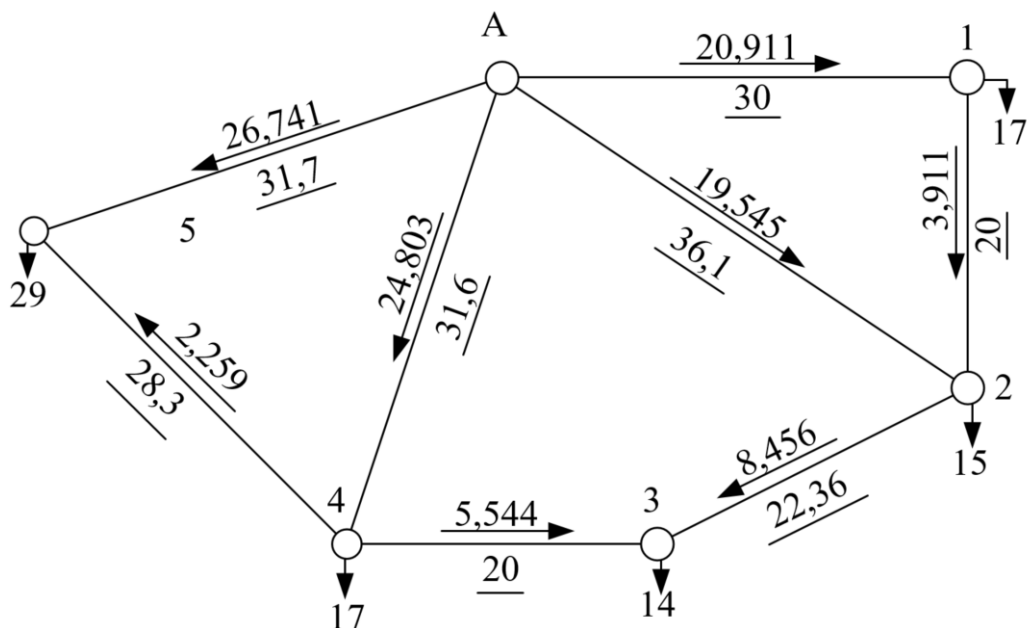


Рисунок 3.3 – Результуючий потікорозподіл в замкненій електричній мережі
Знаходимо приведені витрати кожної ділянки РЕМ та загальні витрати всієї схеми:

$$Z_{05} = 0,067 \cdot P_{05} = 0,067 \cdot 26,741 = 1,792 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{01} = a_0 + a_2 \cdot P_{01} = 2,423 + 0,09 \cdot 20,911 = 4,305 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{02} = a_0 + a_2 \cdot P_{02} = 2,423 + 0,09 \cdot 19,545 = 4,182 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{04} = a_0 + a_2 \cdot P_{04} = 2,423 + 0,09 \cdot 24,803 = 4,655 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{34} = a_0 + a_2 \cdot P_{34} = 2,423 + 0,09 \cdot 5,544 = 2,775 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{05} = 0,067 \cdot P_{05} = 0,067 \cdot 26,741 = 1,792 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{01} = a_0 + a_2 \cdot P_{01} = 2,423 + 0,09 \cdot 20,911 = 4,305 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{02} = a_0 + a_2 \cdot P_{02} = 2,423 + 0,09 \cdot 19,545 = 4,182 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{04} = a_0 + a_2 \cdot P_{04} = 2,423 + 0,09 \cdot 24,803 = 4,655 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{34} = a_0 + a_2 \cdot P_{34} = 2,423 + 0,09 \cdot 5,544 = 2,775 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{12} = a_0 + a_2 \cdot P_{12} = 2,423 + 0,09 \cdot 3,911 = 3,194 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{23} = a_0 + a_2 \cdot P_{23} = 2,423 + 0,09 \cdot 8,456 = 2,922 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{45} = a_0 + a_2 \cdot P_{45} = 2,423 + 0,09 \cdot (-2,259) = 2,2 \text{ млн. грн};$$

$$Z_0 = Z_{04} + Z_{01} + Z_{02} + Z_{05} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} = 26,035 \text{ млн. грн};$$

$$Z_{45} = a_0 + a_2 \cdot P_{45} = 2,423 + 0,09 \cdot (-2,259) = 2,2 \text{ млн. грн};$$

$$Z_0 = Z_{04} + Z_{01} + Z_{02} + Z_{05} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} = 26,035 \text{ млн. грн}.$$

Переходимо до ітераційної частини розрахунку та оптимізації електричної мережі.

Перша Ітерація.

Почергово відключаємо гілки з початкової схеми проєктованої РЕМ і проводимо розрахунок приведених витрат для кожного запропонованого нами варіанту можливих схем.

Потокорозподіл для запропонованих нами різних варіантів схем зображено на рисунках від 3.4 і до 3.10.

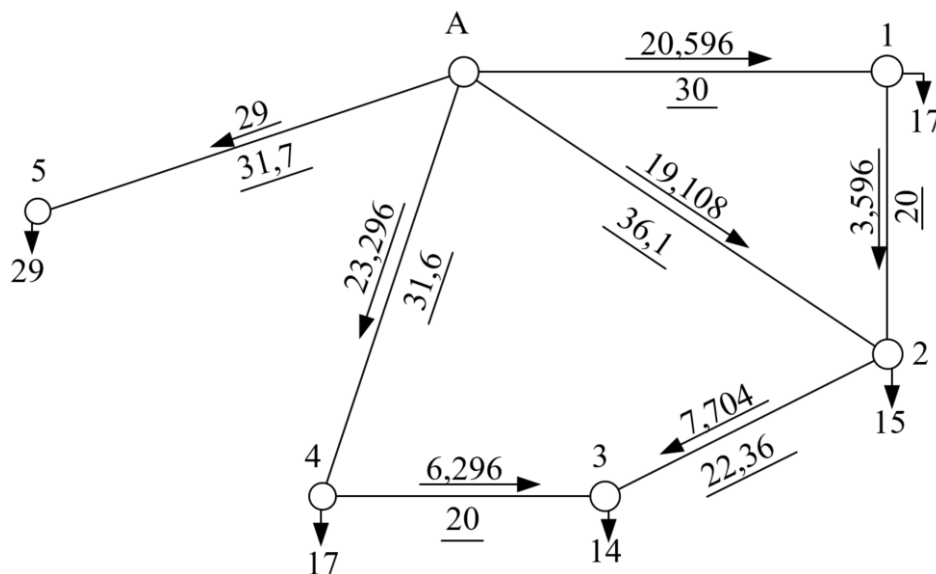


Рисунок 3.4 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 4-5

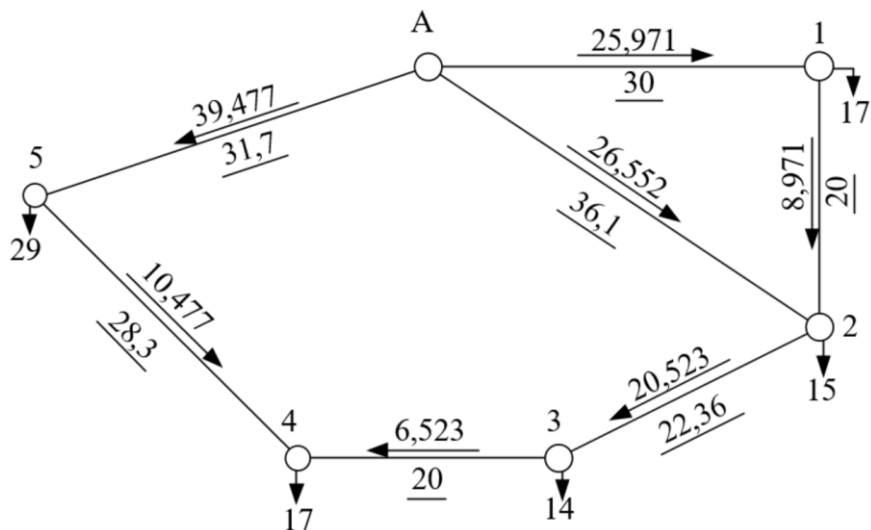


Рисунок 3.5 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 0-4

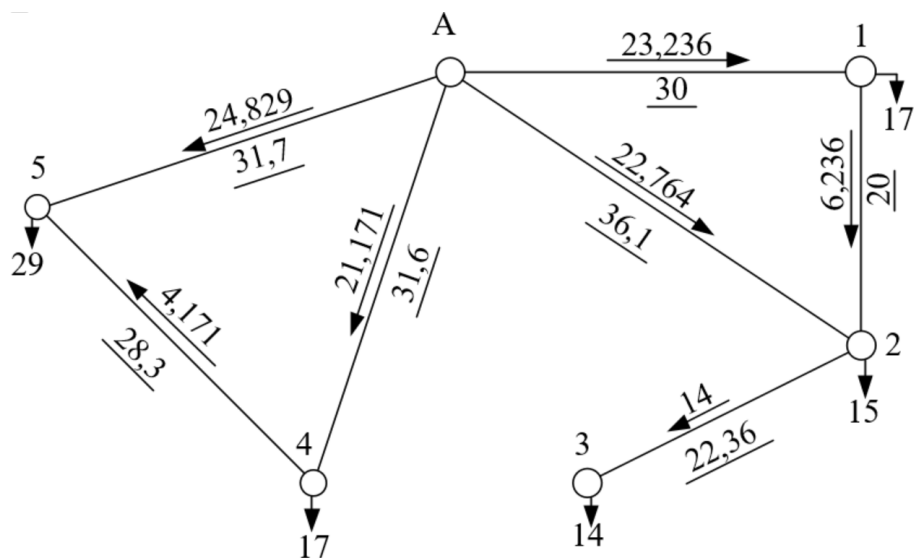


Рисунок 3.6 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 3-4

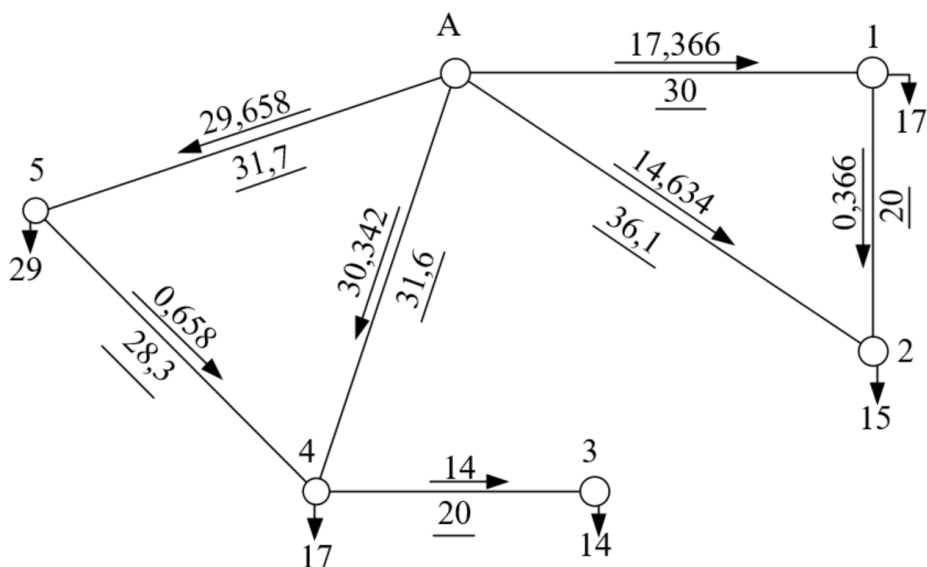


Рисунок 3.7 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 2-3

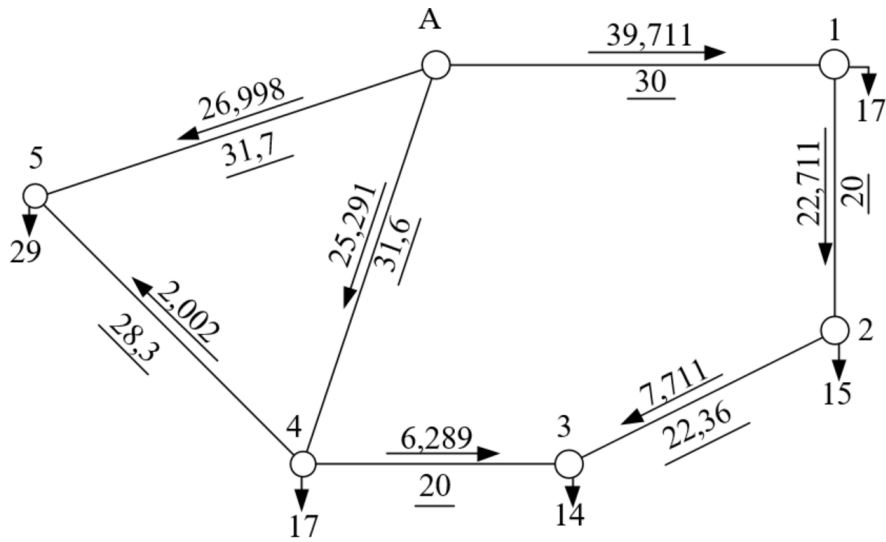


Рисунок 3.8 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 0-2

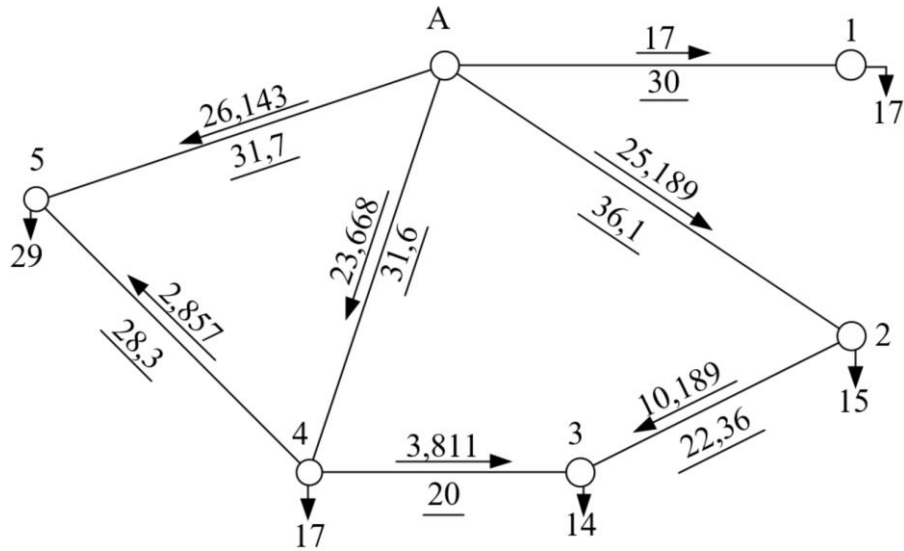


Рисунок 3.9 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 1-2

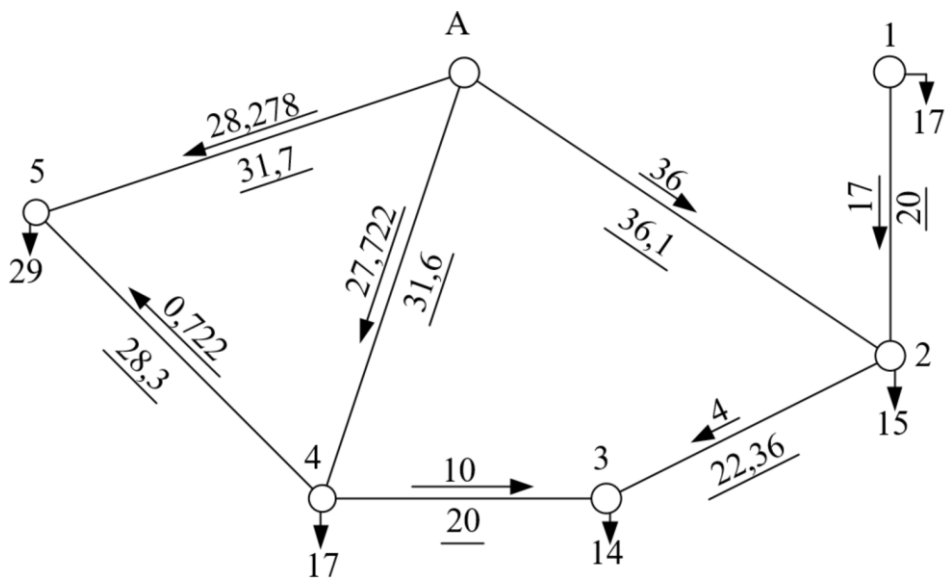


Рисунок 3.10 Варіант схеми першої ітерації з відключеною ПЛ 0-1

| | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата |

В таблиці 3.1 внесені отримані результати після першої ітерації оптимізації.

Таблиця 3.1 – Приведені витрати за першою ітерацією оптимізації

| Вилучена лінія | Загальні витрати, млн. грн. | Витрати лінії, млн. грн. |
|----------------|-----------------------------|--------------------------|
| Без вилучення | 26,035 | 0 |
| 4-5 | 23,735 | 2,23 |
| 0-4 | 24,92 | 1,115 |
| 3-4 | 23,693 | 2,342 |
| 2-3 | 23,488 | 2,547 |
| 0-2 | 24,189 | 1,846 |
| 0-1 | 22,534 | 3,501 |
| 1-2 | 22,093 | 3,942 |

Як бачимо з таблиці, мінімальні приведені витрати ми отримуємо після відключення лінії 1-2. Тому на другій ітерації оптимізації будемо розглядати схему з відключеною лінією 1-2.

Друга Ітерація

Розраховуємо другу ітерацію, з урахуванням загальних витрат після відключення ПЛ 1-2 в розмірі 22,093 млн. грн.

Потокорозподіл для запропонованих нами різних варіантів схем зображено на рисунках від 3.11 і до 3.15.

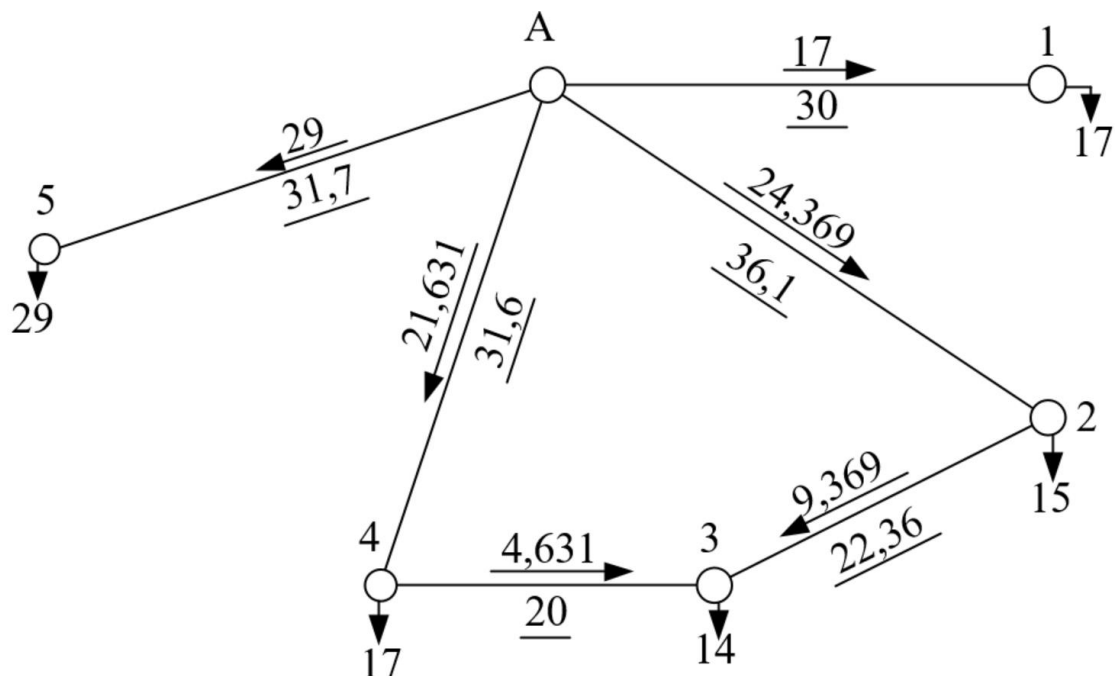


Рисунок 3.11 Варіант схеми другої ітерації з відключеною ПЛ 4-5

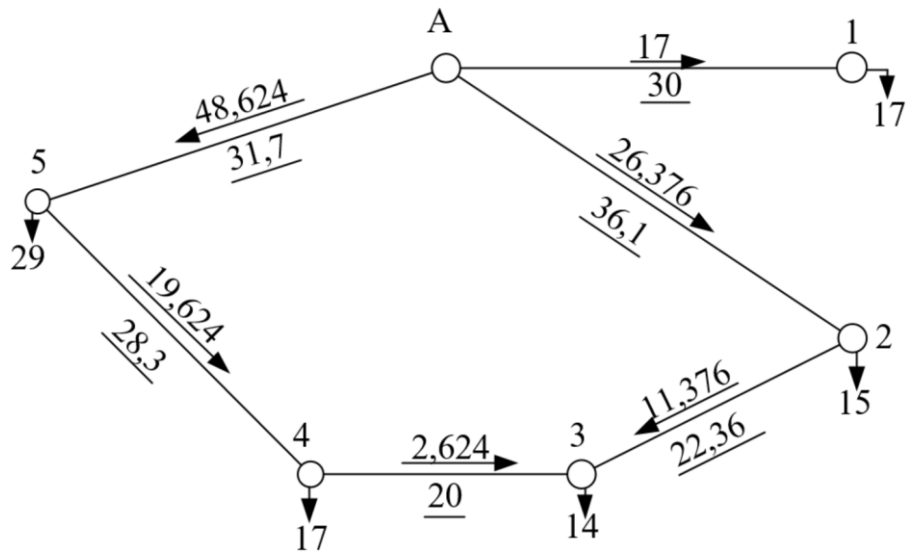


Рисунок 3.12 Варіант схеми другої ітерації з відключеною ПЛ 0-4

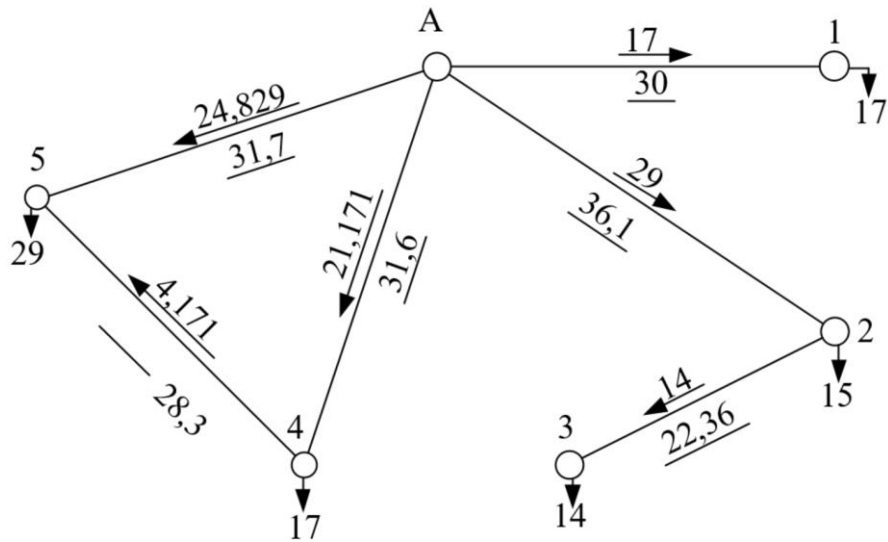


Рисунок 3.13 Варіант схеми другої ітерації з відключеною ПЛ 3-4

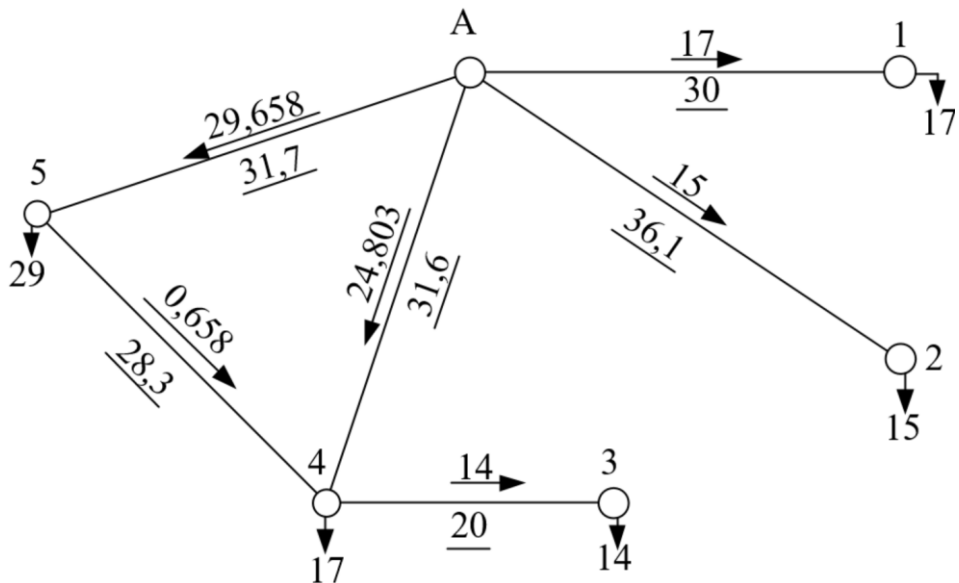


Рисунок 3.14 Варіант схеми другої ітерації з відключеною ПЛ 2-3

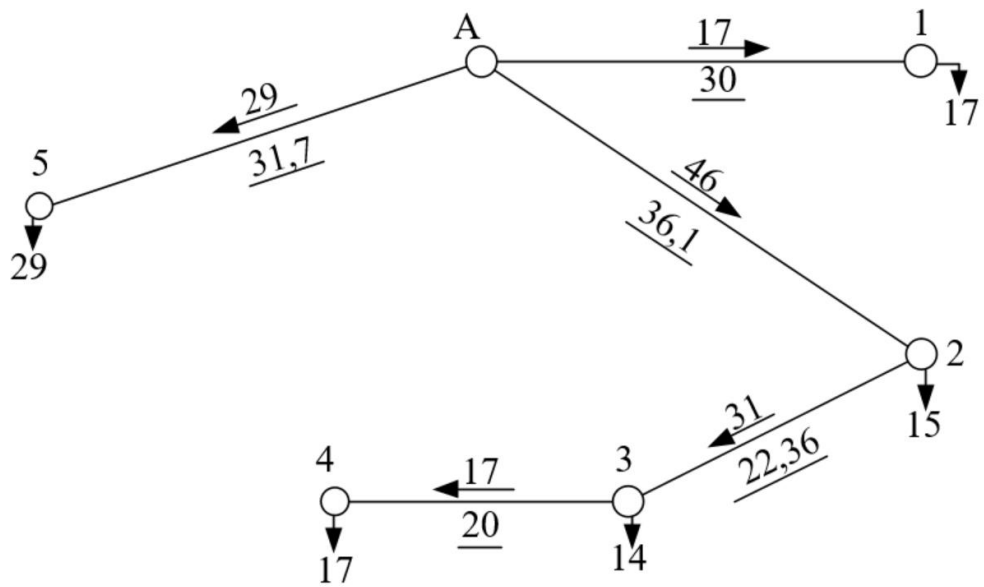


Рисунок 3.16 Варіант схеми третьої ітерації з відключеною ПЛ 0-4

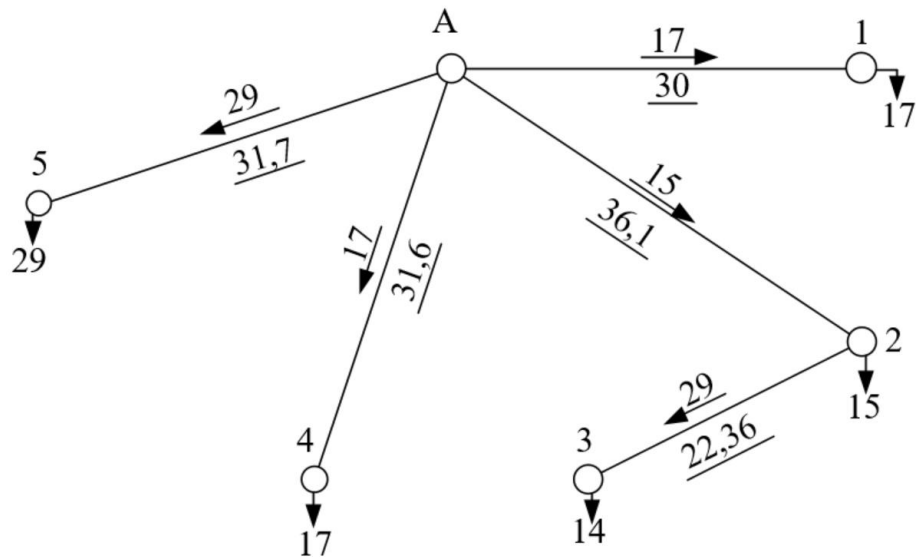


Рисунок 3.17 Варіант схеми третьої ітерації з відключеною ПЛ 3-4

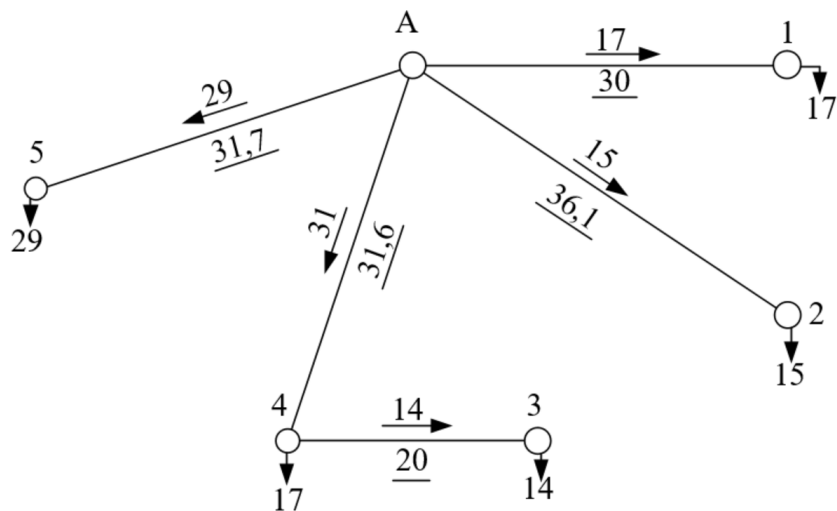


Рисунок 3.18 Варіант схеми третьої ітерації з відключеною ПЛ 2-3

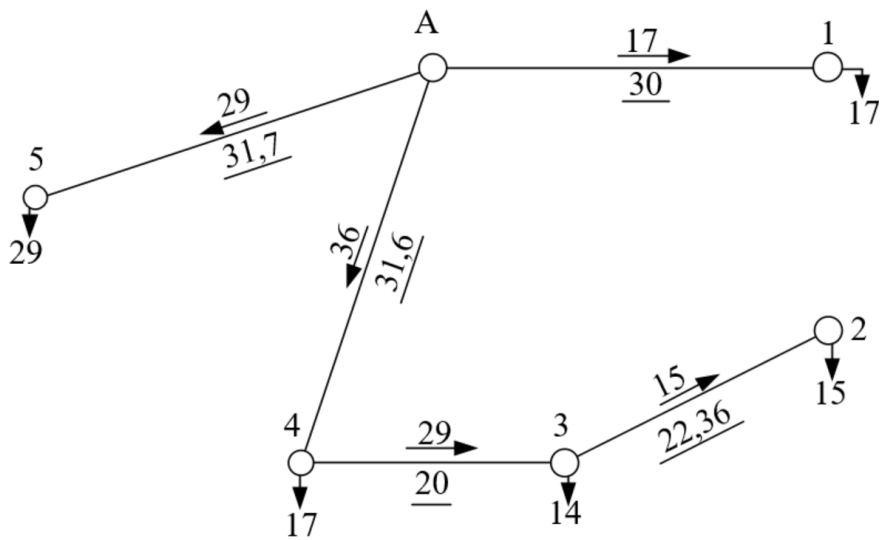


Рисунок 3.19 Варіант схеми третьої ітерації з відключеною ПЛ 0-4

В таблиці 3.3 внесені отримані результати після третьої ітерації оптимізації.

Таблиця 3.3 – Приведені витрати за третьою ітерацією оптимізації

| Вилучена лінія | Загальні витрати, млн. грн. | Витрати лінії, млн. грн. |
|----------------|-----------------------------|--------------------------|
| Без вилучення | 20,155 | 0 |
| 0-4 | 21,197 | -1,042 |
| 3-4 | 18,566 | 1,589 |
| 2-3 | 18,565 | 1,59 |
| 0-2 | 19,915 | 0,24 |

Як бачимо з таблиці, мінімальні приведені витрати ми отримуємо після відключення лінії 2-3. Подальше відключення гілок, призведе до порушення зв'язаності схеми РЕМ, тому припиняємо оптимізацію.

Запропонований варіант оптимальної схеми зображено на рисунку 3.20.

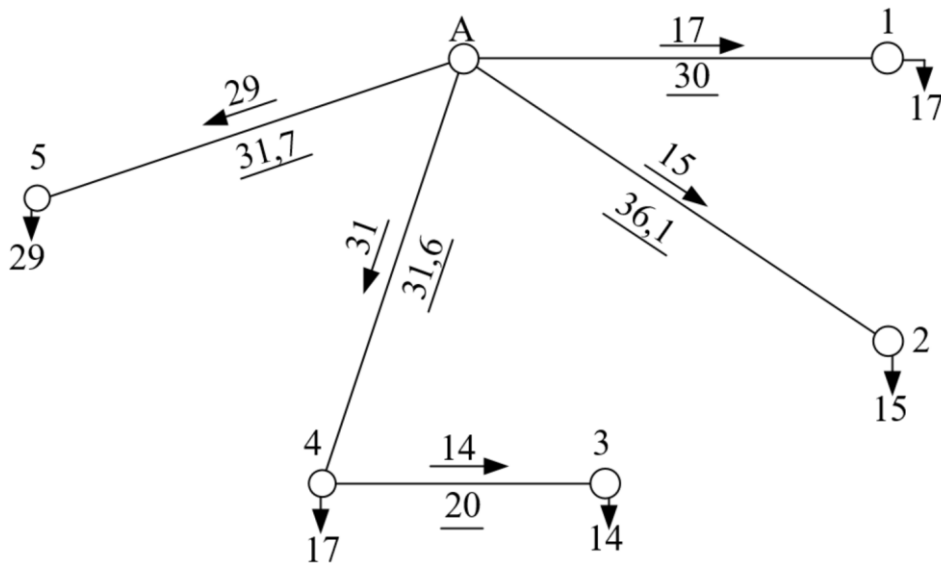


Рисунок 3.20 Оптимальний варіант схеми проектованої РЕМ

Висновок по розділу 3

Під час роботи над даним розділом було проведено оптимізацію проєктованої РЕМ за допомогою методу впорядкованого відключення гілок. В ході оптимізації були розраховані загальні витрати на побудову та експлуатацію замкненої схеми проєктованої РЕМ, після чого проводився розрахунок загальних витрат для варіантів схеми з вилученням гілок. Далі в роботу приймався варіант схеми, який приводив до найменших загальних витрат. Розрахунки проводилися допоки усі пункти мали хоча б одну гілку зв'язку з РЕМ. Загальні витрати є найменшими у випадку відключення гілок 1-2, 4-5 та 2-3, в цьому випадку вони становлять 18,565 млн. грн., а найбільша потужність протікає по гілці 0-4. Але, оскільки відключення вибраних гілок зменшить надійність системи і та розімкне її, ми заново включаємо вищевказані гілки.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 35 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів

Під час вибору кількості і типів силових трансформаторів для проєктованої РЕМ, необхідно враховувати номінальну напругу мережі, значення активної потужності в пунктах, коефіцієнти потужності, а також категорії споживачів, що під'єднані до РЕМ. Припустивши, що до мережі під'єднані споживачі лише I-ї та II-ї категорії, визначаємо, що можна встановити на ПС два однакові силові трансформатори. Далі наведемо приклад розрахунку і вибору силового трансформатора для пункту №1 проєктованої РЕМ.

Коефіцієнти потужності та реактивне навантаження на шинах СН та НН розраховуємо наступним чином:

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0.83) = 33,901^\circ;$$

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0.82) = 34,915^\circ;$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -10 \cdot \operatorname{tg}(33,901^\circ) = -4,704 \text{ МВАр};$$

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -6,98 \text{ МВАр}.$$

Загальне навантаження ПС, розташованої в пункті №1, становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{MAX1} &= (P_{HH1} + P_{CH1}) + j(Q_{HH1} + Q_{CH1}) = (10 + 7) + \\ &+ j \cdot (-4,704 - 6,98) = 17 - j \cdot 11,684 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Розрахувавши повну потужність підстанції, визначаємо номінальну потужність силових трансформаторів, встановлених в даному пункті:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot S_{MAX1} = 0.7 \cdot 20,628 = 14,44 \text{ МВА}.$$

Отже, на ПС №1 необхідно встановлювати два силових трансформатора ТДТН-16000/110.

Вибір трансформаторів для інших ПС проводимо за вищевказаним прикладом. В таблиці 4.1 наведені результати цього вибору.

Таблиця 4.1 – Вибір силових трансформаторів вузлових підстанцій

| № пункту | Повна потужність S_{max} , МВА | Номінальна потужність ST, МВА | Обрані трансформатори |
|----------|----------------------------------|-------------------------------|-----------------------|
| 1 | $17-j \cdot 11,684$ | 14,44 | 2×ТДТН-16000/110 |

Таблиця 4.1 – продовження

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 36 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$L_I = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{0-2} = 30 + 20 + 36,1 = 86,1 \text{ км.}$$

Другий контур має довжину:

$$L_{II} = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{0-4} = 36,1 + 22,36 + 20 + 31,6 = 110,06 \text{ км.}$$

Третій контур має довжину:

$$L_{III} = L_{0-4} + L_{4-5} + L_{0-5} = 31,6 + 31,7 + 28,3 = 91,6 \text{ км.}$$

Спільна довжина ділянок матиме наступні значення:

$$L_{I-II} = L_{0-2} = 36,1 \text{ км;}$$

$$L_{II-III} = L_{0-4} = 31,6 \text{ км;}$$

$$L_{I-III} = 0 \text{ км.}$$

Система контурних рівнянь для нашої РЕМ, складатиметься так:

$$\begin{cases} \dot{S}'_{0-1} \cdot L_{0-1} - \dot{S}'_{0-2} \cdot L_{0-2} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III}; \\ \dot{S}'_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}'_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}'_{3-4} \cdot L_{3-4} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III}; \\ \dot{S}'_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}'_{0-5} \cdot L_{0-5} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_{II} \cdot L_{II-III} + \dot{S}_I \cdot L_{I-III}. \end{cases}$$

Запишемо це, підставивши числові значення у рівняння:

$$\begin{cases} (17 - j \cdot 11,684) \cdot 30 + (15 - j \cdot 10,392) \cdot 28 = -\dot{S}_I \cdot 93 + \dot{S}_{III} \cdot 0 + \dot{S}_{II} \cdot 36,1; \\ (15 - j \cdot 10,392) \cdot 32 - (31 - j \cdot 21,066) \cdot 36,1 - (14 - j \cdot 9,642) \cdot 20 = \\ = -\dot{S}_{II} \cdot 110,06 + \dot{S}_I \cdot 36,1 + \dot{S}_{III} \cdot 31,6; \\ (31 - j \cdot 21,066) \cdot 36,1 - (29 - j \cdot 20,06) \cdot 31,7 = -\dot{S}_{III} \cdot 91,6 + \dot{S}_{II} \cdot 28 + \dot{S}_{III} \cdot 0. \end{cases}$$

Знайдемо контурні потужності, через корені рівняння:

$$\dot{S}_I = 3,911 - j \cdot 2,698 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 8,456 - j \cdot 5,754 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 2,259 - j \cdot 1,66 \text{ МВА.}$$

Потоки потужностей становитимуть для кожної ділянки наступні значення:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}'_{0-1} + \dot{S}_I = 17 - j \cdot 11,684 + (3,911 - j \cdot 2,698) = 20,911 - j \cdot 14,383 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}'_{0-2} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = 15 - j \cdot 10,392 + (8,456 - j \cdot 5,754) - (3,911 - j \cdot 2,698) = \\ &= 19,545 - j \cdot 13,447 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_I = 3,911 - j \cdot 2,698 \text{ МВА};$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | 38 |

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-4} &= \dot{S}'_{3-4} - \dot{S}_{II} = 14 - j9,642 - (8,456 - j5,754) = 5,544 - j3,888 \text{ MVA}; \\ \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}'_{0-4} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = 29 + j \cdot 19,826 + (31 - j \cdot 21,066) - (8,456 - j \cdot 5,754) = \\ &= 19,53 - j \cdot 13,403 \text{ MVA}; \\ \dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_{II} = 8,456 - j \cdot 5,754 \text{ MVA}; \\ \dot{S}_{4-5} &= \dot{S}_{III} = 2,259 - j \cdot 1,66 \text{ MVA}; \\ \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}'_{0-5} - \dot{S}_I = 29 - j \cdot 20,06 - (3,911 - j \cdot 2,698) = 26,741 - j \cdot 18,4 \text{ MVA}.\end{aligned}$$

За другим законом Кірхгофа зробимо перевірку отриманих результатів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = 0; \\ \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} - \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} = 0; \\ \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} = 0.\end{cases}$$

Підставимо числові значення:

$$\begin{cases} (20,911 - j \cdot 14,383) \cdot 30 + (3,911 - j \cdot 2,698) \cdot 20 - \\ - (19,545 - j \cdot 13,447) \cdot 36,1 = 0; \\ (19,545 - j \cdot 13,447) \cdot 36,1 - (19,53 - j \cdot 13,403) \cdot 31,6 + \\ + (8,456 - j \cdot 5,754) \cdot 22,36 - (5,544 - j \cdot 3,888) \cdot 20 = 0; \\ (19,53 - j \cdot 13,403) \cdot 31,6 - (26,741 - j \cdot 18,4) \cdot 31,7 + \\ + (2,259 - j \cdot 1,66) \cdot 28,3 = 0.\end{cases}$$

Оскільки математична сума кожного з рівнянь перевірки дорівнює 0, потоки потужностей розраховано правильно.

Результуючий поточкорозподіл в замкненій електричній мережі для L-схеми зображено на рисунку 4.2.

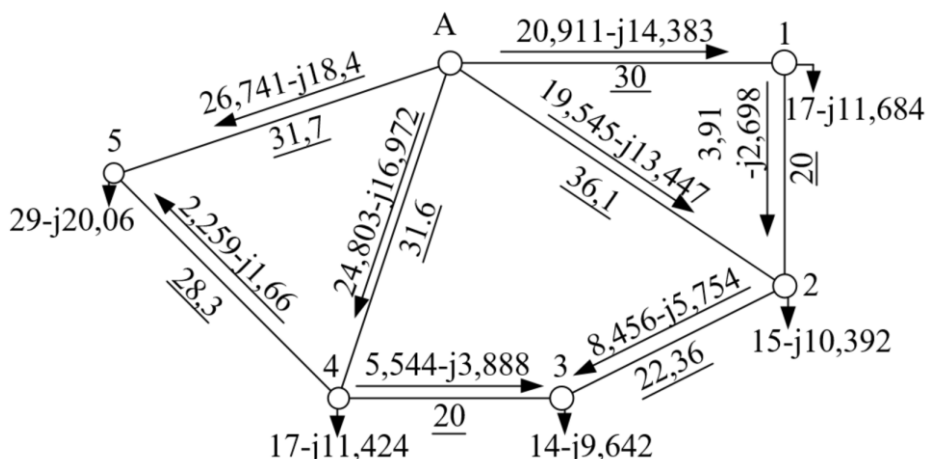


Рисунок 4.2 – Поточкорозподіл потужностей в L-схемі

| | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 39 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | ДП91.141.009.ПЗ | | | | |

4.3 Вибір перерізу проводів проєктованої РЕМ

Для розрахунку оптимального перерізу проводів ПЛ проєктованої РЕМ, необхідно розрахувати струми ділянок мережі. Робимо це за наступним прикладом для ділянки 0-1:

$$\dot{i}_{0-1} = \frac{\dot{S}_{0-1}}{(\sqrt{3} \cdot U_n)} = \frac{20,911 - j14,383}{(\sqrt{3} \cdot 110)} = 109,756 - j75,489 \text{ A};$$

$$I_{0-1} = 133,21 \text{ A}.$$

Занесемо результати розрахунків до таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Струмозподіл на ділянках проєктованої РЕМ

| Ділянка | Струмозподіл ділянки, А | Струмове навантаження, А |
|---------|-------------------------|--------------------------|
| 0-1 | 109,756-j75,489 | 133,21 |
| 1-2 | 20,529-j14,163 | 24,941 |
| 0-2 | 102,583-j70,579 | 124,518 |
| 2-3 | 44,383-j30,198 | 53,682 |
| 3-4 | 29,098-j20,409 | 35,542 |
| 0-4 | 130,181-j89,081 | 157,742 |
| 4-5 | 140,354-j96,577 | 14,712 |
| 0-5 | 11,856-j8,711 | 170,372 |

Розрахуємо оптимальний переріз проводу для ділянки 0-1 наступним чином:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (133,21)^2 \cdot 28,5 \cdot 3862 \cdot 273,885 \cdot 10^{-5}}{3564 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 200,508 \text{ мм}^2.$$

Занесемо розрахунки оптимальних перерізів до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Оптимальні перерізи для ділянок проєктованої РЕМ

| Ділянка | Оптимальний переріз, мм ² |
|---------|--------------------------------------|
| 0-1 | 200,508 |
| 1-2 | 37,541 |
| 0-2 | 187,426 |
| 2-3 | 80,803 |
| 3-4 | 53,498 |
| 0-4 | 237,434 |
| 4-5 | 22,145 |
| 0-5 | 256,444 |

Також проведемо вибір за графіком апроксимованої функції оптимальних витрат з рисунку 2.1. Фінальний вибір та його критерії наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Перерізи проводів для проєктованої мережі

| Ділянка | Навантаження, МВА | Струмове навантаження, А | Оптимальний переріз, мм ² | Марка проводу | Допустимий струм, А |
|---------|-------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------|---------------------|
| 0-1 | 25,38 | 133,21 | 200,508 | АС-240/32 | 610 |
| 1-2 | 4,752 | 24,941 | 37,541 | АС-70/11 | 265 |
| 0-2 | 23,724 | 124,518 | 187,426 | АС-240/32 | 610 |
| 2-3 | 10,228 | 53,682 | 80,803 | АС-70/11 | 265 |
| 3-4 | 6,772 | 35,542 | 53,498 | АС-70/11 | 265 |
| 0-4 | 30,054 | 157,742 | 237,434 | АС-240/32 | 610 |
| 4-5 | 2,803 | 14,712 | 22,145 | АС-70/11 | 265 |
| 0-5 | 32,46 | 170,372 | 256,444 | АС-240/32 | 610 |

Проведемо розрахунок першого та другого післяаварійних режимів для перевірки правильності нашого вибору марки проводів.

Для розрахунку першої групи післяаварійних режимів необхідно перевірити умову допустимості відхилень напруги у випадку вимкнення одного з трансформаторів на кожному ТП.

Фіктивні значення напруги К.З. для пункту №1 будуть розраховані наступним чином:

$$u_{кв1} = 0.5 \cdot (u_{к(в-с)1} + u_{к(в-н)1} - u_{к(с-н)1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17 - 6) = 10.75 \%;$$

$$u_{кс1} = 0\%;$$

$$u_{кн1} = 0.5 \cdot (u_{к(в-н)3} \% + u_{к(с-н)3} \% - u_{к(в-с)3} \%) = 0.5 \cdot (17 + 6 - 10.5) = 6.25 \%.$$

Втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №1 становитимуть:

$$\begin{aligned} \Delta U_{мв1} &= \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{мв1} \cdot 10^{-3}}{1 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{мв1} \cdot u_{кв1}}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{17}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-11,684}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 9,41 \text{кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{мс1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{мс1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{мс1} \cdot u_{кс1}}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{10}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-6,98}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,225 \text{кВ}; \end{aligned}$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 41 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ДП91.141.009.ПЗ

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{m\epsilon1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon1} \cdot u_{кн1}}{100 \cdot S_{н1}} =$$

$$= \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,704}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,938 \text{ кВ.}$$

Регулювальний діапазон напруги для силового трансформатора на ПС №1:

$$U_{min1} = \frac{U_{нджс} \cdot U_{m\epsilon1}}{U_{mn1}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon1}) + \Delta U_{m\epsilon1} + \Delta U_{mn1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 9,41 + 2,27 = 103,867 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{нджс} \cdot U_{m\epsilon1}}{U_{mn1}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon1}) + \Delta U_{m\epsilon1} + \Delta U_{mn1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 9,41 + 2,27 = 139,038 \text{ кВ.}$$

За вищезазначеними розрахунками знаходимо параметри інших ПС проєктованої РЕМ й заносимо результати в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Регулювальні діапазони силових трансформаторів ПС першої групи післяаварійних режимів

| № ПС | Тип трансформатора | Обмотка | $U_{ном}, \text{кВ}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ | $U_{min}, \text{кВ}$ | $U_{max}, \text{кВ}$ |
|------|--------------------|---------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | ТДТН-16000/110 | ВН | 115 | 9,41 | 103,867 | 139,038 |
| | | СН | 38,5 | 0,225 | | |
| | | НН | 11 | 2,27 | | |
| 2 | ТДТН-16000/110 | ВН | 115 | 8,366 | 101,527 | 136,698 |
| | | СН | 38,5 | 0,27 | | |
| | | НН | 11 | 0,973 | | |
| 3 | ТДТН-16000/110 | ВН | 115 | 7,764 | 101,573 | 136,744 |
| | | СН | 38,5 | 0,202 | | |
| | | НН | 11 | 1,622 | | |
| 4 | ТДН-16000/110 | ВН | 85 | 9,209 | 106,91 | 142,081 |
| | | СН | - | - | | |
| | | НН | 11 | 5,514 | | |
| 5 | ТДТН-25000/110 | ВН | 115 | 10,293 | 104,031 | 139,202 |
| | | СН | 38,5 | 0,283 | | |
| | | НН | 22 | 1,551 | | |

Розрахуємо рівень напруги на шинах ВН для ПС №1. Для цього приймемо значення погонного реактивного опору в 0,4 Ом/км.

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (20,91 \cdot 3,54 - (-14,383) \cdot 12)} = 112,835 \text{ кВ.}$$

Так само розрахуємо рівні напруги на шинах ВН для інших ПС. Занесемо результати в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Рівень напруги на шинах ВН та перевірка допустимості

| № пункту | Діапазон регулювання трансформаторів | | $U_{max \text{ роб}}$, кВ | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|----------|--------------------------------------|----------------|----------------------------|----------------------------------|
| | U_{min} , кВ | U_{max} , кВ | | |
| 1 | 103,867 | 139,038 | 126 | 112,835 |
| 2 | 101,527 | 136,698 | | 112,299 |
| 3 | 101,573 | 136,744 | | 111,603 |
| 4 | 106,795 | 141,966 | | 112,299 |
| 5 | 104,031 | 139,202 | | 112,064 |

Оскільки всі обмеження для першої групи післяаварійних режимів виконуються, ми проведемо розрахунок другої групи післяаварійних режимів подібно до вищезазначених розрахунків, за умови відключення найбільш навантаженої гілки проектованої РЕМ, а саме гілки 0-5. Зобразимо результати потякорозподілу та результати розрахунків на рисунку 4.3 та в таблиці 4.6

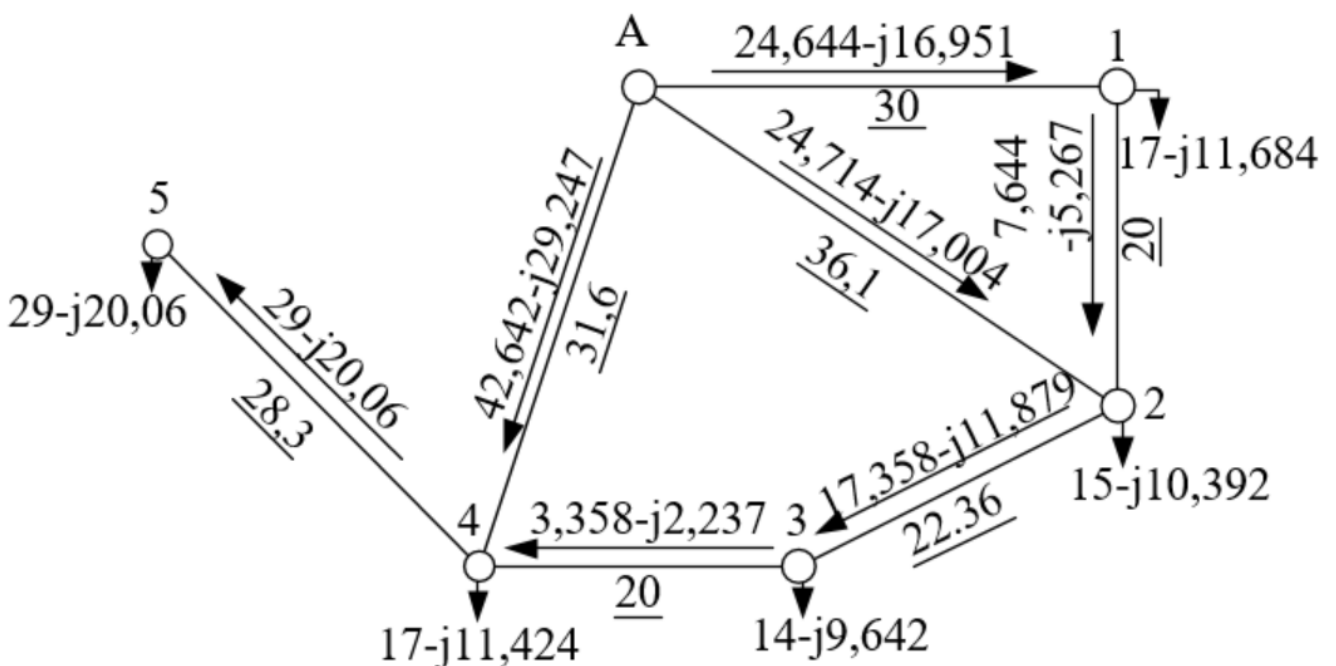


Рисунок 4.3 – Потякорозподіл потужностей в другому післяаварійному режимі

Таблиця 4.6 – Перевірка обраних перерізів

| Ділянка | Переріз проводу F, мм ² | Струмове навантаження I, А | Тривалий допустимий струм I _{доп} , А |
|---------|---------------------------------------|-------------------------------|--|
| 0-1 | АС-240/32 | 156.99 | 610 |
| 1-2 | АС-70/11 | 48.721 | 265 |
| 0-2 | АС-240/32 | 157.455 | 610 |
| 2-3 | АС-70/11 | 110.398 | 265 |
| 3-4 | АС-70/11 | 21.178 | 265 |
| 0-4 | АС-240/32 | 271.397 | 610 |
| 4-5 | АС-70/11 | 185.077 | 265 |

Аналогічно до попередніх розрахунків, проведемо розрахунок регулювальних діапазонів напруги та рівень напруги на шинах ВН ПС проєктованої РЕМ. Результати занесено до таблиці 4.7

Таблиця 4.7 – Рівень напруги на шинах ВН та перевірка допустимості

| № пункту | Діапазон регулювання трансформаторів | | U _{max роб} , кВ | Розрахунковий рівень напруги, кВ |
|-------------|---|-----------------------|---------------------------|-------------------------------------|
| | U _{min} , кВ | U _{max} , кВ | | |
| 1 | 98,027 | 133,198 | 126 | 112,444 |
| 2 | 97,497 | 132,668 | | 111,908 |
| 3 | 96,88 | 132,051 | | 110,307 |
| 4 | 99,491 | 134,662 | | 110,307 |
| 5 | 98,109 | 133,28 | | 109,468 |

Струмові обмеження та обмеження навантаження не порушуються, тому вибір перерізів проводів було виконано правильно.

4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми проєктованої РЕМ

Для виконання подальших завдань необхідно розрахувати параметри схеми заміщення ПЛ та силових трансформаторів.

Спочатку розрахуємо параметри схеми заміщення силового трансформатора для ПС №1, в якому встановлено два трансформатори ТДТН-16000/110.

Активний опір буде розраховуватися наступним чином:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ов1}^2 \cdot 10^3}{4 \cdot S_{H1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{4 \cdot 16000^2} = 1,292 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір буде розраховуватися наступним чином:

$$x_{Б1} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \cdot U_{об3}^2}{2 \cdot S_{н3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом};$$

$$x_{с1} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \cdot U_{об3}^2}{2 \cdot S_{н3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{н1} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \cdot U_{об3}^2}{2 \cdot S_{н3}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом}.$$

Активна та реактивна провідності блоків силових трансформаторів будуть розраховуватися наступним чином:

$$g_{г1} = \frac{2 \cdot \Delta P_{кв3} \cdot 10^{-3}}{U_{об3}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{г1} = -\frac{2 \cdot I_{кв3} \% \cdot S_{н3} \cdot 10^{-5}}{U_{об3}^2} = -\frac{2 \cdot 16 \cdot 10^{-2}}{115^2} = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна провідність буде розраховуватися наступним чином:

$$Y_{г1} = g_{г1} + j \cdot b_{г1} = (3,478 - j \cdot 24,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

За вищенаведеним прикладом, виконуємо розрахунки для решти блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку зображені в таблиці 4.8

Таблиця 4.8 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

| № ПС | Тип трансформаторів | Опір, Ом | | | | | Провідність, См |
|------|---------------------|----------|--------|--------|-------|--------|--|
| | | r_t | x_m | x_e | x_c | x_n | |
| 1 | ТДТН-16000-110 | 1,292 | - | 44,428 | 0 | 25,83 | $(3,478 - j \cdot 24,197) \cdot 10^{-6}$ |
| 2 | ТДТН-16000-110 | 1,292 | - | 44,428 | 0 | 25,83 | $(3,478 - j \cdot 24,197) \cdot 10^{-6}$ |
| 3 | ТДТН-16000-110 | 1,292 | - | 44,428 | 0 | 25,83 | $(3,478 - j \cdot 24,197) \cdot 10^{-6}$ |
| 4 | ТДН-16000-110 | 1,292 | 47,414 | - | - | - | $(4,688 - j \cdot 16,938) \cdot 10^{-6}$ |
| 5 | ТДТН-25000-110 | 0,741 | - | 28,434 | 0 | 17,854 | $(4,688 - j \cdot 26,465) \cdot 10^{-6}$ |

Знаходимо погонний реактивний опір проводів обраних перерізів:

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

$$= 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0-240} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | 45 |

У проєктованій нами РЕМ втрати на корону незначні і погонна активна провідність дорівнює нулю, оскільки номінальна напруга для неї становить 110 кВ.

Для проводів обраних перерізів проведемо розрахунок погонної ємнісної провідності наступним чином:

$$b_{0-70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км};$$

$$b_{0-240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км}.$$

Приведемо приклад розрахунку параметрів схем заміщення ПЛ на ділянці 0-1.

Активний та індуктивний реактивний опори розраховуємо наступним чином:

$$r_{0-1} = \frac{r_{0-240} \cdot l_{0-1}}{n_{0-1}} = \frac{0,118 \cdot 30}{1} = 3,54 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = \frac{x_{0-240} \cdot l_{0-1}}{n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 30}{1} = 12,075 \text{ Ом}.$$

Повний опір становитиме:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-2} + j \cdot x_{0-1} = 3,54 + j \cdot 12,075 \text{ Ом}.$$

Ємнісна реактивна провідність ділянки 0-1 розраховується наступним чином:

$$b_{0-1} = b_{0-240} \cdot l_{0-1} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 85,311 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км}.$$

Комплексна провідність лінії 0-1 розраховується наступним чином:

$$\underline{Y}_{0-1} = g_l + j \cdot b_{0-1} = j85,311 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

За вищеприведеними прикладами проводимо розрахунки значень параметрів схеми заміщення для інших ПЛ. Результати занесені до таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення

| Ділянка | Довжина, км | Перетин, мм ² | $\underline{Z}_{ЛЕП}$ | $\underline{Y}_{ЛЕП}$ |
|---------|-------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | | | |
| | | | | |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата |

ДП91.141.009.ПЗ

Лист

46

| | | | | |
|-----|-------|-----|----------------|------------------------------|
| 0-1 | 30 | 240 | 3,54+j·12,075 | j·85,311 · 10 ⁻⁶ |
| 1-2 | 20 | 70 | 8,44+j·8,855 | j·51,51 · 10 ⁻⁶ |
| 0-2 | 36,1 | 240 | 4,26+j·14,53 | j·102,657 · 10 ⁻⁶ |
| 2-3 | 22,36 | 70 | 9,436+j·9,9 | j·57,589 · 10 ⁻⁶ |
| 3-4 | 20 | 70 | 8,44+j·8,855 | j·51,51 · 10 ⁻⁶ |
| 0-4 | 31,6 | 240 | 3,729+j·12,719 | j·89,861 · 10 ⁻⁶ |
| 4-5 | 28,3 | 70 | 11,943+j·12,53 | j·72,887 · 10 ⁻⁶ |
| 0-5 | 31,7 | 240 | 3,741+j·12,759 | j·90,145 · 10 ⁻⁶ |

4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Для подальшої роботи необхідно розрахувати приведені навантаження та еквівалентні провідності пунктів, зробимо це на прикладі ПС №1.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів розраховуємо наступним чином:

$$\beta_{\text{вн1}} = \frac{S_{\text{вн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{вн1}}^2 + Q_{\text{вн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-10,329)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,645;$$

$$\beta_{\text{сн1}} = \frac{S_{\text{сн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сн1}}^2 + Q_{\text{сн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-6,98)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,381;$$

$$\beta_{\text{нн1}} = \frac{S_{\text{нн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{нн1}}^2 + Q_{\text{нн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,704)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,264.$$

Знаходимо активні та реактивні втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів наступним чином:

$$\beta_{\text{вн1}} = \frac{S_{\text{вн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{вн1}}^2 + Q_{\text{вн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-10,329)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,645;$$

$$\beta_{\text{сн1}} = \frac{S_{\text{сн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сн1}}^2 + Q_{\text{сн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-6,98)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,381;$$

$$\beta_{\text{нн1}} = \frac{S_{\text{нн1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{нн1}}^2 + Q_{\text{нн1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,704)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,264;$$

$$\Delta P_{\text{мз1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн1}}^2 + \beta_{\text{сн1}}^2 + \beta_{\text{нн1}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,645^2 + 0,381^2 + 0,264^2) = 63,024 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{мз1}} = -n \cdot S_{\text{н1}} \cdot (\beta_{\text{вн1}}^2 \cdot U_{\text{кв1}} + \beta_{\text{сн1}}^2 \cdot U_{\text{ксл}} + \beta_{\text{нн1}}^2 \cdot U_{\text{кн1}}) =$$

$$= -2 \cdot 16000 \cdot (0,645^2 \cdot 10,75 + 0,381^2 \cdot 0 + 0,264^2 \cdot 6,25) = -1138 \text{ кВАр}.$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 47 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | ДП91.141.009.ПЗ | |

Приведене навантаження в ПС №1 знаходиться наступним чином:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{np1} &= \dot{S}_{зад1} + \Delta\dot{S}_{mz1} = \dot{S}_{max3} + (\Delta P_{mz3} + j \cdot \Delta Q_{mz3}) = \\ &= 17 - j \cdot 11,684 + (0,063 - j \cdot 1,568) = 17,063 - j \cdot 13,252 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

За вищенаведеним прикладом розрахуємо приведені навантаження для інших ПС. Результати занесемо в таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Приведені навантаження ПС

| № ПС | $\dot{S}_{зад}$, МВА | $\Delta\dot{S}_{tz}$, МВА | $\dot{S}_{пр}$, МВА |
|------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| 1 | 17-j·11,684 | 0,063-j·1,568 | 17,063-j·13,252 |
| 2 | 15-j·10,392 | 0,055-j·1,144 | 15,055-j·11,536 |
| 3 | 14-j·9,642 | 0,044-j·1,042 | 14,044-j·10,684 |
| 4 | 17-j·11,424 | 0,082-j·2,229 | 17,082-j·13,653 |
| 5 | 29-j·20,06 | 0,114-j·2,769 | 29,114-j·22,829 |

Еквівалентна провідність для пункту №1 матиме значення:

$$\begin{aligned} Y_1 &= Y_{\text{ом1}} + 0,5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{1-2}) = (0,5 \cdot (j \cdot 51,51 + j \cdot 85,311) + \\ &+ (3,478 - j \cdot 24,197)) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j44,214) \cdot 10^{-6} \text{ См}. \end{aligned}$$

Еквівалентні провідності для інших ПС наведені в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Значення еквівалентних провідностей ПС мережі

| № ПС | $Y_i \cdot 10^{-6}$, См |
|------|--------------------------|
| 1 | 3,478+ j·44,214 |
| 2 | 3,478+ j·81,682 |
| 3 | 3,478+ j·30,353 |
| 4 | 4,688+ j·90,192 |
| 5 | 4,688+ j·55,051 |
| 0 | j·183,987 |

На рисунку 4.4 приведена розрахункова схема мережі.

Розрахункова схема РЕМ

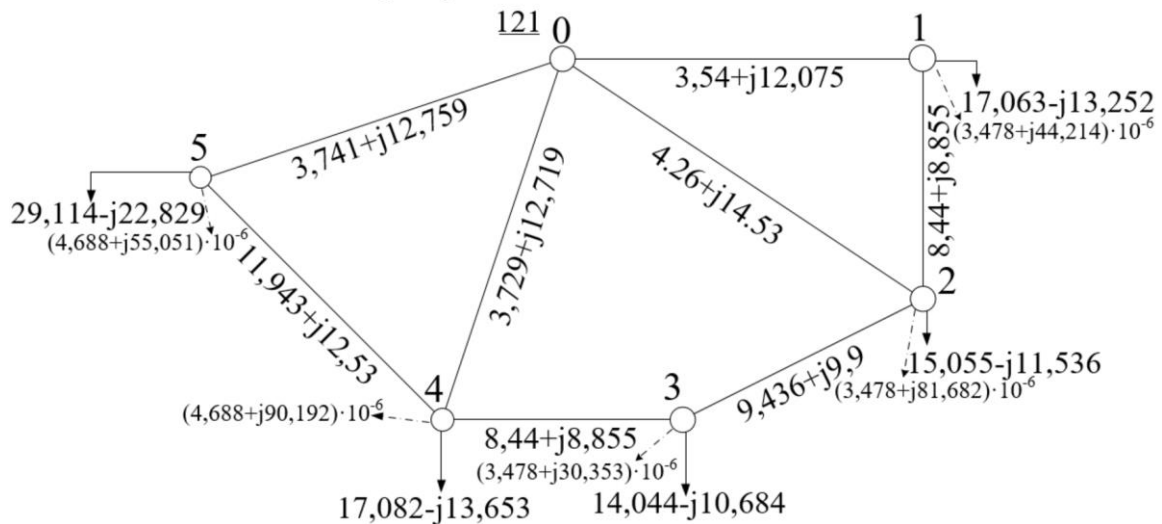


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема електричної мережі

4.6 Режим максимальних навантажень

Одним з усталених режимів роботи є режим максимальних навантажень. Розрахуємо його за допомогою контурних рівнянь, ітераційним методом.

Почнемо з задання початкових напруг на ПС:

$$U_0 = 121 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_4 = U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_5 = U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Почнемо розрахунок першої ітерації:

Визначимо струморозподіл в схемі. У перший контур входять ділянки 0-1, 1-2, 0-2 з перемичкою 1-2, у другий – ділянки 0-2, 2-3, 3-4, 0-4 з перемичкою 2-3, у третій – ділянки 0-4, 4-5 та 0-5 з перемичкою 4-5. Напрямок обходу контурів приймемо за годинниковою стрілкою.

Знайдемо лінійні струми навантажень в пунктах мережі.

$$\dot{i}_1^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + Y_1 \cdot U_1^{(0)} = \frac{17,063 - j \cdot 13,252}{110} + (3,478 + j \cdot 44,214) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,156 - j \cdot 0,116 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_2^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np2}}{\hat{U}_2^{(0)}} + Y_2 \cdot U_2^{(0)} = \frac{15,055 - j \cdot 11,536}{110} + (3,478 + j \cdot 81,682) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,137 - j \cdot 0,096 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_3^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np3}}{\hat{U}_3^{(0)}} + Y_3 \cdot U_3^{(0)} = \frac{14,044 - j \cdot 10,684}{110} + (3,478 + j \cdot 30,353) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,128 - j \cdot 0,094 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_4^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np4}}{\hat{U}_4^{(0)}} + Y_4 \cdot U_4^{(0)} = \frac{17,082 - j \cdot 13,653}{110} + (3,478 + j \cdot 82,933) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,156 - j \cdot 0,114 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_5^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np5}}{\hat{U}_5^{(0)}} + Y_5 \cdot U_5^{(0)} = \frac{29,114 - j \cdot 22,829}{110} + (4,688 + j \cdot 55,051) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,265 - j \cdot 0,201 \text{ кА};$$

Перший контур має опір:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{0-2} = (3,54 + j \cdot 12,075) + (8,44 + j \cdot 8,855) + (4,26 + j \cdot 14,53) = 16,24 + j \cdot 35,461 \text{ Ом.}$$

Другий контур має опір:

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{0-4} = (4,26 + j \cdot 14,53) + (9,436 + j \cdot 9,9) + (8,44 + j \cdot 8,855) + (3,729 + j \cdot 12,719) = 25,865 + j \cdot 46,004 \text{ Ом.}$$

Третій контур має опір:

$$\underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{0-5} = (3,729 + j \cdot 12,719) + (11,943 + j \cdot 12,53) + (3,741 + j \cdot 12,759) = 19,412 + j \cdot 38,008 \text{ Ом.}$$

Опір спільних ділянок контурів матиме наступне значення:

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-2} = 4,26 + j \cdot 14,53 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{0-4} = 3,729 + j \cdot 12,719 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-III} = 0 \text{ Ом.}$$

Знайдемо струморозподіл в ділянках умовнорозімкненої РЕМ.

$$\dot{i}_{0-1}^{(1)} = \dot{i}_1^{(1)} = 0,156 - j \cdot 0,116 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{0-5}^{(1)} = \dot{i}_5^{(1)} = 0,265 - j \cdot 0,201 \text{ кА};$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | 50 |

$$\dot{I}_{0-4}^{(1)} = \dot{I}_4^{(1)} = 0,156 - j \cdot 0,114 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{2-3}^{(1)} = \dot{I}_3^{(1)} = 0,128 - j \cdot 0,094 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-2}^{(1)} = \dot{I}_2^{(1)} + \dot{I}_{2-3}^{(1)} = 0,137 - j \cdot 0,096 + (0,128 - j \cdot 0,094) = 0,265 - j \cdot 0,19 \text{ кА}.$$

Система контурних рівнянь для нашої РЕМ складається так:

$$\begin{cases} \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{I}_I \cdot \underline{Z}_I + \dot{I}_{II} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{III} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = -\dot{I}_{II} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{I}_I \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{III} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = -\dot{I}_{III} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{I}_{II} \cdot \underline{Z}_{II-III} + \dot{I}_I \cdot \underline{Z}_{I-III}. \end{cases}$$

Запишемо це підставивши значення:

$$\begin{cases} (0,156 - j \cdot 0,116) \cdot (3,54 + j \cdot 12,075) - (0,265 - j \cdot 0,19) \cdot \\ \cdot (4,26 + j \cdot 14,53) = -\dot{I}_I \cdot (16,24 + j \cdot 35,461) + \dot{I}_{II} \cdot (4,26 + j \cdot 14,53); \\ (0,265 - j \cdot 0,19) \cdot (4,26 + j \cdot 14,53) - (0,156 - j \cdot 0,114) + \\ + (0,128 - j \cdot 0,094) \cdot (9,436 + j \cdot 9,9) = -\dot{I}_{II} \cdot (25,865 + j \cdot 46,004) + \\ + \dot{I}_I \cdot (4,26 + j \cdot 14,53) + \dot{I}_{III} \cdot (3,729 + j \cdot 12,719); \\ (0,156 - j \cdot 0,114) \cdot \underline{Z}_{0-4} - (0,265 - j \cdot 0,201) \cdot (3,741 + j \cdot 12,759) = \\ = -\dot{I}_{III} \cdot (19,412 + j \cdot 38,008) + \dot{I}_{II} \cdot (3,729 + j \cdot 12,719). \end{cases}$$

Знаходимо контурні струми через корені рівняння:

$$\dot{I}_I = 0,035 - j \cdot 0,014 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{II} = -0,052 + j \cdot 0,046 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{III} = 0,02 - j \cdot 9,498 \cdot 10^{-3} \text{ кА}.$$

Знаходимо струморозподіл в умовно замкненій схемі, для кожної ділянки:

$$\dot{I}_{0-1}^{(1)} = \dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_I = (0,156 - j \cdot 0,116) + (0,035 - j \cdot 0,014) = 0,191 - j \cdot 0,129 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-5}^{(1)} = \dot{I}_{0-5}^{(1)} - \dot{I}_{III} = (0,265 - j \cdot 0,201) - (0,02 - j \cdot 9,498 \cdot 10^{-3}) =$$

$$= (0,245 - j \cdot 0,192) \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-4}^{(1)} = \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{III} - \dot{I}_{II} = (0,156 - j \cdot 0,115) + (0,02 - j \cdot 9,498 \cdot 10^{-3}) -$$

$$- (-0,052 + j \cdot 0,046) = 0,228 - j \cdot 0,169 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{2-3}^{(1)} = \dot{I}_{2-3}^{(1)} + \dot{I}_{II} = (0,128 - j \cdot 0,094) + (-0,052 + j \cdot 0,046) = 0,076 - j \cdot 0,048 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-2}^{(1)} = \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{II} - \dot{I}_I = (0,265 - j \cdot 0,19) + (-0,052 + j \cdot 0,046) -$$

$$- (0,035 - j \cdot 0,014) = 0,178 - j \cdot 0,13 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = \dot{I}_I = 0,035 - j \cdot 0,014 \text{ кА};$$

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 51 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$\dot{I}_{3-4}^{(1)} = \dot{I}_{II} = 0,052 + j \cdot 0,046 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{4-5}^{(1)} = \dot{I}_{III} = 0,02 - j \cdot 9,498 \cdot 10^{-3} \text{ кА}.$$

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (0,191 - j \cdot 0,129) \cdot (3,54 + j \cdot 12,075) + \\ &+ (0,035 - j \cdot 0,014) \cdot (8,44 + j \cdot 8,855) - (0,178 - j \cdot 0,13) \cdot (4,26 + j \cdot 14,53) = 0 \text{ кА}; \\ \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} &= (0,178 - j \cdot 0,13) \cdot (4,26 + \\ &+ j \cdot 14,53) + (0,076 - j \cdot 0,048) \cdot (9,436 + j \cdot 9,9) - (0,052 + j \cdot 0,046) \cdot (8,44 + \\ &+ j \cdot 8,855) - (0,228 - j \cdot 0,169) \cdot (3,729 + j \cdot 12,719) = 0 \text{ кА}; \\ \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} &= (0,228 - j \cdot 0,169) \cdot (3,729 + j \cdot 12,719) + \\ &+ (0,02 - j \cdot 9,498 \cdot 10^{-3}) \cdot (11,943 + j \cdot 12,53) - (0,245 - j \cdot 0,192) \cdot (3,741 + \\ &+ j \cdot 12,759) = 0 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Перевірка виконується, тому розрахуємо нові рівні напруги у пунктах мережі:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} &= 121 - (0,191 - j \cdot 0,129) \cdot (3,54 + j \cdot 12,075) = 118,764 - \\ &- j1,843 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_2^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= 121 - (0,178 - j \cdot 0,13) \cdot (4,26 + j \cdot 14,53) = 118,347 - \\ &- j2,038 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_4^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} &= 121 - (0,228 - j \cdot 0,169) \cdot (3,729 + j \cdot 12,719) = 117,995 - \\ &- j2,267 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_5^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} &= 121 - (0,245 - j \cdot 0,192) \cdot (3,741 + j \cdot 12,759) = 117,634 - \\ &- j2,407 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_3^{(1)} = U_4 - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (119,048 - j1,609) - (0,052 + j \cdot 0,046) \cdot \\ &\cdot (9,436 + j \cdot 9,9) = 117,153 - j2,339 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

На першій ітерації втрати потужності в РЕМ становитимуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \\ + \dot{S}_{np5}) &= 121 \cdot ((0,191 - j \cdot 0,129) + (0,178 - j \cdot 0,13) + (0,228 - j \cdot 0,169) + \\ &+ (0,245 - j \cdot 0,192)) + (j \cdot 183,987 \cdot (121)^2) - ((17,063 - j \cdot 13,252) + \\ &+ (15,055 - j \cdot 11,536) + (14,044 - j \cdot 10,684) + \\ &+ (17,06 - j \cdot 13,126) + (29,114 - j \cdot 22,829)) = (9,84 - j9,338) \text{ МВА}. \end{aligned}$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | 52 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

$|\Delta\dot{S}_\Sigma|$ та $|\partial\dot{S}_\Sigma|$ розраховуються за наступними формулами:

$$|\Delta\dot{S}_\Sigma^{(i)}| = |\dot{S}_\Sigma^{(i)} - \dot{S}_\Sigma^{(i-1)}|; \quad |\partial\dot{S}_\Sigma^{(i)}| = \left| \frac{\dot{S}_\Sigma^{(i)} - \dot{S}_\Sigma^{(i-1)}}{\dot{S}_\Sigma^{(i-1)}} \right|.$$

Зведемо результати аналогічних розрахунків ітерацій до таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати ітераційних розрахунків

| Ітерація | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| U_1 , кВ | 118,779 | 118,919 | 118,925 | 118,925 | 118,925 |
| U_2 , кВ | 118,365 | 118,527 | 118,534 | 118,534 | 118,534 |
| U_3 , кВ | 117,176 | 117,402 | 117,413 | 117,413 | 117,413 |
| U_4 , кВ | 118,017 | 118,188 | 118,197 | 118,197 | 118,197 |
| U_5 , кВ | 117,659 | 117,844 | 117,853 | 117,854 | 117,854 |
| $ \dot{S}_\Sigma $, МВА | 9,512 | 3,642 | 3,895 | 3,897 | 3,897 |
| $ \Delta\dot{S}_\Sigma $, МВА | - | 9,039 | 0,279 | 0,009 | 0,0003 |
| $ \partial\dot{S}_\Sigma $, % | - | 95,024 | 7,654 | 0,222 | 0,007 |

Зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги не перевищує 0,01 %, тому завершуємо ітераційний розрахунок.

Розрахуємо потокорозподіл потужностей, на початках і кінцях ПЛ, їх втрати.

Такі параметри для ПЛ гілки 0-1 становитимуть:

$$\dot{S}_{\text{поч}(0-1)} = \hat{U}_0 \cdot \dot{I}_{0-1}^{m(5)} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_0^2 = 121 \cdot (0,175 - j \cdot 0,121) + 0,5 \cdot (j \cdot 183,987) \cdot 121^2 = 21,187 - j14,084 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-1)} = \hat{U}_1 \cdot \dot{I}_{0-1}^{m(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_{01}^2 = (118,913 + j1,684) \cdot (0,175 - j0,122) - 0,5 \cdot (j183,987) \cdot (118,913^2 + 1,684^2) = 21,028 - j \cdot 14,754 \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{(0-1)} = \dot{S}_{\text{поч}(0-1)} - \dot{S}_{\text{кін}(0-1)} = (21,187 - j14,084) - (21,028 - j \cdot 14,754) = 0,187 - j \cdot 0,670 \text{ МВА}.$$

Занесемо результати наступних ідентичних розрахунків до таблиці 4.13.

Таблиця 4.13 – Результати розрахунків потокорозподілу потужностей на початках, кінцях ПЛ та їх втрат.

| Ділянка | $\dot{S}_{\text{поч}}$, МВт | $\dot{S}_{\text{кін}}$, МВт | $\Delta\dot{S}$, МВА |
|---------|------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| 0-1 | 21,187-j·14,076 | 21,026-j·14,754 | 0.161+ j·0.678 |
| 0-2 | 19,854-j·14,085 | 19,676-j·14,948 | 0.178+ j·0.863 |
| 0-4 | 25,378-j·18,739 | 25,117-j·19,139 | 0.261+ j·0.4 |
| 0-5 | 27,247-j·21,384 | 26,933-j·21,6 | 0.314+ j·0.216 |
| 1-2 | 3,914-j·1,16 | 3,903-j·1,875 | 0.011+ j·0.715 |
| 2-3 | 8,475-j·4,947 | 8,408-j·5,677 | 0.067+ j·0.73 |
| 3-4 | 5,719-j·4,661 | 5,684-j·5,339 | 0.035+ j·0.678 |
| 4-5 | 2,251-j·0,588 | 2,246-j·1,597 | 5,361·10 ⁻³ + j·1,01 |

Загальні втрати потужності в ПЛ проєктованої РЕМ для режиму максимальних навантажень становитимуть:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{заг}} &= \Delta \dot{S}_{(0-1)} + \Delta \dot{S}_{(0-2)} + \Delta \dot{S}_{(0-4)} + \Delta \dot{S}_{(0-5)} + \Delta \dot{S}_{(1-2)} + \Delta \dot{S}_{(2-3)} + \Delta \dot{S}_{(3-4)} + \Delta \dot{S}_{(4-5)} = \\ &= (0.161 + j \cdot 0.678) + (0.178 + j \cdot 0.863) + (0.261 + j \cdot 0.4) + (0.314 + j \cdot 0.216) + \\ &+ (0.011 + j \cdot 0.715) + (0.067 + j \cdot 0.73) + (0.035 + j \cdot 0.678) + \\ &+ (5,361 \cdot 10^{-3} + j \cdot 1,01) = 1,032 + j \cdot 5,289 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку розрахунку:

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-1)} - \dot{S}_{\text{поч}(1-2)} - \dot{S}_{\text{нр1}} - \underline{Y}_{\text{бм1}} \cdot U_1^2 = (21,026 - j \cdot 14,754) - (3,914 - j \cdot 1,16) - (17,063 - j \cdot 13,252) - (0,049 - j \cdot 0,342) = 0 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{кін}(0-2)} + \dot{S}_{\text{кін}(1-2)} - \dot{S}_{\text{поч}(2-3)} - \dot{S}_{\text{нр2}} - \underline{Y}_{\text{бм2}} \cdot U_2^2 &= (19,676 - j \cdot 14,948) + \\ &+ (3,903 - j \cdot 1,875) - (8,475 - j \cdot 4,947) - (15,055 - j \cdot 11,536) - (0,049 - \\ &- j \cdot 0,34) = 0 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{кін}(2-3)} + \dot{S}_{\text{кін}(4-3)} - \dot{S}_{\text{нр3}} - \underline{Y}_{\text{бм3}} \cdot U_3^2 &= (8,408 - j \cdot 5,677) + (5,684 - j \cdot 5,339) - \\ &- (14,044 - j \cdot 10,684) - (0,048 - j \cdot 0,334) = 0 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{кін}(0-4)} - \dot{S}_{\text{поч}(3-4)} - \dot{S}_{\text{поч}(4-5)} - \dot{S}_{\text{нр4}} - \underline{Y}_{\text{бм4}} \cdot U_4^2 &= (25,117 - j \cdot 19,139) - (5,719 - \\ &- j \cdot 4,661) - (2,251 - j \cdot 0,588) - (17,082 - j \cdot 13,653) - (0,065 - j \cdot 0,237) = \\ &= 0 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{кін}(0-5)} + \dot{S}_{\text{кін}(4-5)} - \dot{S}_{\text{нр5}} - \underline{Y}_{\text{бм5}} \cdot U_5^2 &= (27,247 - j \cdot 21,384) + (2,246 - \\ &- j \cdot 1,597) - (29,114 - j \cdot 22,829) - (0,065 - j \cdot 0,368) = 0 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Перевірка показує, що розрахунок виконано вірно, тому зобразимо знайдені параметри на рисунку 4.5.

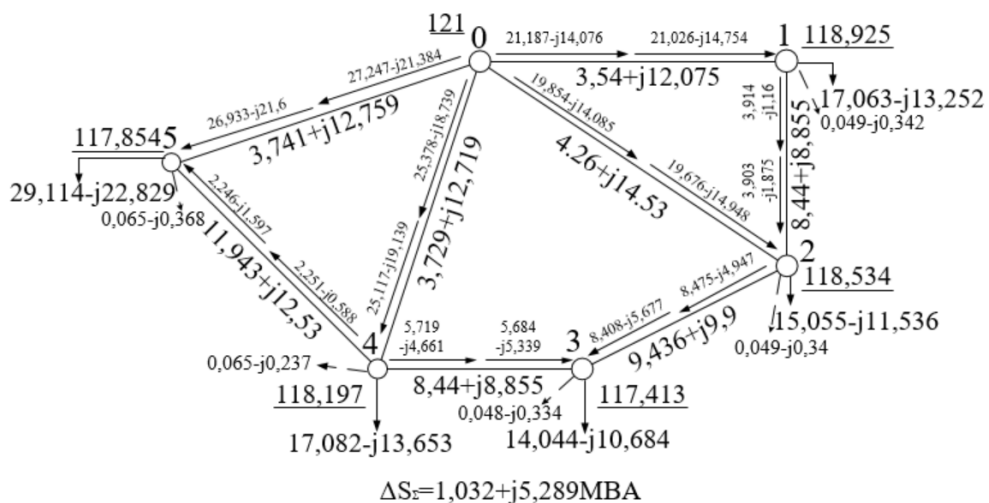


Рисунок 4.5 – Схема з параметрами мережі в режимі максимальних навантажень

| | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|------|
| | | | | | Лист |
| | | | | | 54 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | |

Далі проводимо вибір відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів в ПС мережі.

Розрахуємо параметри ПС №1, де мають бути встановлені два трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Втрати напруги в обмотках блоку трансформаторів становитимуть:

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{(P_{\epsilon 1} + \Delta P_{tz1} + g_{T1} \cdot U_1^2) \cdot r_{\epsilon 1}}{|U_1|} - \frac{(Q_{\epsilon 1} + \Delta Q_{tz1} + b_{T1} \cdot U_1^2) \cdot x_{\epsilon 1}}{|U_1|} =$$

$$= \frac{(17 + 63,024 \cdot 10^{-3} + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot (|118,924|)^2) \cdot 1,292}{|118,925|} -$$

$$- \frac{(-11,684 - 1,568 - 2,42 \cdot 10^{-5} \cdot (|118,924|)^2) \cdot 44,428}{|118,925|} = 4,678 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{P_{\epsilon 1} \cdot r_{\epsilon 1} - Q_{\epsilon 1} \cdot x_{\epsilon 1}}{|U_1| - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{10 \cdot 1,292 + 6,98 \cdot 0}{|118,925| - 4,678} = 0,113 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\eta 1} = \frac{P_{\eta 1} \cdot r_{\eta 1} - Q_{\eta 1} \cdot x_{\eta 1}}{|U_1| - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{7 \cdot 1,292 + 4,707 \cdot 25,83}{|118,925| - 4,678} = 1,143 \text{ кВ}.$$

Значення $U_{\text{ПС}}$ та $U_{\text{ПН}}$ становитимуть для трансформаторів ПС №1:

$$U_{\text{ПС}} = |U_1| - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{m\epsilon 1} = |118,925| - 4,679 - 0,113 = 114,133 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ПН}} = |U_1| - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{m\eta 1} = |118,925| - 4,679 - 1,143 = 113,103 \text{ кВ}.$$

Бажане відносне число регулювальних витків РПН становить:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{ПН}} \cdot U_{\text{ПН}}}{U_{\text{ПС}} \cdot U_{\text{ндж1}}} - 1 = \frac{113,103 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,03.$$

Ступінь регулювання РПН становитиме:

$$N_{\epsilon 1} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\epsilon 0}} = \frac{0,03}{0,0178} = 1,704 \rightarrow N_{\epsilon 1}^{\text{cm}} = 2.$$

Стандартне число регулювальних витків РПН силових трансформаторів у пункті №1:

$$\omega_{\epsilon 1}^{\text{cm}} = N_{\epsilon 1}^{\text{cm}} \cdot \omega_{\epsilon 1} = 2 \cdot 0,0178 = 0,036.$$

Фактичний рівень напруги на шинах НН в пункті №1 становить:

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 55 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$U_{нд1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{мн1}}{U_{мє1} \cdot (1 - \omega_{є1}^{cm})} = \frac{113,103 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 11,218 \text{ кВ.}$$

Знаходимо бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ для трансформаторів на ПС №1:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{мє1} \cdot (1 + \omega_{є1}^{cm})}{U_{нє1} \cdot U_{мє1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{114,133 \cdot 38,5} = 0,043.$$

Звідси ступінь регулювання ПБЗ становить:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,03}{0,025} = 1,738 \rightarrow N_{c1}^{cm} = 2.$$

Тоді стандартне число регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів на ПС №1 становить :

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Знаходимо напругу шин СН ПС №1:

$$U_{сд1} = \frac{U_{нє1} \cdot U_{мє1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{мє1} \cdot (1 + \omega_{є1}^{cm})} = \frac{114,133 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 41,601 \text{ кВ.}$$

Для інших ПС відгалуження РПН та ПБЗ знаходимо так само, як і у вищеприведеному прикладі. Занесемо результати процесу до таблиці 4.14.

Таблиця 4.14 – Вибір РПН та ПБЗ для режиму максимальних навантажень

| № ПС | U _i , кВ | N _є ^{cm} | N _н ^{cm} | U _{нд} , кВ | U _{сд} , кВ |
|------|---------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 118,925 | 2 | 2 | 11,218 | 41,601 |
| 2 | 118,534 | 2 | 2 | 11,3 | 41,655 |
| 3 | 117,413 | 2 | 2 | 10,972 | 39,612 |
| 4 | 118,197 | 1 | - | 10,794 | - |
| 5 | 117,854 | 1 | 2 | 10,902 | 39,895 |

4.7 Режим мінімальних навантажень

Перерахуємо значення навантажень у пунктах, з урахуванням коефіцієнту зменшення навантаження $\alpha=0,62$. Зробимо це на прикладі ПС №1.

Активне та реактивне навантаження шин СН та НН ПС №1 становлять:

$$P_{сн1}^{\min} = \alpha \cdot P_{сн1} = 0,62 \cdot 10 = 6,2 \text{ МВт};$$

$$P_{нн1}^{\min} = \alpha \cdot P_{нн1} = 0,62 \cdot 7 = 4,34 \text{ МВт};$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | 56 |

$$Q_{сн1}^{\min} = -P_{сн1}^{\min} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -6,2 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -4,328 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1}^{\min} = -P_{нн1}^{\min} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -4,34 \cdot \operatorname{tg}(33,901^\circ) = -2,916 \text{ МВАр}.$$

В режимі мінімальних навантажень, повне навантаження ПС №1, зменшиться до значення:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^{\min} &= P_{сн1}^{\min} + P_{нн1}^{\min} + j \cdot (Q_{сн1}^{\min} + Q_{нн1}^{\min}) = 6,2 + 4,34 + j \cdot (-4,328 - 2,916) = \\ &= 10,54 - j7,244 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Так само знайдемо навантаження інших ПС й занесемо результати до таблиці 4.15.

Таблиця 4.15 – Навантаження ПС при мінімальних навантаженнях

| № ПС | \dot{S}_i^{\min} , МВА |
|------|--------------------------|
| 1 | 16,9-j·11,627 |
| 2 | 9,3-j·6,443 |
| 3 | 8,68-j·5,978 |
| 4 | 10,54-j·7,083 |
| 5 | 17,98-j·12,437 |

З'ясуємо чи існує можливість відключення трансформатору на ПС №1 в режимі мінімальних навантажень.

Математична сума квадратів модулів потужностей обмоток блоків силових трансформаторів ПС №1 становитиме:

$$\begin{aligned} \sum(|S_1|^2) &= (|\dot{S}_{нн1}^{\min}|^2) + (|\dot{S}_{сн1}^{\min}|^2) + (|\dot{S}_{ен1}^{\min}|^2) = 12,789^2 + 7,561^2 + 5,229^2 = \\ &= 248,079 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Знайдемо критичну потужність ПС №1:

$$S_{кр1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{нх1} \cdot S_{н1}^2}{\Delta P_{кз1}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 16^2}{100} = 235,52 \text{ МВА}.$$

З вищеприведеного робимо висновок, що при мінімальних навантаженнях ПС №1 мають працювати обидва СТ, оскільки $248,079 \text{ МВА} > 235,52 \text{ МВА}$.

Розрахунки для інших ПС проводимо за аналогічним принципом та наведемо результати у таблиці 4.16.

Таблиця 4.16 – Кількість СТ на ПС що залишаються в роботі.

| № ПС | $\sum(S_1 ^2)$, МВА | $S_{кр1}$, МВА | Кількість трансформаторів |
|------|-----------------------|-----------------|---------------------------|
|------|-----------------------|-----------------|---------------------------|

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 57 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | ДП91.141.009.ПЗ | | | | | |

| | | | |
|---|---------|--------|---|
| 1 | 248,079 | 235,52 | 2 |
|---|---------|--------|---|

Таблиця 4.16 – Продовження

| | | | |
|---|---------|---------|---|
| 2 | 215,348 | 235,52 | 1 |
| 3 | 171,336 | 235,52 | 1 |
| 4 | 322,519 | 235,52 | 2 |
| 5 | 782,003 | 553,571 | 2 |

В зв'язку зі зміною кількості включених трансформаторів на деяких ПС, через зміну навантажень, існує необхідність перерахунку значень приведених навантажень та еквівалентних провідностей ПС. Результати заносимо до таблиці 4.17

Таблиця 4.17 – Приведені навантаження та еквівалентні провідності

| № ПС | $\dot{S}_{пр}$, МВА | Y_i , См |
|------|----------------------|-----------------------------|
| 1 | 10,552-j·7,546 | $(3,478+ j·44,214)·10^{-6}$ |
| 2 | 9,342-j·7,323 | $(1,739+ j·93,78)·10^{-6}$ |
| 3 | 8,697-j·6,378 | $(1,739+ j·42,451)·10^{-6}$ |
| 4 | 10,571- j·7,94 | $(3,478+ j·82,933)·10^{-6}$ |
| 5 | 18,024-j·13,502 | $(4,688+ j·55,051)·10^{-6}$ |
| 0 | - | $j·183,987i·10^{-6}$ |

Розрахуємо режимні параметри мережі при мінімальних навантаженнях, так само, як ми це зробили для режиму максимальних навантажень, й занесемо результати до таблиці 4.18.

Таблиця 4.18 – Результати ітераційного розрахунку.

| Ітерація | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| U_1 , кВ | 113,707 | 113,74 | 113,741 | 113,741 |
| U_2 , кВ | 113,443 | 113,48 | 113,482 | 113,482 |
| U_3 , кВ | 112,737 | 112,788 | 112,79 | 112,79 |
| U_4 , кВ | 113,257 | 113,294 | 113,295 | 113,295 |
| U_5 , кВ | 113,032 | 113,071 | 113,072 | 113,072 |
| $ \dot{S}_\Sigma $, МВА | 5,164 | 5,015 | 5,061 | 5,061 |
| $ \Delta\dot{S}_\Sigma $, МВА | - | 2,284 | 0,047 | 0,001 |
| $ \partial\dot{S}_\Sigma $, % | - | 45,562 | 0,933 | 0,009 |

Зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги не перевищує 0,01 %, тому завершуємо ітераційний розрахунок.

Розрахунок потокорозподілу потужностей, на початках і кінцях ПЛ, їх втрати, розраховуються ідентично до режиму максимальних навантажень, тож занесемо результати наступних розрахунків до таблиці 4.19.

Таблиця 4.19 – Результати розрахунків потокорозподілу потужностей, на початках, кінцях ПЛ та їх втрат.

| Ділянка | $\dot{S}_{\text{поч}}, \text{МВт}$ | $\dot{S}_{\text{кін}}, \text{МВт}$ | $\Delta S, \text{МВА}$ |
|---------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| 0-1 | 13,085-j·7,645 | 13,021-j·8,543 | 0,064+ j·0,898 |
| 0-2 | 12,236-j·7,804 | 12,165-j·8,9 | 0,071+ j·1,096 |
| 2-3 | 5,198-j·2,61 | 5,171-j·3,32 | 0,027+ j·0,71 |
| 3-4 | 3,584-j·2,724 | 3,57-j·3,366 | 0,014+ j·0,642 |
| 4-5 | 1,381-j·0,232 | 1,38-j·1,163 | 1·10 ⁻³ + j·0,931 |
| 0-4 | 15,7-j·10,292 | 15,596-j·11,113 | 0,104+ j·0,821 |
| 0-5 | 16,829-j·11,929 | 16,704-j·12,677 | 0,125+ j·0,748 |
| 1-2 | 2,424-j·0,686 | 2,42-j·1,345 | 4·10 ⁻³ + j·6,59 |

Загальні втрати потужності в ПЛ проектованої РЕМ для режиму мінімальних навантажень та перевірка розрахунку виконуються ідентично, до режиму максимальних навантажень:

$$\Delta \dot{S}_{\text{заг}} = \Delta \dot{S}_{(0-1)} + \Delta \dot{S}_{(0-2)} + \Delta \dot{S}_{(0-4)} + \Delta \dot{S}_{(0-5)} + \Delta \dot{S}_{(1-2)} + \Delta \dot{S}_{(2-3)} + \Delta \dot{S}_{(3-4)} + \Delta \dot{S}_{(4-5)} =$$

$$= 0,41 + j \cdot 6,505 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-1)} - \dot{S}_{\text{поч}(1-2)} - \dot{S}_{\text{пр1}} - \underline{Y}_{\text{бм1}} \cdot U_1^2 = (13,021 - j \cdot 8,543) - (2,424 - j \cdot 0,686) -$$

$$-(10,552 - j \cdot 7,546) - (0,045 - j \cdot 0,313) = 0 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-2)} + \dot{S}_{\text{кін}(1-2)} - \dot{S}_{\text{поч}(2-3)} - \dot{S}_{\text{пр2}} - \underline{Y}_{\text{бм2}} \cdot U_2^2 = (12,165 - j \cdot 8,9) +$$

$$+(2,42 - j \cdot 1,345) - (5,198 - j \cdot 2,61) - (9,342 - j \cdot 7,323) - (0,045 - j \cdot 0,312) =$$

$$= 0 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(2-3)} + \dot{S}_{\text{кін}(4-3)} - \dot{S}_{\text{пр3}} - \underline{Y}_{\text{бм3}} \cdot U_3^2 = (5,171 - j \cdot 3,32) + (3,57 - j \cdot 3,366) -$$

$$-(8,697 - j \cdot 6,378) - (0,044 - j \cdot 0,308) = 0 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-4)} - \dot{S}_{\text{поч}(3-4)} - \dot{S}_{\text{поч}(4-5)} - \dot{S}_{\text{пр4}} - \underline{Y}_{\text{бм4}} \cdot U_4^2 = (15,596 - j \cdot 11,113) -$$

$$-(3,584 - j \cdot 2,724) - (1,381 - j \cdot 0,232) - (10,571 - j \cdot 7,94) - (0,06 - j \cdot 0,217) =$$

$$= 0 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}(0-5)} + \dot{S}_{\text{кін}(4-5)} - \dot{S}_{\text{пр5}} - \underline{Y}_{\text{бм5}} \cdot U_5^2 = (16,704 - j \cdot 12,677) + (1,38 - j \cdot 1,163) -$$

$$-(18,024 - j \cdot 13,502) - (0,06 - j \cdot 0,338) = 0 \text{ МВА}.$$

Перевірка показує що розрахунок виконано вірно, тому зобразимо знайдені параметри на рисунку 4.6.

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{4-5}) + \underline{Y}_{6m5} = ((0,5 \cdot (j72,887)) + (4,688 - j26,465)) \cdot 10^{-6} =$$

$$= (4,688 + j9,979) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{0-5}) = 0,5 \cdot (j89,861 + j85,311 + j102,657) \cdot 10^{-6} =$$

$$= j136,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення інших еквівалентних провідностей не зміняться.

Третій контур перестане існувати, а до другого контуру ввійде потужність вузла №5.

Розрахуємо режимні параметри мережі в післяаварійному режимі, так само як ми це зробили для режиму максимальних навантажень, й занесемо результати до таблиці 4.21.

Таблиця 4.21 – Результати ітераційного розрахунку.

| Ітерація | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| U_1 , кВ | 118,562 | 118,663 | 118,67 | 118,669 | 118,669 | 118,669 |
| U_2 , кВ | 117,797 | 117,892 | 117,901 | 117,9 | 117,901 | 117,901 |
| U_3 , кВ | 115,516 | 115,614 | 115,626 | 115,626 | 115,626 | 115,626 |
| U_4 , кВ | 115,38 | 115,397 | 115,409 | 115,409 | 115,409 | 115,409 |
| U_5 , кВ | 109,662 | 109,618 | 109,633 | 109,633 | 109,633 | 109,633 |
| $ \dot{S}_\Sigma $, МВА | 3,966 | 6,127 | 6,153 | 6,162 | 6,162 | 6,162 |
| $ \Delta \dot{S}_\Sigma $, МВА | - | 4,533 | 0,286 | 0,023 | 0,0021 | 0,0002 |
| $ \partial \dot{S}_\Sigma $, % | - | 114,283 | 4,669 | 0,222 | 0,034 | 0,003 |

Зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги не перевищує 0,01 %, тому завершуємо ітераційний розрахунок.

Розрахунок поточкорозподілу потужностей на початках і кінцях ПЛ, їх втрати, розраховуються ідентично до режиму максимальних навантажень, тож занесемо результати наступних розрахунків до таблиці 4.22.

Таблиця 4.22 – Результати розрахунків поточкорозподілу потужностей на початках, кінцях ПЛ та їх втрат.

| Ділянка | $\dot{S}_{\text{поч}}$, МВт | $\dot{S}_{\text{кін}}$, МВт | $\Delta \dot{S}$, МВА |
|---------|------------------------------|------------------------------|------------------------|
| 0-1 | 25,258-j·15,502 | 25,041-j·15,986 | 0,217+ j·0,486 |
| 0-2 | 25,667-j·17,743 | 25,376-j·18,215 | 0,291+ j·0,472 |
| 0-4 | 44,832-j·39,881 | 43,901-j·37,964 | 0,931- j·1,917 |
| 1-2 | 7,929-j·2,393 | 7,887-j·3,069 | 0,042+ j·0,676 |
| 2-3 | 18,16-j·9,412 | 17,872-j·9,93 | 0,288+ j·0,581 |
| 3-4 | 3,781-j·1,114 | 3,771-j·0,436 | 0,010+j·0,678 |
| 4-5 | 30,528-j·23,649 | 29,17-j·23,149 | 1,358- j·0,5 |

Загальні втрати потужності в ПЛ проектованої РЕМ для післяаварійного режиму та перевірка розрахунку виконуються ідентично до режиму максимальних навантажень:

$$\Delta \dot{S}_{заг} = \Delta \dot{S}_{(0-1)} + \Delta \dot{S}_{(0-2)} + \Delta \dot{S}_{(0-4)} + \Delta \dot{S}_{(0-5)} + \Delta \dot{S}_{(1-2)} + \Delta \dot{S}_{(2-3)} + \Delta \dot{S}_{(3-4)} + \Delta \dot{S}_{(4-5)} = 2,971-j \cdot 0,649 MVA;$$

$$\dot{S}_{кін(0-1)} - \dot{S}_{поч(1-2)} - \dot{S}_{np1} - \underline{Y}_{бm1} \cdot U_1^2 = (25,041 - j \cdot 15,986) - (7,929 - j \cdot 2,393) - (17,063 - j \cdot 13,252) - (0,049 - j \cdot 0,341) = 0 MVA;$$

$$\dot{S}_{кін(0-2)} + \dot{S}_{кін(1-2)} - \dot{S}_{поч(2-3)} - \dot{S}_{np2} - \underline{Y}_{бm2} \cdot U_2^2 = (25,376 - j \cdot 18,215) + (25,041 - j \cdot 15,986) - (18,16 - j \cdot 9,412) - (15,055 - j \cdot 11,536) - (0,048 - j \cdot 0,336) = 0 MVA;$$

$$\dot{S}_{кін(2-3)} - \dot{S}_{поч(3-4)} - \dot{S}_{np3} - \underline{Y}_{бm3} \cdot U_3^2 = (17,872 - j \cdot 9,93) - (3,781 - j \cdot 1,114) - (14,044 - j \cdot 10,684) - (0,047 - j \cdot 0,323) = 0 MVA;$$

$$\dot{S}_{кін(0-4)} + \dot{S}_{кін(4-3)} - \dot{S}_{поч(4-5)} - \dot{S}_{np4} - \underline{Y}_{бm4} \cdot U_4^2 = (43,901 - j \cdot 37,964) + (3,771 - j \cdot 0,436) - (30,528 - j \cdot 23,649) - (17,082 - j \cdot 13,653) - (0,062 - j \cdot 0,226) = 0 MVA;$$

$$\dot{S}_{кін(4-5)} - \dot{S}_{np5} - \underline{Y}_{бm5} \cdot U_5^2 = (29,17 - j \cdot 23,149) - (29,114 - j \cdot 22,829) - (0,056 - j \cdot 0,318) = 0 MVA.$$

Перевірка показує, що розрахунок виконано вірно, тому зобразимо знайдені параметри на рисунку 4.7.



Рисунок 4.6 – Схема з параметрами мережі в післяаварійному режимі.

В табл. 4.23 наведено результат вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів на всіх ПС у післяаварійному режимі.

Таблиця 4.23 – Результати вибору РПН та ПБЗ у післяаварійному режимі

| № ПС | U_i , кВ | $N_B^{ст}$ | $N_C^{ст}$ | $U_{нд}$, кВ | $U_{сд}$, кВ |
|------|------------|------------|------------|---------------|---------------|
| 1 | 118,669 | 2 | 2 | 11,191 | 41,505 |
| 2 | 117,901 | 2 | 2 | 11,235 | 41,417 |
| 3 | 115,626 | 1 | 2 | 10,791 | 39,918 |
| 4 | 115,409 | -1 | - | 10,138 | - |
| 5 | 109,633 | -3 | 2 | 9,379 | 34,597 |

Висновок по розділу 4

Під час роботи над даним розділом були вибрані трансформатори для ПС проекрованої РЕМ та перерізи проводів. Розраховані усталені режими роботи мережі. Обрані необхідна кількість відгалужень РПН та ПБЗ для кожного з режимів.

У режимі максимальних навантажень, знадобилось 5 ітерацій для розрахунку; сумарні втрати потужності в схемі $\Delta S_{\Sigma}=1,032+j5,289$ МВА; найнижчий рівень напруги $U = 117,413$ кВ в пункті № 3; найбільший і найменший номер регулювального відгалуження РПН 2 та 1 відповідно, ПБЗ 3 та 2 відповідно; у пунктах №2, №3 та №5 номери відгалужень вийшли за межі і були закріплені в своїх крайніх положеннях.

У режимі мінімальних навантажень коефіцієнт зменшення навантаження, $\alpha=0,62$; в пунктах №2 та №3, увімкнено лише один трансформатор, у пунктах №1, №4 та №5 працюють групи з двох трансформаторів; змінилася позовжня провідність пунктів №2 та №3; рівень напруги на БП було встановлено на рівні $U = 115$ кВ (за вказівкою дипломного керівника); знадобилось 4 ітерації для розрахунку; сумарні втрати потужності в схемі $\Delta S_{\Sigma}=0,41+j6,505$ МВА; найнижчий рівень напруги $U = 112,79$ кВ в пункті № 3; найбільший і найменший номер регулювального відгалуження РПН -1 та -2 відповідно, ПБЗ 2 та 1 відповідно; у пункті №2 номери відгалужень вийшли за межі і були закріплені в своїх крайніх положеннях.

У післяаварійному режимі була виключена гілка 0-5, оскільки нею протікала найбільша потужність $21,187-j\cdot 14,076$; ділянка 0-5 є одноланцюговою ділянкою з перерізом проводів 240/32 мм²; з поперечної провідності пункту №5 та БП була

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 63 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

вилучена поперечна складова провідності гілки 0-5, так як її було вилучено; знадобилось 6 ітерацій для розрахунку; сумарні втрати потужності в схемі $\Delta S_{\Sigma} = 2,971 + j0,649$ МВА; найнижчий рівень напруги $U = 109,633$ кВ в пункті № 5; найбільший і найменший номер регулювального відгалуження РПН 2 та 1 відповідно, ПБЗ лише 2 відгалуження; у пункті №5 номери відгалужень вийшли за межі і були закріплені в своїх крайніх положеннях.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 64 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Під час виконання даного дипломного проєкту були виконані необхідні завдання і отримані наступні результати:

1) Була побудована функція дисконтованих витрат РЕМ 110 кВ, з залізобетонними, одностійковими, вільностоячими опорами. Виходячи з її будови для проєктованої РЕМ були обрані стандартні перерізи для мережі: 70/11 мм², 120/19 мм², 240/32 мм² і задані межі вигідності щодо потоку потужності цих перерізів: при протіканні потужності від 0 МВт до 11,766 МВт доцільно використовувати лінію з перерізом 70/11 мм² в одноланцюговому виконанні, при протіканні потужності від 11,766 МВт до 18,134 МВт доцільно використовувати лінію з перерізом 120/19 мм² в одноланцюговому виконанні, при протіканні потужності від 18,134 МВт до 47,29 МВт доцільно використовувати лінію з перерізом 240/32 мм² в одноланцюговому виконанні, при протіканні потужності від 47,29 МВт і вище доцільно використовувати лінію з перерізом 240/32 мм² в дволанцюговому виконанні;

2) Функція дисконтованих витрат РЕМ 110 кВ, з залізобетонними, одностійковими, вільностоячими опорами була апроксимована. Це допомогло визначити коефіцієнти для подальшої оптимізації проєктованої РЕМ і допомогло обрати перерізи для кожної вітки заданої схеми РЕМ;

3) Була виконана оптимізація заданої схеми РЕМ методом впорядкованого виключення гілок. В результаті були розімкнені гілки 1-2, 4-5 і 2-3, що дозволило зменшити загальні витрати з 26,035 млн. грн. до 18,565 млн. грн., тобто на 7,47 млн. грн. Але оскільки така конфігурація мережі заперечувала умові виконання завдання, подальші розрахунки проводилися на початковому варіанті схеми;

4) Були обрані перерізи проводів та трансформатори для проєктованої РЕМ, а саме: гілки 0-1, 0-2, 0-4, 0-5 виконані з перерізом 240/32 мм² з одним ланцюгом, гілки 1-2, 2-3, 3-4, 4-5 виконані з перерізом 70/11 мм² з одним ланцюгом; для ПС №1, №2, №3 обрані групи з двох трансформаторів типу ТДТН 16000/110, для

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 65 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

ПС №4 група з двох трансформаторів типу ТДН 16000/110, для ПС №5 група з двох трансформаторів типу ТДТН 25000/110.

5) Було проведено розрахунок усталених режимів проєктованої РЕМ. В усіх режимах напруга у вузлах схеми залишилася в допустимих межах.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 66 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

2. Райони Електричні Мережі: Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина)./ Укладачі: проф. Сулейманов В. М., канд. техн. наук, Чижевський В. В., ас. Янковська Олена Максимівна, ас.– Київ: НТУУ «КПІ», 2009– 84 с.

3. Моделі Оптимального Розвитку Енергосистем. Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі»./ В.А. Баженов. – Київ: КПІ, 2020– 90 с.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|--------|------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 67 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підпис | Дата | | |

Додаток А.
Результати перевірки на плагіат

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|-----------------|------|
| | | | | | ДП91.141.009.ПЗ | Лист |
| | | | | | | 68 |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | |

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015619198

Дата перевірки:
15.06.2023 22:29:19 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
15.06.2023 22:30:07 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Оконечников Вячеслав Александрович ЕС-91

Кількість сторінок: 67 Кількість слів: 12162 Кількість символів: 75080 Розмір файлу: 7.35 MB ID файлу: 1015266430

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

24.6%
Схожість

Найбільша схожість: 5.91% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1008292612)

16.9% Джерела з Інтернету

739

Сторінка 69

21% Джерела з Бібліотеки

238

Сторінка 90

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи

270

Підозріле форматування

20
сторінок